



EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A.

Companhia Aberta - CNPJ/MF nº 02.302.100/0001-06

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2017

www.edp.com.br

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017

A COMPANHIA

A EDP São Paulo, Companhia de capital aberto, tem por objetivo a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, a partir de 23 de outubro de 1998, conforme contrato de concessão, firmado naquela data.

A partir de abril de 2005 passou a ser subsidiária integral da EDP - Energias do Brasil S.A.. A sua sede está localizada na cidade de São Paulo, maior centro econômico-financeiro da América Latina.

Atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, abrangendo cerca de 4,5 milhões de habitantes, compreendidos entre 2,5 milhões no Alto Tietê e 2,0 milhões no Vale do Paraíba e Litoral Norte.

CENÁRIO MACROECONÔMICO

Em 2017, a crise econômica vivida pelo Brasil - após dois anos de recessão - deu sinais de ligeira recuperação, e a economia paulista sendo a maior e mais diversificada do país refletiu esse progresso. No acumulado dos três primeiros trimestres do ano, em relação ao mesmo período de 2016, a atividade paulista registrou avanço de 0,8%. Este resultado reflete o desempenho positivo dos serviços (1,1%) e as taxas negativas da indústria (-0,4%) e da agropecuária (-0,7%).

A queda na inflação² - que em 2017 ficou abaixo de 3% pela primeira vez desde 1998 - e a redução nas taxas de juros³ - a taxa básica SELIC fechou o ano com o menor valor desde 1999, 7% a.a. - favoreceram a indústria e o comércio.

No acumulado até novembro de 2017, a indústria de São Paulo avançou 3,0%⁴, na comparação com igual período do ano anterior. O setor de veículos automotores, caminhões e carrocerias (17,7%) exerceu o principal contributo positiva - sobre a média global da indústria - impulsionado pela maior produção de automóveis, caminhão-trator para roboques e semirreboques e caminhões. Vale mencionar também os avanços vindos das atividades de máquinas e equipamentos (8,6%), equipamentos de informática, produtos eletrônicos e ópticos (18,0%), produtos de borracha e de material plástico (6,1%) e produtos alimentícios (1,3%).

Nos onze primeiros meses do ano, as vendas no comércio varejista⁵ avançaram 1,2%, na comparação com o mesmo período de 2016. No comércio varejista ampliado - que inclui o varejo e as atividades de veículos, motos, partes e peças e de material de construção - o crescimento no volume de vendas foi de 2,1%. O emprego permaneceu praticamente estável. Segundo o CAGED⁶, o saldo de empregos formais em São Paulo - no acumulado até novembro - cresceu 0,9%, com saldo de 109 mil vagas. As principais contribuições positivas foram dadas pelos setores de serviços (66 mil vagas) e agropecuária (38 mil vagas).

AMBIENTE REGULATÓRIO

Alterações Regulatórias

Bandeiras Tarifárias

Instituídas em 2015, as Bandeiras Tarifárias têm como objetivo sinalizar os custos reais da produção de energia elétrica. A bandeira verde indica que o custo de produção de energia está mais baixo, não sendo aplicada nenhuma modificação nas tarifas. As bandeiras amarela e vermelha representam o aumento de custo de produção de energia, ocasião em que é aplicado um valor adicional à tarifa. Em 24 de outubro de 2017, a ANEEL apresentou a proposta de aprimoramento da metodologia das bandeiras tarifárias, com mudanças nos valores cobrados dos consumidores e inclusão de novos critérios no cálculo, como os custos relacionados ao déficit hídrico. Com a hidrologia desfavorável, a diretoria da agência reguladora votou, em caráter excepcional, por implementar a mudança prevista para janeiro/fevereiro de 2018 em relação de 2017. Desta forma, os valores das bandeiras amarela e vermelha sofreram alterações: a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, cujos adicionais são de R\$ 3,00 e de R\$ 5,00, aplicados a cada 100 kWh (quilowatt-hora) consumidos, e a bandeira amarela passou a representar custos adicionais de R\$ 1,00, aplicados a cada 100 kWh.

Governança Corporativa

Em novembro de 2017, a ANEEL regulamentou os critérios sobre a avaliação da qualidade dos sistemas de governança corporativa dos agentes de distribuição de energia elétrica. Baseada na regulação por incentivos, a norma estabelece parâmetros nos temas transparência, estrutura da alta administração, relações de propriedade, controle interno e conformidade regulatória, resultando na classificação das distribuidoras em alto, médio ou insuficiente nível de governança conforme a adesão às boas práticas enunciadas no regulamento. Além de incentivar a eficiência da gestão corporativa, a norma atua por meio de sua classificação qualitativa e quantitativa para a melhoria da qualidade do serviço prestado ao consumidor.

Revisão Tarifária Extraordinária

A ANEEL regulamentou os requisitos prévios para admissibilidade dos pedidos de Revisão Tarifária Periódica (RTP) das distribuidoras, além do procedimento administrativo necessário. A edição do normativo foi motivada pelo aumento do número de pedidos de RTP pelos concessionários e a ausência de critérios mais objetivos para a solicitação. A Resolução Normativa define os critérios mínimos de admissibilidade, tais como o fato gerador, evidência do desequilíbrio econômico-financeiro e o nexo de causalidade entre eles. Caso evidenciado os elementos mínimos de admissibilidade, a ANEEL precisaria abrir uma audiência pública específica para colher contribuições da sociedade, antes de sua deliberação.

REVISÕES TARIFÁRIAS E REAJUSTES TARIFÁRIOS

Em outubro, a ANEEL homologou o Reajuste Tarifário Anual da EDP São Paulo, aplicado a partir de 23 de outubro de 2017. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de +24,37%, sendo 27,31% para os consumidores conectados em alta e média tensão e 22,67% para os consumidores conectados em baixa tensão. A parcela B foi ajustada em -0,60 p.p., resultando em R\$ 806,6 milhões. Para o período tarifário, a componente Produtividade (Pd) anual do Fator X foi estabelecida em 1,14%, enquanto a componente T (Trajetória de Custos Operacionais) foi de -0,24%. Quanto à componente Q, referente à variação dos indicadores de qualidade do serviço DEC e FEC, foi de 0,33%. A parcela A da concessionária foi definida em R\$ 3.234 milhões, e os itens financeiros reconhecidos pela ANEEL nesse processo foram de R\$ 159 milhões.

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Balanco Energético (MWh)

O Balanço Energético retrata a energia contratada para atendimento ao mercado da Companhia e as perdas na distribuição e na rede básica, sendo o saldo ajustado no Mercado de Curto Prazo.

EDP SÃO PAULO	2017	2016
Itaipu + Proinfa	2.709.792	2.676.065
Leilão	8.634.329	8.878.594
Outros ¹	11.985	126.711
Energia em Trânsito	6.826.779	5.855.492
Total Energia Recebida	18.182.885	17.536.861
Perdas Transmissão	181.727	191.604
Perdas de Itaipu	142.201	132.157
Vendas C.Prazo	-1.570.559	-1.276.736
Ajustes C.Prazo	-13.198	-19.980
Total Perdas	1.907.685	1.620.477
Energia Requerida	16.275.200	15.916.384
Suprimento	46.410	43.200
Fornecimento	7.980.548	8.602.861
Perdas e Diferenças	1.421.464	1.414.831
Energia em Trânsito	6.826.779	5.855.492
Total Energia Distribuída	16.275.200	15.916.384

(1) Bilaterais e Compras no Curto Prazo

Compra de Energia

A compra de energia em 2017 foi de 11.356,1 GWh, menor em 2,8% à de 2016. Deste montante, as compras compulsórias de Itaipu e do Proinfa representam 23,9%, as compras no ACR (CCEAR e Contrato de Ajuste) 76,0% e os Contratos Bilaterais 0,1%.

DESEMPENHO OPERACIONAL

A EDP São Paulo vendeu, no ano de 2017, 8.026,9 GWh para os clientes cativos, permissionárias e consumo próprio, queda de 7,2% em relação ao mesmo período do ano anterior. O resultado está impactado pelo desempenho das classes industrial e comercial, em consequência a redução da economia (produção e consumo).

A energia em trânsito, distribuída a clientes livres, totalizou 6,826,7 GWh em 2017, apresentando um aumento de 16,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido melhora do setor residencial e rural.

A energia distribuída pela EDP São Paulo, que compõe o mercado cativo e livre, aumentou 2,4% no mesmo período, totalizando 14.853,7 GWh. Considerando a energia de curto prazo tivemos um aumento de 4,1%, passando para 16.424,2 GWh.

Energia Distribuída	MWh		Consumidores	
	2017	2016	2017	2016
Fornecimento				
Residencial	3.671.770	3.586.887	1.676.680	1.646.098
Industrial	1.404.708	1.854.865	13.022	12.402
Comercial	1.909.316	2.141.011	126.737	123.741
Rural	82.631	80.191	7.904	7.962
Outros (1)	905.967	933.703	14.002	13.674
Consumo próprio	6.155	6.206	165	167
Total Fornecimento	7.980.547	8.602.863	1.838.510	1.804.044
Suprimento	46.410	43.200	2	2
Total Fornecimento e suprimento	8.026.957	8.646.063	1.838.512	1.804.046
Disponibilização do Sistema de Distribuição	6.826.779	5.855.492	452	379
Total Energia Distribuída	14.853.736	14.501.555	1.838.964	1.804.425
Energia de curto prazo	1.570.559	1.269.557		
Receita Operacional Líquida	16.424.295	15.771.112	1.838.964	1.804.425

(1) Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público

QUALIDADE

Os indicadores DEC e FEC, apresentam-se em total conformidade com os padrões estabelecidos pela ANEEL, sendo em 2017 registradas 7,87 horas e 4,96 interrupções, respectivamente, refletindo os investimentos realizados para ações de manutenção preventiva, obras de melhoria, inovações nos ativos do sistema elétrico de distribuição e melhoria constante nos processos adotados por todas as áreas envolvidas com a operação do sistema.

Indicador	Unidade	2014	2015	2016	2017	
DEC	Horas	Real	7,62	7,99	8,47	7,87
		Meta Aneel Regulatória	9,05	8,78	8,61	8,41
FEC	Veze	Real	5,35	4,85	5,42	4,96
		Meta Aneel Regulatória	7,55	7,23	7,15	6,59

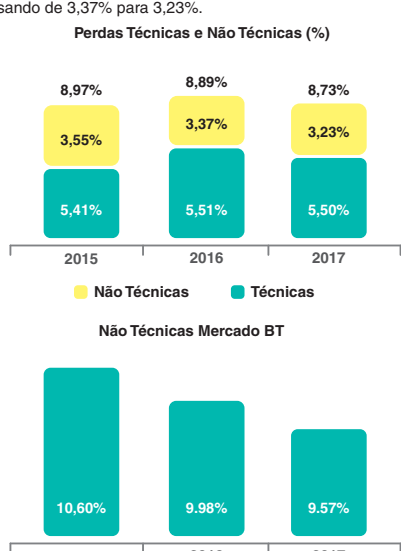
DEC = Duração Equivalente de interrupções por Clientes (horas - média cliente/ano)

FEC = Frequência Equivalente de interrupções por Cliente (interrupções - média clien-te/ano)

Nota: O DEC e FEC das distribuidoras divulgados no trimestre são prévios, uma vez que o indicador final é divulgado até 30 dias após o fechamento do mês.

PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS

As perdas totais em 2017 foram de 8,73%, redução de 0,16 p.p. em relação a 2016. As perdas técnicas reduziram 0,01 p.p., passando de 5,51% para 5,50% e as perdas não técnicas reduziram 0,14 p.p. passando de 3,37% para 3,23%.



1 Fonte: SEADE. PIB trimestral do Estado de São Paulo. 3º Trimestre de 2017

2 Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor IPCA e INPC - Dezembro/2017.

3 Fonte: Banco Central do Brasil. Meta SELIC em 31/12/2017.

4 Fonte: IBGE. Pesquisa Industrial Mensal Produção Física - Regional. Novembro/2017

5 Fonte: IBGE. Pesquisa Mensal de Comércio. Novembro/2017

6 Fonte: CAGED/MTE. Novembro/2017

Combate às Perdas não Técnicas

A EDP São Paulo encerra o ano de 2017 com Perdas Não Técnicas de 9,57% sobre o mercado de baixa tensão e a Perda Total no valor de 8,73%, que é a diferença entre a energia adquirida e a energia faturada.

O resultado mostra uma redução de 0,40 p.p. no índice de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão em relação ao índice verificado em dezembro do ano anterior, que foi de 9,98%. Já nas perdas totais a redução foi 0,16 p.p. em relação a dezembro de 2016, quando o resultado foi de 8,89%.

Em 2017, a EDP São Paulo desembolsou R\$ 39,8 milhões em programas de combate às perdas. Do total de recursos, R\$ 29,8 milhões foram para investimentos operacionais (substituição de medidores, instalação de rede especial, painéis de medição blindados e monitorados e telemedição) e R\$ 10 milhões para despesas gerenciáveis (inspeções e retirada de ligações irregulares).

A EDP São Paulo realizou aproximadamente 77,6 mil inspeções, substituição de 48,5 mil medidores e blindagem de 7,5 mil consumidores através de redes especiais com monitoramento remoto que resultaram na recuperação de receitas de cerca de R\$ 25 milhões*.

PRINCIPAIS DADOS DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Descrição	2017	2016	Var. %
Subestações			
Quantidade	56	54	3,1
Potência Instalada de Transformadores (MVA)	4.086	4.029	1,4
Redes de Distribuição - Própria (Km)	28.117	28.431	-1,1
AT (maior ou igual a 69 KV)	953	953	0,0
MT (entre 1 e menor a 69 KV)	14.691	14.543	1,0
BT (menor que 1 kV)	12.474	12.935	-3,6
Transformador de Distribuição - Próprios (Quantidade)	67.207	65.919	2,0
Urbano	50.145	49.044	2,2
Rural	16.991	16.808	1,1
Subterrâneo	71	67	6,0
Potência Instalada na Distribuição Própria (MVA)	4.017	3.923	2,4
Urbano	3.547	3.465	2,4
Rural	430	421	2,2
Subterrâneo	40	37	7,2
Postes em Redes de Distribuição - Quantidade	560.803	555.812	0,9
Urbano	416.984	413.546	0,8
Rural	143.819	142.266	1,1

RELACIONAMENTO COM O CLIENTE

A EDP São Paulo segmenta seus clientes por nível de tensão de fornecimento, a saber, clientes de baixa, média e alta tensão e por classe de clientes, pertencentes às esferas pública e privada. A distribuidora possui estrutura para atender seus diversos públicos, oferecendo acesso a canais de relacionamento presencial, virtual e telefônico.

O atendimento telefônico, realizado pelo *Call Center*, em conformidade com as exigências regulatórias do setor, oferece atendimento de caráter emergencial e comercial para os clientes de baixa tensão. Em 2017 foram atendidas 1,6 milhões de chamadas. Para os clientes de média e alta tensão há uma estrutura exclusiva de atendimento telefônico personalizado e gratuito.

Os canais virtuais compreendem: Agência Virtual (*web*), App (com *chat*) e *SMS*.

Abaixo, alguns detalhes das etapas de 2017:

- Aplicativo EDP: Lançado para dispositivos móveis (*smartphones* e *tablets*), o aplicativo baixado gratuitamente facilita o contato dos clientes com a distribuidora, trazendo praticidade na solicitação de serviços. A partir da funcionalidade de *chat* em tempo real, o cliente pode obter informações e esclarecer dúvidas. Agência virtual: A página de serviços da EDP na internet (www.edp.com.br) passou por mais uma série de reformulações em 2017 incluindo novos serviços, com *layout* moderno e maior acessibilidade, tais como: solicitação de ligação nova, entrada de projeto elétrico, acordo de pagamento e inclusão de *chat web*. Este canal de relacionamento que permite o acesso, de forma segura, com a criação de *login* e senha para o cliente, ou através de conta de *Whats* e *Facebook*, contribuindo para aprimorar o atendimento, dando maior conforto e celeridade na execução das solicitações, além de facilitar o acompanhamento das mesmas pelos clientes, com maior interação e agilidade no tráfego de dados, dentro dos mais elevados padrões de segurança das informações. Nestes canais virtuais em 2017 foram realizados 7,4 milhões de acessos, entre a utilização de serviços e consultas.

Para o atendimento presencial, a concessionária conta com 30 Agências, distribuídas nos 28 municípios de sua área de concessão, onde recebemos 785 mil clientes em 2017. Algumas de nossas agências contam também com equipamentos de autoatendimento (*totens* e *tablets*). Em 2017, realizamos 1,7 milhão de serviços presencialmente e 0,9 mil serviços no autoatendimento.

A distribuidora oferece também o serviço de Ouvidoria, que deve ser acionado sempre que as manifestações relativas à prestação do serviço e aos direitos do consumidor não forem solucionadas pelos demais canais de atendimento e pode ser contatada por meio de central de tele atendimento - CTA dedicada, *e-mail*, *Whatsapp*, correspondência ou ainda presencialmente.

A Ouvidoria realiza sempre de maneira ética, imparcial, justa, transparente, isonômica e cortês a intermediação entre as manifestações dos clientes e a distribuidora atuando como representante dos direitos do cliente junto a distribuidora. No ano de 2017 a Ouvidoria da EDP São Paulo recebeu mais de 42,2 mil contatos de clientes e intermediou 8,2 mil manifestações.

PESQUISA E DESENVOLVIMENTO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Em 2017, foram encerrados dois e iniciados nove projetos de P&D, permanecendo assim vine e quatro projetos em execução, com investimentos na ordem de R\$ 7,35 milhões. Dentre projetos encerrados, destaca-se a inauguração do 1º Laboratório de *Smart Grids* da América Latina, instalado na Universidade de São Paulo (USP) e disponibilizado para a sociedade e setor elétrico brasileiro em 2017. Nos projetos em andamento, são destacados o projeto de P&D, *SIAD-AERO*, um sistema autônomo cooperativo de planejamento e execução de inspeção nos ativos do sistema elétrico, que capta imagens nas bandas do visível, infravermelho e ultravioleta, através da utilização de sensores embarcados em aeronaves remotamente tripuladas de asa fixa e asa móvel. Realizando o processamento destas informações em uma base no solo e de forma *off-line* para detectar anomalias existentes e apresentar um plano de ação para a correção das mesmas. E o de P&D "Geração distribuída urbana utilizando sistemas fotovoltaicos e armazenamento de curto prazo", visa, tanto preparar a EDP para a regulamentação e penetração desta tecnologia, quanto estudar e propor modelos de negócio que tragam benefícios tanto para a empresa quanto ao consumidor.

Ressaltamos que os resultados obtidos nos projetos de P&D foram amplamente divulgados à comunidade científica, através da participação em seminários nacionais e internacionais e publicação de artigos em revistas especializadas.

Eficiência Energética

Por meio do PEE, a EDP São Paulo investiu R\$ 13,9 milhões, beneficiando comunidades de baixo poder aquisitivo por meio do projeto Boa Energia na Comunidade, que consiste nas substituições de chuveiros elétricos por trocadores de calor, lâmpadas ineficientes por LED e instalações de kits padrão de entrada para adequação do fornecimento de energia. Outro projeto em comunidade de baixa renda é o projeto Boa Energia Solar, que substitui os chuveiros elétricos, uns dos grandes vilões de consumo de energia de uma residência, por sistemas de aquecimento solar (reservatório térmico e coletor solar), e para otimizar ainda mais os ganhos, é realizada a substituição de lâmpadas ineficientes por lâmpadas LED.

Além dos projetos mencionados, dois projetos tiveram um grande destaque em 2017, o projeto Eficiência Solidária, que atendeu mais de 12,5 mil clientes, consiste na substituição de lâmpadas ineficientes de clientes residenciais por lâmpadas LED, utilizando uma unidade móvel (*Lead Truck*) como posto de troca, ainda dentro do projeto, a cada 80 lâmpadas substituídas uma foi doada para entidade beneficente, a segunda ação que merece destaque foi a Gincana cultural *Xô Desperdiço*, que foi realizada para as escolas participantes do projeto Boa Energia nas Escolas. A gincana foi dividida em atividades, onde as escolas publicaram vídeos na internet e foram contabilizadas todas as curtidas, proporcionalmente ao número de habitantes de cada município, sendo que as dez primeiras colocadas foram contempladas com um sistema fotovoltaico.

O objetivo do programa de Eficiência Energética é combater o desperdício de energia elétrica e contribuir para a redução das emissões de CO₂ e também das contas de luz dos consumidores. Em 2017, o programa da EDP São Paulo gerou uma economia de energia de aproximadamente **16,72 GWh/ano, que corresponde ao consumo de energia de 7,7 milhões** de residências.

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

	2017	2016	Consolidado	%
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)				
Receita operacional líquida	3.975.741	3.140.132		26,6
Receita com construção da infraestrutura	269.742	246.348		9,5
Gastos não gerenciáveis	(2.816.992)	(2.111.680)		33,4
Margem Bruta	889.007	782.104		13,7
Gastos gerenciáveis	(834.662)	(831.285)		0,4
Total do PMSO¹	(528.110)	(549.726)		-3,9
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(36.810)	(35.211)		4,5
Custo com construção da infraestrutura	(269.742)	(246.348)		9,5
EBITDA	415.666	280.420		48,2
Margem EBITDA	10,5%	8,9%		1,5p.p.
Resultado do serviço (EBIT)	324.087	197.167		64,4
Resultado financeiro líquido	(52.933)	(30.865)		71,5
LAIR	271.154	166.302		63,0
IR e Contribuição social	(77.054)	(24.879)		209,7
Lucro líquido	194.100	141.423		37,2

¹ PMSO com Amortização e Depreciação

A margem bruta apresentou um aumento de 13,7% em 2017 em relação à 2016, atingindo R\$ 889,0 milhões. Este resultado reflete os principais efeitos:

- Melhora do mercado pelos efeitos de expansão do número de clientes e aumento da atividade econômica resultou em impacto de positivo de R\$ 24 milhões face a 2016;
- Aumento da Parcela B em outubro/2016 resultou em um efeito tarifa de R\$ 37 milhões em 2017;
- Aplicações de medidas para redução das perdas na área de concessão contribuíram para um registro menor em relação a 2016.
- Ganhos com sobrecontratação de R\$ 41,1 milhões, +R\$ 76,4 milhões quando comparado à 2016;
- Atualização de ganhos com VNR, resultando em uma queda de R\$ 14,8 milhões com relação à 2016;
- Outros efeitos tiveram uma redução de R\$ 25,7 milhões, quando comparado à 2016. Entre esses efeitos estão PIS/Cofins, neutralidade do não faturado e efeitos da mudança da metodologia da CVA em 2016.

Os gastos gerenciáveis encerraram 2017 com R\$ 834,7 milhões, considerando as receitas de construções que possuem valor nulo no resultado.

- Pessoal, material, serviços e outros (R\$ 521,9 milhões) aumento de 1,7% face 2016, menor em relação a inflação do período em 1,2 p.p.;
 - Provisões de crédito de liquidação duvidosa fecharam em R\$ 39,2 milhões, menor em 32,2% face 2016, refletindo especialmente os esforços das equipes de recuperação e cobrança, investimento em projetos de telemedição, combate a fraudes, ações de roteirização de corte;
 - As contingências fecham o ano em R\$ 3,7 milhões, menor em 72,3% face 2016, impacto de reversões regulatórias.
- O Resultado Financeiro de 2017 foi -R\$ 52,9 milhões, superior em R\$ 22,0 milhões comparado ao resultado financeiro de 2016, reflexo principalmente da redução de R\$ 29,8 milhões de multas e juros sobre energia vendida, reflexo da melhora da economia no estado, redução de R\$ 9,5 milhões de ativos/passivos financeiro setoriais.

Pelos motivos ressaltados anteriormente a EDP São Paulo apresentou um Lucro Líquido de R\$ 194,1 milhões no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2017, superior em 37,2% ao registrado em igual período do ano anterior.

INVESTIMENTOS

Foi realizado a título de investimento o valor de R\$ 269,7 milhões em 2017, já deduzidos os recursos recebidos na forma de doações e subvenções para investimento e considerando os juros capitalizados, ficando 9,5% acima do mesmo período do ano anterior. No período os juros capitalizados representam R\$ 4,1 milhões do total. Os investimentos realizados foram destinados a obras estruturantes para o reforço do sistema elétrico, telecomunicações, informática, entre outros.

Investimento - R\$ Mil

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017

GESTÃO DE PESSOAS

Cultura

A EDP São Paulo é uma empresa que busca a eficiência em seus negócios e processos, a antecipação de riscos, novas oportunidades, cumprimento de suas metas, orçamento e objetivos.

Nos últimos três anos, a EDP decidiu ir além do que considera tangível e considerou tratar questões que refletem diretamente na cultura organizacional e na identidade da EDP. Iniciado no fim de 2014, consiste na concepção de princípios que assegurem um ambiente de trabalho seguro e agradável, estimulando a interação entre as pessoas, garantindo a motivação dos colaboradores, compartilhando conhecimento e valorizando o capital humano.

O desenvolvimento do projeto foi dividido em quatro etapas - 1-) Criação dos princípios e propósito com a participação de mais de 1.600 colaboradores, 2-) Uma forte campanha de comunicação e alinhamento de todos os colaboradores da EDP; 3-) A Disseminação com a realização de sessões de Multiplicação dos 12 princípios e 4-) Internalização dos Princípios nas nossas ações do dia a dia e em nossos processos.

Intensificamos nosso olhar para a segurança e ousamos em aplicar um novo modelo de medição dos resultados e metas, criando em todas as áreas da empresa um sentimento de responsabilidade pelo todo. Temos avançado rumo ao nosso alvo que é estar entre as empresas mais agradáveis do Mundo.

Cuidado com as pessoas

O quadro de pessoal próprio da EDP São Paulo, ao final de 2017, foi de 1.191 colaboradores e 3 colaboradores da alta direção em regime estatutário, totalizando 1.194. Adicionalmente contou com a participação de 1 conselheiro, 47 estagiários e 18 aprendizes. A taxa de rotatividade da EDP São Paulo em 2017 foi de 8,37%.

Diversidade - Igualdade na justiça e na diferença

Em 2017, o Projeto de Diversidade continuou a desenvolver iniciativas em gestão de pessoas para fomentar a igualdade entre gêneros, nacionalidades, gerações e deficientes, com objetivos e metas claras para melhorias dos indicadores relacionados a estes temas.

Desenvolvimento

O processo de capacitação é contínuo, com treinamentos que envolvem alinhamento estratégico, gestão do conhecimento e desenvolvimento individual, além de diversos cursos *on-line* e palestras de acesso livre. Todas as iniciativas nesse âmbito são alinhadas pela Universidade Corporativa EDP, que defini os temas para sustentar o crescimento da Companhia.

Universidade EDP

Promove a Educação Continuada como prática de disseminação da estratégia, fazendo a construção compartilhada do conhecimento pessoal e profissional do colaborador EDP Brasil, aperfeiçoando suas habilidades, seu desenvolvimento intelectual e estimulando seu alto desempenho, realizando a gestão do conhecimento e impulsionando assim uma cultura transformadora e inovadora, com um olhar para o humano de forma completa. A Universidade é composta pelas escolas:

- Escola de Liderança: que tem como objetivo desenvolver líderes transformadores que atuem de maneira dinâmica e inovadora explorando seu potencial e de sua equipe. Ampliando e fortalecendo a capacidade cognitiva e social do líder, desenvolvendo-o como ser humano em todas as suas dimensões.
- Escola EDP: auxilia a adaptação dos colaboradores à cultura EDP, deixando-os mais alinhados a cultura EDP e o atendimento das áreas transversais às áreas de negócio. Formação voltada a ferramentas administrativas para trabalhos do dia a dia.
- Escolas de Negócio (Distribuição, Geração, Comercialização, Transmissão e Novos Negócios): desenvolve as capacidades específicas de cada negócio, melhorando a competência técnica e retendo o conhecimento técnico e os talentos.

Carreira EDP

São bate-papos sobre carreira, conduzidos por profissional especializado de mercado e tem como objetivo de desenvolver os conceitos de carreira, junto aos colaboradores, abordando temas:

- Empoderar o colaborador como protagonista de sua carreira;
- Incentivar os colaboradores ao desenvolvimento;
- Desmistificar o tema Carreira X Tempo de Casa X Senioridade;
- Trabalhar o tema carreira de forma ampla, orientando o colaborador a pensar no tema de forma completa.
- Dar visibilidade e transparência ao tema e carreira e oportunidades internas.
- Gestores envolvidos para ajudar os colaboradores nessa jornada.

Escolas de Eletricista

Programa de qualificação profissional para formação de Eletricistas de Redes de Distribuição de Energia Elétrica, que capacita profissional das comunidades da área de concessão da EDP. Criando -se um banco de candidatas para contratação tanto na EDP com em seus parceiros.

Programa de Estágio

É um programa de desenvolvimento para estagiários, tendo como objetivo prepará-los para o mercado de trabalho, para que possam assumir um cargo de efetivo no Grupo EDP ou qualquer outra empresa. Esse programa é composto por uma sequência de ações, que buscam desenvolver o conhecimento sobre o setor de energia, a cultura da EDP, estimulando uma visão holística e estratégica no estagiário.

Em 2017, a EDP - São Paulo destinou R\$ 1.155.758 para atividades de capacitação e desenvolvimento de colaboradores, um total de 70.528 horas de treinamento, com a média de 59 horas por colaborador próprio.

Recrutamento e Seleção

Em 2017, a EDP São Paulo recrutou 90 novos colaboradores e também manteve em âmbito global o programa de mobilidade interna (*SWITCH*) para promover a mobilidade dos colaboradores entre áreas, empresas e geografias onde a EDP está presente. Entre os principais objetivos da iniciativa estão:

- Reforçar a cultura e a partilha de conhecimento, ao promover a interação entre colaboradores com experiências pessoais e profissionais distintas;
- Aumentar a satisfação e os resultados;

Valorizar o colaborador e reforçar as suas competências, para que possam assumir novos desafios e responsabilidades.

Programa de Incentivo à Aposentadoria

Como forma de reconhecer os colaboradores que trabalharam durante muito tempo na EDP São Paulo, em 2017 a EDP manteve o Plano de Incentivo à Aposentadoria criado em 2015. O objetivo é reconhecer financeiramente os colaboradores que desejam e irão se aposentar, com base nos anos trabalhados na empresa. Em 2017 referente ao programa de 2016, estes colaboradores foram acompanhados pelo Programa Viver Bem, que incluía workshops sobre os temas: orientações motivacionais; saúde financeira e relacionamento afetivo, familiar e amigos; tornando realidade "meu" projeto de vida; e depoimentos de outros profissionais. O Programa Viver Bem continuará a ser oferecido aos colaboradores que aderiram ao PIA de 2017.

Segurança do Trabalho

Na EDP São Paulo a Segurança do trabalho, qual está presente no Planejamento Estratégico da EDP. Focada em seu princípio número um "A **vida sempre em primeiro lugar**", a Empresa possui uma Cultura totalmente engajada em segurança que busca alcançar o "zero acidente". Mais do que um conceito, segurança é uma questão de atitude na EDP São Paulo. Cujo a ambição é torna-se referência nacional em Segurança com Acidente Zero de colaboradores próprios, contratados e população.

A EDP São Paulo atua com o foco nas seguintes vertentes:

- Colaboradores próprios** - visa desenvolver uma cultura de segurança que resulte no comportamento seguro e atender as legislações e normas em segurança e saúde.
- Prestadores de Serviço** - gera o comprometimento dos colaboradores e gestores das empresas prestadoras de serviços com a segurança do trabalho, visando resultar no comportamento seguro e atendimento das legislações e normas pertinentes visando gerar uma consciência.
- Segurança População** - promove ações que visem a segurança da população que interage na área de concessão da EDP São Paulo.

Desempenho

Na EDP São Paulo no ano de 2017, envolvendo os seus colaboradores próprios ocorreram dois acidentes com afastamento, sendo um deles grave e que atingiu o limite máximo de 6.000 dias debitados, as taxas de frequência e gravidade da foram de 0,79 e 2.639 respectivamente.

Quanto aos prestadores de serviços no mesmo ano, houve um acidente fatal em trânsito e doze acidentes com afastamentos, resultando nas seguintes taxas de frequência 2,50 e gravidade de 1.263, cuja a metodologia de cálculo adotada atende a NBR 14.280.

Com a população os registros de acidentes com a população oriundos do contato com o sistema elétrico de potência, ocorreram um total de dezoito acidentes, sendo cinco fatais, na área de concessão da EDP no estado de São Paulo.

Certificações

Na EDP São Paulo estão certificadas 52 Subestações na certificação OHSAS (*Occupational Health and Safety Assessment Series*) 18.001/2007.

Iniciativas preventivas

A EDP São Paulo realiza diversas iniciativas com programas e padrões específicos com o intuito de promover atitudes preventivas que priorizem o respeito à vida na execução das atividades operacionais e administrativas. Destacamos:

Programa Ligado na Vida

Programa que visa reconhecer positivamente os colaboradores que no dia a dia realizam as atividades de campo e aderem 100% os padrões de segurança da EDP, sendo que em 2017 mais de 827 colaboradores foram premiados.

Diálogo de Segurança (DDS) e Reuniões Semanais

São encontros que visam contribuir com o conhecimento e compartilhamento de informações de segurança para os colaboradores.

Inspeções de Segurança/Safety Walk

As inspeções de segurança têm como objetivo detectar as conformidades e não conformidade, que resultarão em ações preventivas, a fim, de evitar acidentes e contribuir na melhoria dos processos de trabalho, tal tarefa é realizada por colaboradores e gestores.

Treinamentos Procedimentos Operacionais (POPs)

479 colaboradores operacionais passaram pelas reciclagens dos POPs.

Direção Defensiva

Visando a prevenção de acidentes no trânsito a EDP São Paulo, promove treinamentos voltados para a segurança no trânsito, sendo o de pilotagem segura para os colaboradores usuários de motocicleta e direção defensiva para os condutores de veículos da EDP, com a participação de 197 colaboradores.

Projeto Cultura EDP

Em 2017 a cultura EDP que possui os 12 princípios passou a fazer parte do plano de desenvolvimento dos prestadores de serviços, incorporando se aos negócios da empresa contratada, sendo que em 2017 foram treinados aproximadamente 2.300 colaboradores das empresas contratadas.

Segurança com a População

Visando a prevenção de acidentes envolvendo a população foram adotadas diversas ações, como utilização de carro de som, veiculação de informações nas rádios, mensagens nas redes sociais, aplicação de banners nas frentes de trabalho, mensagens na conta de luz, criação de cartazes, mensagens nos ônibus e parcerias com entidade de ensino.

Observações de Segurança

Foram reportados no ano de 2017 na EDP São Paulo 1.583 relatos de incidentes/situações de risco.

SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

Sustentabilidade e Responsabilidade Social Corporativa

Em consonância com valores da Cultura EDP, como responsabilidade pelo todo, a Companhia subscreve voluntariamente iniciativas nacionais e internacionais que incluem o Pacto Global: o Pacto Empresarial pela Integridade e contra a Corrupção; o Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo no Brasil; o Programa Brasileiro GHG *Protocol*; e o *Carbon Disclosure Project*.

Pelo 12º ano consecutivo, a EDP São Paulo contribuiu para manter o reconhecimento da EDP Energias do Brasil no Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&F da Bovespa (ISE Bovespa). Garantindo a melhoria contínua no desempenho Socioambiental no índice, a EDP elaborou planos de ação junto às diferentes áreas da Companhia, cuja implementação continuou ao longo de 2017. As iniciativas envolvem temas como gestão de resíduos, biodiversidade, certificações, gestão de fornecedores e relacionamento com a comunidade.

Em 2017 a EDP São Paulo através do IEDP investiu cerca de R\$ 4,1 milhões de reais em iniciativas com a comunidades. Um exemplo, de programa desenvolvido durante o ano foi "Voluntariado da EDP", com participação dos colaboradores da EDP São Paulo, promoveu diversas ações de cidadania, beneficiando cerca de mil pessoas atendidas por organizações sociais. Destaque para os projetos "Desafio do Bem", "Parte de Nós Ambiente" e "Parte de Nós Natal", totalizando 1.994 horas de voluntariado.

Meio Ambiente

Seguindo sua Política de Inovação e Sustentabilidade, a EDP São Paulo direciona esforços para promover a ecoeficiência e a proteção ambiental, questões que analisa de maneira pragmática. Para isso, atua com transparência e responsabilidade, assumindo compromissos de gestão ambiental e metas de melhoria.

A Empresa adota processos e procedimentos que avaliam, mitigam e compensam os impactos socioeconômicos e ambientais de seus projetos e atividades, com destaque para os recursos hídricos e mudanças climáticas, adequando-se a normas nacionais e internacionais de responsabilidade social corporativa, gestão ambiental e saúde e segurança operacional.

A EDP São Paulo conta com 27 subestações certificadas pela ISO 14001 e 49 com a OHSAS 18001. E realizou investimento em ações de meio ambiente no total de R\$14,697 milhões durante o ano.

BALANÇO SOCIAL ANUAL | FORMULÁRIO IBASE

1 - Base de Cálculo	2017 (R\$ mil)			2016 (R\$ mil)		
Receita líquida (RL)	3.975.741,00			3.140.132,00		
Resultado operacional (RO)	324.087,00			166.302,00		
Folha de pagamento bruta (FPB)	131.719,00			124.219,00		
2 - Indicadores Sociais Internos	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	17.446,66	13%	0%	16.483,89	13,27%	0,52%
Encargos sociais compulsórios	31.521,94	24%	1%	33.201,36	26,73%	1,06%
Previdência privada	4.871,76	4%	0%	4.668,59	3,76%	0,15%
Saúde	18.410,64	14%	0%	18.278,46	14,71%	0,58%
Segurança e saúde no trabalho	1.077,18	1%	0%	1.062,19	0,86%	0,03%
Educação	166,68	0%	0%	111,02	0,09%	0,00%
Cultura	-	0%	0%	-	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	989,07	1%	0%	620,81	0,50%	0,02%
Creches ou auxílio-creche	611,24	0%	0%	504,74	0,41%	0,02%
Participação nos lucros ou resultados	13.296,76	10%	0%	13.188,90	10,62%	0,42%
Programa de Desligamento Voluntário - PDV	-	0%	0%	-	0,00%	0,00%
Outros	1.258,34	1%	0%	454,24	0,37%	0,01%
Total - Indicadores sociais internos	89.650,28	68%	2%	89.339,66	71,92%	2,85%
3 - Indicadores Sociais Externos	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL
Educação	1.201,30	0%	0%	1.055,00	0,63%	0,03%
Cultura	2.106,50	1%	0%	5.888,60	3,54%	0,19%
Saúde e saneamento	350,00	0%	0%	1.005,00	0,60%	0,03%
Esporte	350,00	0%	0%	1.701,90	1,02%	0,05%
Combate à fome e segurança alimentar	-	0%	0%	-	0,00%	0,00%
Outros	115,00	0%	0%	13,50	0,01%	0,00%
Total das contribuições para a sociedade	4.122,80	1%	0%	9.664,00	5,81%	0,31%
Tributos (excluídos encargos sociais)						
Total - Indicadores sociais externos	4.122,80	1%	0%	9.664,00	5,81%	0,31%
4 - Indicadores Ambientais	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	5.964,33	1,84%	0,15%	8.351,37	5,02%	0,27%
Investimentos em programas e/ou projetos externos		0,00%	0,00%		0,00%	0,00%
Total dos investimentos em meio ambiente *	5.964,33	1,84%	0,15%	8.351,37	5,02%	0,27%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	<input checked="" type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> umpre de 76 a 100%			<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%		
5 - Indicadores do Corpo Funcional	2017			2016		
Nº de empregados(as) ao final do período	1.194			1.214		
Nº de admissões durante o período	92			53		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	2.650			2.429		
Nº de estagiários(as)	47			48		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	ND			ND		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	247			247		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	15%			13%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	52			53		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	0,09%			2%		
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais	17			0		
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2017			2016		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	23,63			2,9%		
Número total de acidentes de trabalho	17			7		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(x) direção e gerências	() todos empregados	() direção	(x) direção e gerências	() todos empregados
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	() todos + Cipa
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	() incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados
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	(x) são exigidos
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	(x) organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (na empresa, no procon, na justiça)	na empresa:	no Procon:	na Justiça:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	28.501	2.083	-	28.709	2.254	2.700
	99,09%	98,28%	ND	99,40%	99,60%	58,54%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	2.920.105,00			2.983.825,00		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	governo: 82,2% acionistas: 2,4% colaboradores: 6,0% retido: 6,9% terceiros: 13,9%			governo: 65,6% acionistas: 7,8% colaboradores: 5,4% retido: 3,6% terceiros: 17,7%		
7 - Outras Informações	N/A - Não Aplicável.					
*Nota: Os investimentos em programas e/ou projetos externos são contabilizados de forma integrada aos investimentos de operação/produção.						

AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia firmou contrato com a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (PwC), em fevereiro de 2016, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis, bem como a revisão de informações contábeis intermediárias relativas aos exercícios de 2016 e 2017. A PwC iniciou a prestação de serviços em abril de 2016.

Em 2017, a PwC 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 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: (a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

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 e também com os Relatórios dos Auditores Independentes emitidos sobre as respectivas Demonstrações Financeiras para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016. Estas foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e o *International Financial Reporting Standards* ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB").

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM

(Em milhares de reais)			
	Nota	31/12/2017	31/12/2016
ATIVO			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	132.915	355.496
Consumidores e concessionárias	6	819.444	617.737
Ativos financeiros setoriais	7	55.365	1.145
Impostos e contribuições sociais	8	341.179	32.208
Tributos diferidos	9		34.824
Cauções e depósitos vinculados	11	229	279
Outros créditos	12	73.969	52.765
Total do Ativo Circulante		1.423.101	1.094.454
Não circulante			
Consumidores e concessionárias	6	37.135	47.090
Ativos financeiros setoriais	7	154.433	
Ativo financeiro indenizável	13.1	736.074	626.138
Impostos e contribuições sociais	8	84.866	72.688
Tributos diferidos	9	122.814	247.905
Cauções e depósitos vinculados	11	91.742	75.488
Outros créditos	12	14.525	11.620
		1.241.589	1.080.929
Propriedades para investimentos		1.549	1.743
Imobilizado		164	2
Intangível	13.2	1.011.288	960.251
		1.013.001	961.996
Total do Ativo Não circulante		2.254.590	2.042.925
TOTAL DO ATIVO		3.677.691	3.137.379

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)			
	Nota	2017	2016
Receitas	22	3.975.741	3.140.132
Custo do serviço de energia elétrica	23		
Custo com energia elétrica		(2.816.992)	(2.111.680)
Custo de operação		(343.013)	(333.764)
Custo do serviço prestado a terceiros		(21.108)	(248.247)
		(3.431.113)	(2.693.691)
Lucro bruto		544.628	446.441
Despesas e Receitas operacionais	23		
Despesas com vendas		(39.225)	(57.973)
Despesas gerais e administrativas		(140.764)	(142.604)
Outras despesas e receitas operacionais		(40.552)	(48.697)
		(220.541)	(249.274)
Resultado financeiro	24		
Receitas financeiras		117.300	153.846
Despesas financeiras		(170.233)	(184.711)
		(52.933)	(30.865)
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		271.154	166.302
Tributos sobre o lucro	25		
Imposto de renda e contribuição social correntes		57.905	(278.435)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(134.959)	253.556
		(77.054)	(24.879)
Lucro líquido do exercício	26	194.100	141.423
Resultado por ação atribuível aos acionistas			
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)		0,00497	0,00362
ON			

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)			
		2017	2016
Lucro líquido do exercício		194.100	141.423
Outros resultados abrangentes			
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego		(37.813)	(45.180)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		12.856	15.361
Resultado abrangente do exercício		169.143	111.604

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)			
		2017	2016
Geração do valor adicionado		6.547.094	5.783.529
Receita operacional		6.297.840	5.560.899
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		(39.225)	(57.973)
Receita de construção		269.742	246.348
Atualização do Ativo financeiro indenizável		10.216	25.060
Outras receitas		8.521	9.195
(-) Insumos adquiridos de terceiros		(3.661.856)	(2.871.279)
Custos da energia comprada		(2.774.021)	(2.105.156)
Encargos de uso da rede elétrica		(329.551)	(223.579)
Materiais		(14.587)	(17.110)
Serviços de terceiros		(173.703)	(169.361)
Custo com construção da infraestrutura		(269.742)	(246.348)
Outros custos operacionais		(100.252)	(109.725)
Valor adicionado bruto		2.885.238	2.912.250
Retenções			
Depreciações e amortizações		(97.546)	(88.190)
Valor adicionado líquido produzido		2.787.692	2.824.060
Valor adicionado recebido em transferência			
Receitas financeiras		132.413	159.765
Valor adicionado total a distribuir		2.920.105	2.983.825
Distribuição do valor adicionado			
Pessoal			
Remuneração direta		92.447	91.758
Benefícios		40.265	39.315
FGTS		10.844	7.268
Impostos, taxas e contribuições			
Federais		1.243.362	1.144.216
Estaduais		1.150.547	1.353.248
Municipais		6.995	7.527
Remuneração de capitais de terceiros			
Juros		174.387	188.020
Aluguéis		7.158	11.050
Remuneração de capital próprio			
Juros sobre capital próprio		65.624	65.750
Lucros retidos		2.791.629	2.908.152
		128.476	75.673
		2.920.105	2.983.825

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)
1 Contexto operacional
A EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. (Companhia ou EDP São Paulo), anteriormente denominada Bandeirante Energia S.A., é uma sociedade anônima de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada integral da EDP - Energias do Brasil S.A. (EDP - Energias do Brasil), com sede no município de São Paulo - SP. A Companhia detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 202/98 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos, válidos até outubro de 2028 e atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, especificamente nas regiões do Alto do Tietê, Vale do Paraíba e Litoral Norte. As atividades da Companhia são regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.
A alteração da denominação social de "Bandeirante Energia S.A." para "EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A." foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária - AGE da Companhia realizada em 17 de março de 2017.
2 Concessão
As principais obrigações estabelecidas às partes no contrato de concessão são as seguintes:
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 pela Companhia.
Companhia: 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.
3 Base de preparação
3.1 Declaração de conformidade
As demonstrações financeiras da Companhia 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 <i>International Financial Reporting Standards</i> - IFRS, emitidas pelo <i>International Accounting Standards Board</i> - 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 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 não tem 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 24 de janeiro de 2018.
3.2 Práticas contábeis
As práticas contábeis relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.
3.3 Base de mensuração
As demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor e determinados ativos e passivos financeiros foram mensurados ao valor justo.
3.4 Uso de estimativa e julgamento
Na elaboração das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que a Administração da Companhia se baseie 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 imprevisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa as estimativas e premissas 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 3.6.
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 da redução ao valor recuperável (Nota 3.6); Fornecimento não faturado (Nota 6); Transações realizadas no âmbito da CCEE (Notas 6 e 14.4); Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD (Nota 6.2); Ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 7); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias (Nota 9); Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1); Planos de benefícios pós-emprego (Nota 18); Provisões civis, fiscais e trabalhistas (Nota 20.1); e Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros (Nota 27.1.2.1).
3.5 Moeda funcional e moeda de apresentação
A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em reais, arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.
3.6 Redução ao valor recuperável
A Administração da Companhia revisa o valor contábil líquido de seus ativos com objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, sendo a mesma reconhecida em contrapartida do resultado.

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	14	575.007	373.149
Impostos e contribuições sociais	8	170.928	175.001
Dividendos	15	55.790	55.888
Debêntures	16	75.382	78.442
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	162.003	74.802
Benefícios pós-emprego	18	7.948	1.016
Encargos setoriais	19	91.594	91.627
Provisões	20	6.508	14.605
Passivos financeiros setoriais	7	29.675	316.711
Outras contas a pagar	12	70.658	71.773
Total do Passivo Circulante		1.245.483	1.253.014
Não circulante			
Impostos e contribuições sociais	8	210.548	
Tributos diferidos	9		4
Debêntures	16	284.376	206.347
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	548.594	449.488
Benefícios pós-emprego	18	19.447	
Encargos setoriais	19	3.798	7.613
Provisões	20	122.266	99.172
Passivos financeiros setoriais	7	109.883	92.054
Outras contas a pagar	12	27.591	27.509
Total do Passivo Não circulante		1.326.507	882.183
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	21.1	596.669	596.669
Reservas de capital	21.3	77.687	77.687
Reservas de lucros	21.3	502.347	373.871
Outros resultados abrangentes	21.4	(71.002)	(46.045)
Total do Patrimônio Líquido		1.105.701	1.002.182
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		3.677.691	3.137.379

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)			
	Nota	2017	2016
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		271.154	166.302
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			
PIS e COFINS diferidos		37.811	(79.514)
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		39.225	57.973
Valor justo do ativo financeiro indenizável		(10.216)	(25.060)
Depreciações e amortizações		91.579	83.253
Ganhos e perdas na alienação de bens e direitos		36.810	35.211
Ativos e passivos financeiros setoriais		13.286	(22.812)
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre		4.909	6.113
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos		90.457	127.715
Provisão para plano de benefícios pós-emprego		(3.569)	(4.017)
Provisões (reversões) e atualizações monetárias civis, fiscais e trabalhistas		27.329	33.165
Ajuste a valor presente		(500)	1.097
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária		24.425	24.693
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária		(12.392)	(1.778)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária		4.169	(2.877)
		614.477	399.464
(Aumento) diminuição de ativos operacionais			
Consumidores e concessionárias		(230.477)	141.831
Ativos financeiros setoriais		(245.640)	556.757
Impostos e contribuições sociais compensáveis		(264.946)	237.537
Cauções e depósitos vinculados		(3.812)	(4.563)
Outros ativos operacionais		(38.277)	(6.536)
		(783.152)	925.026
Aumento (diminuição) de passivos operacionais			
Fornecedores		196.949	(118.571)
Passivos financeiros setoriais		(245.506)	344.554
Outros tributos e contribuições sociais		254.536	(293.162)
Benefícios pós-emprego		(7.865)	(40.306)
Encargos setoriais		(28.273)	(80.888)
Provisões		(12.332)	(35.202)
Outros passivos operacionais		(2.304)	(3.865)
		155.305	(27.440)
Caixa (aplicados nas) provenientes das atividades operacionais		(13.370)	1.097.050
Imposto de renda e contribuição social pagos		(54.400)	(235.954)
Caixa líquido (aplicados nas) provenientes das atividades operacionais		(67.770)	861.096
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Adições ao Intangível		(265.588)	(243.198)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		(265.588)	(243.198)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento			
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(55.888)	(239.374)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures		496.186	116.583
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos, derivativos e debêntures		(227.224)	(316.054)
Pagamentos de encargos de dívidas líquido de derivativos		(102.297)	(125.500)
Caixa líquido proveniente das (aplicados nas) atividades de financiamento	28.1	110.777	(564.345)
(Redução) aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa		(222.581)	53.553
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		132.915	355.496
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		355.496	301.943
		(222.581)	53.553

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

(Em milhares de reais)							
		Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2015		596.669	77.687	475.355	(16.226)	-	1.133.485

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

8 Impostos e contribuições sociais

Ativos - compensáveis	Nota	Saldo em 31/12/2016	Adição	Baixas	Atualização monetária	Adiantamentos	Compensação de tributos	Transferência	Saldo em 31/12/2017
Imposto de renda e contribuição social	8.1	14.317	5.423	(6.764)	21.241	19.289	(49.496)	222.943	226.953
ICMS	8.2	82.327	49.015			670		(37.352)	94.660
PIS e COFINS	8.1	2.441	301.522		10.749		(29.491)	(188.577)	96.644
IRRF sobre aplicações financeiras		4.845	5.885					(4.153)	6.577
Outros		966	170		75				1.211
Total		104.896	362.015	(6.764)	32.065	19.959	(78.987)	(7.139)	426.045
Circulante		32.208							341.179
Não circulante		72.688							84.866
Total		104.896							426.045

Passivo - a recolher	Nota	Saldo em 31/12/2016	Adição	Atualização monetária	Pagamentos	Compensação de tributos	Reclassificação (Nota 8.4.1)	Transferência	Saldo em 31/12/2017
Imposto de renda e contribuição social		45.885	(57.905)	19.842	(35.112)	(836)	(224.898)	253.024	-
ICMS	8.3	91.362	1.150.702		(1.091.684)			(37.352)	113.028
PIS e COFINS		20.290	520.597	13.228	(158.430)	(78.151)	(126.860)	(168.873)	21.801
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		2.398	9.499		(9.942)				1.955
IRRF sobre juros s/ capital próprio		9.863	9.844		(9.863)				9.844
Parcelamentos	8.4	-	-	3.164	(71.404)		351.758	(53.938)	229.580
Encargos com pessoal		5.103	1.202		(1.118)				5.187
Outros		100	727		(746)				81
Total		175.001	1.634.666	36.234	(1.378.299)	(78.987)		(7.139)	381.476
Circulante		175.001							170.928
Não circulante		-							210.548
Total		175.001							381.476

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

8.1 Imposto de renda, contribuição social, PIS e COFINS - Ativos Compensáveis

Em decorrência do recálculo dos tributos sobre os ativos e passivos setoriais (Nota 4.3) a Companhia apurou créditos dos referidos tributos entre a antiga apuração pelo consumo efetivo da energia e a atual apuração pelo regime de competência.

Em relação ao Imposto de renda e contribuição social, a Companhia apurou um crédito de R\$291.620, sendo líquido das compensações até 31 de dezembro de 2017 o montante de R\$162.144.

Em relação ao PIS e COFINS, a Companhia apurou um crédito de R\$122.840, sendo líquido das compensações até 31 de dezembro de 2017 o montante de R\$85.922.

8.2 ICMS - Ativos Compensáveis

Do saldo a compensar de R\$94.660 (R\$82.327 em 31 de dezembro de 2016), R\$9.794 (R\$9.639 em 31 de dezembro de 2016) são Circulante e R\$84.866 (R\$72.688 em 31 de dezembro de 2016) são Não circulante. Do montante total, R\$91.806 (R\$79.456 em 31 de dezembro de 2016) referem-se a créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens que, de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96, são compensados à razão de 1/48 avos por mês.

8.3 ICMS - Passivo a Recolher

O montante em 31 de dezembro de 2017 de R\$113.028 (R\$91.362 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao ICMS a recolher incidente sobre as faturas de energia elétrica.

8.4 Parcelamentos**8.4.1 Programa Especial de Regularização Tributária (PERT)**

Conforme descrito na nota 4.3, em decorrência da apuração de débitos originados do recálculo dos tributos sobre os ativos e passivos setoriais, a Companhia aderiu, em agosto de 2017, ao PERT.

Dentre as opções oferecidas para o parcelamento, a Companhia 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, 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%.

Na conversão da Medida Provisória nº 783/17 na Lei nº 13.496/17, a modalidade de parcelamento escolhida pela Companhia foi alterada, sendo a redução do percentual de multas de mora majorado de 40% para 50%. Esta majoração resultou em uma redução do débito inicial de R\$3.891, passando de R\$297.820 para R\$293.929.

Segue abaixo os montantes e a relação dos tributos parcelados:

	Principal	Multa	Juros	Total de Parcelamento
PIS	17.387	3.477	4.264	25.128
COFINS	69.951	13.990	17.790	101.731
CSLL	43.826	8.765	10.819	63.410
IRPJ/ IRRF	111.999	22.400	27.090	161.489
Total	243.163	46.632	59.963	351.758
				(57.829)
				293.929

Redução Programa PERT

Total**8.4.2 Movimentação do parcelamento**

	PERT
Valor de adesão	293.929
Amortização	(71.404)
Atualização	7.055
Saldo em 31 de dezembro de 2017	229.580

9 Tributos diferidos

	Nota	Circulante	Ativo Não circulante	Passivo Circulante
PIS e COFINS				
Imposto de renda e contribuição social	9.1	34.824	2.988	4
Total		34.824	122.814	247.905

9.1 PIS e COFINS

O montante em 31 de dezembro de 2016 referia-se a PIS e COFINS diferidos reconhecidos sobre receita relativa aos ativos e passivos financeiros setoriais, calculados, até então, pelo consumo efetivo da energia. Devido ao recálculo de tais tributos pelo regime de competência (Nota 4.3) a Companhia não mais apresenta PIS e COFINS diferidos sobre ativos e passivos setoriais.

Relacionamento	Preço praticado (R\$/MWh)	Duração	Ativo			Passivo			Receitas (Despesas)		
			Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Operacionais	Financeiras	Operacionais	Financeiras	
Consumidores e concessionárias (Nota 6)											
Ressarcimento por insuficiência de geração											
Porto do Pecém	Controle Comum	01/12/2012 a 31/12/2026	2.163	1.592	769	2.164				914	(1.318)
Total			2.163	1.592	769	2.164	-	-	-	914	(1.318)
Fornecedores (Nota 14)											
Suprimento de energia elétrica											
Enerpeixe	Controle Comum	219,29	01/10/2003 a 31/01/2016								(17.784)
Enerpeixe	Controle Comum	209,05	01/10/2003 a 31/01/2016								(6.322)
Porto do Pecém	Controle Comum	Parcela fixa (*) + Custo variável	01/01/2012 a 31/12/2026			8.678	5.539			(53.776)	(43.271)
Energest	Controle Comum	222,36	01/01/2008 a 31/12/2037			27	28			(269)	(252)
Investco	Controle Comum	175,10	01/08/2002 a 15/12/2032			151	169			(2.124)	(1.961)
Investco	Controle Comum	175,10	01/08/2005 a 15/12/2032			5	5			(66)	(61)
Lajeado	Controle Comum	220,44	01/01/2008 a 31/12/2037			2	2			(23)	(21)
Lajeado	Controle Comum	222,36	01/01/2009 a 31/12/2038			8	8			(106)	(99)
Lajeado	Controle Comum	207,06	01/01/2009 a 31/12/2038			34	37			(346)	(323)
Santa Fé	Controle Comum	236	01/01/2009 a 31/12/2038			56	59			(560)	(523)
ECE Participações	Controle Comum	158,18	01/01/2015 a 31/12/2044			790	828			(7.867)	(7.351)
Uso do sistema de transmissão											
Investco	Controle Comum		01/08/2005 a 15/12/2032				17	17		(222)	(206)
Outros créditos e Outras contas a pagar (Nota 12)											
Devolução - Prêmio de seguro											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		31/12/2016			1.527				1.054	473
Convênio de arrecadação											
EDP GRID	Controle Comum		12/09/2014 a 30/06/2023				106	86			
Compartilhamento de atividades e alocação de gastos (a)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/07/2012 a 31/12/2017			347			149	3.812	(2.138)
Compartilhamento dos serviços de infraestrutura (b)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		29/07/2015 a 29/07/2019					245	264	(3.512)	(3.316)
Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		15/06/2016 a 18/06/2022					288	38	(250)	(38)
Prestação de serviços de Eficiência Energética											
EDP GRID	Controle Comum		25/03/2015 a 31/12/2016								(1.456)
Total						2.163	1.592	1.116	1.527	106	86
						9.874	6.778	533	451	50	(5.894)
								533	451	(64.395)	(85.386)

(*) A parcela fixa é de R\$2.314 por mês.

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

As garantias recebidas do controlador estão descritas na nota de Garantias (Nota 29.2).

Os contratos de compartilhamento entre as partes relacionadas são divididos em dois tipos: Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos e Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura. As operações realizadas com as contrapartes informadas abaixo ocorreram no curso normal dos negócios, sem acréscimo de qualquer margem de lucro.

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, o Contrato de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura poderá sofrer alterações quando da sua renovação.

a) Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos: A partir de 1º de janeiro de 2017, a EDP - Energias do Brasil, controladora da Companhia, é responsável pela contratação do novo Contrato de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos que contemplam as atividades das áreas corporativas. O contrato foi anuído pela ANEEL por meio do Despacho nº 3.278, publicado em 23 de dezembro de 2016, e aprova o compartilhamento de recursos humanos entre a EDP - Energias do Brasil e as partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado, Santa Fé, EDP PCH e Porto do Pecém.

O novo contrato tem data de vigência a partir de 1º de janeiro de 2017, com prazo de vigência de 12 meses, 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 (transmissão, distribuição e geração), excluídos os gastos da *holding* e da comercializadora, que são compartilhados de forma preditiva.

Considerando a proximidade do fim da vigência do contrato supracitado, em 22 de novembro de 2017 foi protocolado pedido de anuência prévia junto à ANEEL para o novo Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos a ser pactuado entre as mesmas partes relacionadas já participantes. Tal contrato possuirá vigência para os períodos de 2018 e 2019 e, atualmente, encontra-se em análise pela ANEEL.

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 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, EnerPrev, Santa Fé, 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 revistos anualmente e, em caso de alterações, os termos aditivos devem ser submetidos à anuência prévia da ANEEL.

10.1 Controladora direta

A controladora direta da Companhia é a EDP - Energias do Brasil, sendo esta controlada pela EDP - Energias de Portugal S.A..

10.2 Remuneração dos administradores**10.2.1 Opções de ações outorgadas da controladora**

Em maio de 2016 e em julho de 2017, a controladora EDP - Energias do Brasil instituiu, respectivamente, o primeiro e o segundo plano de remuneração baseado em ações, com características semelhantes, os quais concedem outorga futura de suas ações aos seus beneficiários. Dentre os contemplados, encontram-se gestores e diretores estatutários e não estatutários da Companhia, sendo estimado no resultado de 2017 da mesma o montante de R\$250 (R\$38 em 2016) a ser reembolsado para a controladora no momento da outorga.

A outorga das ações serão concedidas quando do cumprimento de determinadas condicionantes no prazo estimado de 3 ou 5 anos a partir do início de cada plano.

10.2.2 Remuneração total do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária pagos pela Companhia referente ao exercício findo em 31 de dezembro

	2017			2016		
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total
Remuneração (a)	2.384	35	2.419	1.554	35	1.589
Benefícios de curto prazo (b)	165		165	87		87
Benefícios - Previdência Privada	40		40	173		173
Total	2.589	35	2.624	1.814	35	1.849

(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 medicamento, vales alimentação e refeição e seguro de vida.

Em relação à Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1), o montante relativo à diretores estatutários da Companhia, estimado no resultado de 2017, é de R\$85. Os montantes estimados apenas serão considerados como remuneração da diretoria estatutária neste quadro quando da efetiva outorga das ações da controladora.

10.2.3 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária referente ao exercício findo em 31 de dezembro

	2017		2016	
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	1,00	4,92	1,00	3,00
Valor da maior remuneração individual	35	807	35	684
Valor da menor remuneração individual	35	443	35	508
Valor médio da remuneração individual	35	526	35	605

9.2 Imposto de renda e contribuição social

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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

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

A Companhia possui um saldo a receber em 31 de dezembro de 2017 de R\$8.055 (R\$8.055 em 31 de dezembro de 2016), que se realizará à medida em que as devoluções aos consumidores forem efetuadas bem como validadas pela ARSESP e homologadas pela ANEEL.

12.3 Estoques

Os estoques estão demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, deduzidos de eventual perda no valor recuperável. O método de avaliação dos estoques é efetuado com base na média ponderada móvel.

O saldo de estoques refere-se aos materiais utilizados na operação e manutenção da prestação dos serviços. Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão, estão classificados no Intangível pelo montante, em 31 de dezembro de 2017 de R\$26.401 (R\$38.261 em 31 de dezembro de 2016).

12.4 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.

12.5 Obrigações sociais e trabalhistas

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

12.6 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 Companhia na expansão do SPEE. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do Poder Concedente.

13 Ativo financeiro indenizável e Intangível

O CPC emitiu em 2009 com alterações posteriores, a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. Esta interpretação foi aprovada pela Deliberação CVM nº 677/11.

A ICPC 01 (R1) 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. Desta forma, esta interpretação é aplicável ao Contrato de Concessão da Companhia.

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 a Companhia é remunerada: (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 à implementação da ICPC 01 (R1), os ativos de infraestrutura de distribuição foram bifurcados da seguinte forma: (i) Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1) - 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 13.2) - compreendendo o direito ao uso, durante o período da concessão, da infraestrutura construída ou adquirida pela Companhia e, consequentemente, ao direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de fornecimento de energia elétrica ao longo do contrato de concessão.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/57, os ativos de infraestrutura utilizados na distribuição 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.

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.

13.1 Ativo financeiro indenizável

A Companhia apresenta saldo no ativo não circulante referente a crédito a receber do Poder Concedente ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estes ativos financeiros são avaliados a valor justo com base no Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos vinculados à concessão, revisado a cada quatro anos por meio da avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR, conforme estabelecido no Contrato de concessão.

O Ativo financeiro indenizável é ajustado: (i) por atualização do IPCA de acordo com a Resolução Normativa nº 686/15; 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.

	Valor líquido 31/12/2016	Ingressos (Nota 13.2.2.1)	Juros capitalizados	Transf. para intangível em serviço	Transf. para ativo financeiro indenizável	Amortizações	Baixas	Reclassificação	Valor líquido 31/12/2017
Intangível em serviço									
Direito de concessão - Infraestrutura	809.708			238.329	(104.475)	(97.147)	(19.091)	-	827.324
Total do Intangível em serviço	809.708	-	-	238.329	(104.475)	(97.147)	(19.091)	-	827.324
Intangível em curso									
Direito de concessão - Infraestrutura	150.543	265.588	4.154	(238.329)	-	-	(1.715)	3.723	183.964
Total do Intangível em curso	150.543	265.588	4.154	(238.329)	-	-	(1.715)	3.723	183.964
Total Intangível	960.251	265.588	4.154	-	(104.475)	(97.147)	(20.806)	3.723	1.011.288

13.2.1 Ingressos

Os investimentos da Companhia no exercício de 2017 seguem a estratégia de fortalecer sua base de ativos e os indicadores de qualidade. Os principais investimentos ocorridos são: (i) a construção de 17 novos alimentadores (R\$13.828); (ii) duas novas linhas de distribuição denominadas LD Mogi - Suzano com 16 Km de extensão e LD Aparecida - Santa Cabeça com 10,5 KM de extensão (R\$32.022); (iii) construção de quatro novas subestações denominadas Colorado, Amazonas, Ussu e Mirim, com potência respectivamente de 40, 20, 20 e 10 MVA (R\$22.566); e (iv) ampliação das subestações Cesar de Souza e Vila Herminia (R\$7.949).

13.3 Conciliação dos saldos entre Ativo financeiro indenizável e Ativo Intangível comparados à BRR

	31/12/2017	31/12/2016
BRR Homologada em 20 de outubro de 2015	1.667.444	1.667.444
BAR Homologada em 20 de outubro de 2015	75.105	75.105
Movimentações de base	(219.781)	(116.448)
Investimento Incremental	530.525	292.196
Bases Regulatórias	2.053.293	1.918.297
Ativo financeiro indenizável	736.074	626.138
Intangível em serviço	827.324	809.708
Total do Balanço patrimonial	1.563.398	1.435.846
VNR do Intangível não registrado	489.895	482.451

O montante de R\$489.895 não registrado no Balanço patrimonial é decorrente do fato da ANEEL avaliar os ativos a VNR e o saldo apresentado nas demonstrações financeiras estar mensurado pelo custo de aquisição/construção, deduzido de amortização acumulada.

14 Fornecedores

	Circulante		
	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Suprimento de energia elétrica	14.1	263.386	219.189
Energia livre	14.2	54.443	49.534
Encargos de uso da rede elétrica	14.3	74.569	24.815
Operações CCEE	14.4	123.725	15.141
Materiais e serviços		58.884	64.470
Total		575.007	373.149

São reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, são medidos pelo custo amortizado por meio do método dos juros efetivos, quando aplicável.

14.1 Suprimento de energia elétrica

O aumento nos valores a pagar referentes a Suprimento de energia elétrica em 31 de dezembro de 2017 decorre, principalmente, do aumento do despacho termoeletrico pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, que aumenta o pagamento da parcela variável dos contratos de produção de energia por disponibilidade.

14.2 Energia livre

A Energia livre refere-se a valores a pagar a geradoras de energia elétrica referente as perdas ocorridas no período de racionamento de energia entre junho de 2001 a fevereiro de 2002, no qual ocorreu a comercialização de energia elétrica que não estava contratada. A Companhia passou a efetuar a restituição aos geradores a partir de fevereiro de 2003, com base nas regulamentações existentes à época.

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 387/09, alterou a metodologia de amortização dos saldos de Perda de Receita e Energia Livre passando a iniciar concomitantemente a partir de janeiro de 2002, limitada ao prazo máximo definido na Resolução ANEEL nº 1/04.

No Despacho ANEEL nº 2.517/10, foi divulgado o valor a ser liquidado entre os agentes de distribuição e geração, atualizados pela taxa SELIC mensal. Tal liquidação deveria ter ocorrido até 30 de setembro de 2010. Com o objetivo de suspender o referido ato, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, representando as distribuidoras do país, dentre elas a Companhia, impetrou Mandado de Segurança (Processo nº 91.2010.4.01.3400 - 15ª Vara Federal do Distrito Federal) com pedido de liminar que foi concedido.

16. Debêntures

16.1 Composição do saldo de Debêntures

Agente fiduciário	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor nominal unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	31/12/2017			31/12/2016				
										Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Circulante	Não circulante	Total
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	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	1.475	72.000	36.000	109.475	101	72.000	108.000	180.101
(-) Custos de emissão				(2.413)		30/04/2014 a 30/04/2019			Amortização mensal		(262)	(40)	(302)			(806)	(806)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Instrução CVM nº 476/09	10.000	10	100.000	6ª emissão em 05/02/2016	05/02/2016 a 05/02/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 2,30% a.a.	Principal semestral a partir de 05/02/2018 e juros semestral	-			6.341		100.000	106.341	
(-) Custos de emissão				(1.217)		05/02/2016 a 05/02/2020			Amortização mensal				-			(847)	(847)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	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	2.569		150.000	152.569				-
(-) Custos de emissão				(1.052)		07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal			(858)	(858)				-
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Instrução CVM nº 476/09	10.000	10	100.000	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.	57		100.000	100.057				-
(-) Custos de emissão				(1.317)		20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal			(457)	(726)	(1.183)			-
Total										4.101	71.281	284.376	359.758	6.442	72.000	206.347	284.789

As debêntures estão demonstradas pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa de juros efetiva.

As debêntures não possuem garantias.

16.2 Movimentação das debêntures

	Saldo em 31/12/2016	Ingressos	Juros provisionados	Pagamentos	Transferências	Amortização do custo de transação	Saldo em 31/12/2017
Circulante							
Principal	72.000		650	(172.650)	172.000		72.000
Juros	6.442		39.572	(41.913)			4.101
Custo de transação	-	(457)		(214.563)	(1.806)	1.544	(719)
	78.442	(457)	40.222	(170.194)	1.544	1.544	75.382
Não circulante							
Principal	208.000	250.000			(172.000)		286.000
Custo de transação	(1.653)	(1.777)			1.806		(1.624)
	206.347	248.223	-	-	(170.194)	-	284.376

16.3 Vencimento das parcelas

	Vencimento
Circulante	
2018	75.382
	75.382
Não circulante	
2019	34.984
2020	109.536
2021	109.869
2022	29.987
	284.376
Total	359.758

As emissões de Debêntures feitas pela Companhia não são conversíveis em ações e foram emitidas de acordo com a Instrução CVM nº 476/09, ou seja, referem-se a ofertas públicas distribuídas com esforços restritos.

As principais cláusulas dos contratos prevendo rescisão estão descritas abaixo. A totalidade das cláusulas pode ser consultada nas escrituras das respectivas emissões.

• Para todas as emissões:

(i) decretação de falência da Emissora, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou autofalência formulado pela Emissora;

(ii) se a Emissora proposer plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente;

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 de restabelecer o nível eficiente dos custos operacionais e da base de remuneração regulatória das concessionárias.

A movimentação no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2016	Transferência do ativo intangível	Valor justo	Baixas	Saldo em 31/12/2017
Ativo financeiro indenizável	626.138	104.475	10.216	(4.755)	736.074
	626.138	104.475	10.216	(4.755)	736.074

13.2 Intangível

Os ativos intangíveis estão mensurados pelo custo total de aquisição/construção deduzidos da amortização acumulada. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil dos ativos, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

Em função do disposto nas Instruções Contábeis do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e na Deliberação CVM nº 672/11, que aprova o pronunciamento técnico CPC 20 (R1), os encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no intangível em curso, estão registrados neste subgrupo como custo das respectivas obras. A taxa média mensal aplicada no exercício para determinar o montante dos encargos financeiros passíveis de capitalização foi de 1,7629%, que representa a taxa efetiva do empréstimo conforme regras previstas do PRORET submódulo 2.4. e Resolução Normativa ANEEL nº 648/15.

13.2.1 Composição do intangível

	31/12/2017				31/12/2016				
	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	
Direito de concessão - Infraestrutura	13.2.1.1								
Em serviço	4,53	2.282.056	(1.454.732)	827.324	4,09	2.200.217	(1.390.509)	809.708	
Em curso		183.964		183.964		150.543		150.543	
Atividades não vinculada à concessão									
Ágio na Incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	4,00	460.584	(286.216)	174.368	4,00	460.584	(267.820)	192.764
(-) Provisão para manutenção de dividendos		4,00	(460.584)	286.216	(174.368)	4,00	(460.584)	267.820	(192.764)
		2.466.020	(1.454.732)	1.011.288		2.350.760	(1.390.509)	960.251	

13.2.1.1 Direitos de Concessão - Infraestrutura

Referem-se ao direito da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estão registrados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

A amortização é registrada com base na vida útil estimada de cada bem, limitado ao prazo final da concessão. As taxas de amortização utilizadas são as determinadas pela ANEEL, responsável por estabelecer a vida útil dos ativos de distribuição do setor elétrico, e estão previstas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.

13.2.1.1.2 Bens totalmente amortizados

O saldo líquido do ativo intangível compreende itens que encontram-se totalmente amortizados. O custo histórico destes itens está demonstrado abaixo:

	31/12/2017	31/12/2016
Direito de concessão - Infraestrutura		
Edificações, obras civis e benfeitorias	16.096	15.895

NOTAS EXPLICATIVAS

EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

17 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

17.1 Composição do saldo de Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2017				31/12/16						
										Encargos		Principal		Encargos		Principal				
										Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Total	
Moeda nacional																				
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	150.000	29/05/2015	150.000	29/05/2015 a 29/05/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Divida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,19% a.a.	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	1.027		75.000	75.000	151.027	1.953		150.000	151.953		
Eletrobras Reluz - ECF 2779/09	3.517	18/03/2010	2.651	30/08/2012 a 30/07/2017	Programa Reluz - Município de Guaratinguetá/SP		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	-		23	320	-				343		
Eletrobras Reluz - ECF 2800/09	3.392	27/05/2010	2.506	30/07/2012 a 30/07/2017	Programa Reluz - Município de Mogi das Cruzes/SP		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	-		24	306	-				330		
Eletrobras LPT - ECF 184/07	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.		1.423	1.095	2.518			1.204	2.518	3.722		
BNDES - BB/CALC	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.	Divida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a a. 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e Juros mensais	a. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil; b. Depósito caucionado.	27		4.835	2.417	7.279	71	12.842	7.174	20.087		
BNDES - FINEM	296.785	28/12/2014	253.076	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015	Divida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., IPCA + TR(iii) + 3,05% a.a. e Pré de 6,00% a.a.	Principal e juros anuais. (iv)	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	4.704		40.146	176.772	221.622	17.858	39.407	213.371	270.636		
(-) Custo de transação		28/12/2014	(1.134)	16/12/2024								(210)	(616)	(826)			(318)	(318)		
Notas Promissórias (4ª Emissão)	130.000	19/07/2017	130.000	19/07/2017 a 19/07/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Divida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i)	menor ou igual a 3,5.	107,5% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final			4.962		130.000	134.962					
(-) Custo de transação		19/07/2017	(90)	19/07/2019									(68)	(68)						
BNDES - FINEM / N° 17.2.0295.1	399.733	05/09/2017	122.000	05/09/2017 a 15/06/2025	Programa de investimentos no triênio de 2016 a 2018	Divida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i)	menor ou igual a 3,5.	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.	904			122.190	123.094						
(-) Custo de transação		05/09/2017	(1.686)	15/06/2025									(3.378)	(3.378)						
Total										6.662	4.962	121.194	503.412	636.230	19.929	54.079	372.745	446.753		
Moeda estrangeira																				
Banco Citibank - Cédula de Crédito Bancário	USD 20.259	04/09/2015	USD 20.259	04/09/2015 a 04/09/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Divida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	Libor 3M + 1,84% a.a.	Principal anual a partir de setembro/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	196		33.722	33.721	67.639	156		67.459	67.615		
Total										196	-	33.722	33.721	67.639	156	-	67.459	67.615		
Derivativos																				
Banco Citibank		04/09/2015		04/09/2015 a 04/09/2019	Hedge frente ao financiamento do Banco Citibank		Swap Libor 3M + 1,84% a.a. para CDI + 1,20% a.a.	Conforme fluxo de amortização de principal e juros da dívida protegida.		229			6.499	6.728	638		9.284	9.922		
Total										229	-	-	6.499	6.728	638	-	9.284	9.922		
Total										7.087	4.962	154.916	543.632	710.597	20.723	54.079	449.488	524.290		

(i) 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";

(ii) 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" e com outras rubricas não operacionais que tenham efeito no caixa;

(iii) Equivalerá ao resultado da interpolação linear das taxas internas de retorno observadas no mercado secundário das Notas do Tesouro Nacional Série B (NTN-B); e

(iv) Os subcréditos A, C, E e F possuem juros e amortizações mensais, e os subcréditos B e D possuem juros e amortizações anuais.

Os empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa de juros efetiva.

O empréstimo em moeda estrangeira e o respectivo Swap estão mensurados a valor de mercado.

17.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Saldo em 31/12/2016	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Ajuste a valor de mercado	Amortização de custo de transação	monetária e cambial	Saldo em 31/12/2017
Circulante									
Principal	54.079		(54.574)		152.967	213		2.441	155.126
Juros	20.085		(54.197)	40.604				366	6.858
Custo de transação	-				(544)		334		(210)
Swap	638		(6.187)	5.783				(5)	229
Total	74.802	-	(114.958)	46.387	152.423	213	334	2.802	162.003
Não circulante									
Principal	440.522	252.708			(152.967)	(1.218)		2.150	541.195
Juros	-			4.962				4.962	4.962
Custo de transação	(318)	(4.288)			544				(4.062)
Swap	9.284				(1.795)			(990)	6.499
Total	449.488	248.420	-	4.962	(152.423)	(3.013)	-	1.160	548.594

17.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Tipo de moeda			
	Nacional	Estrangeira	Derivativos	Total
Circulante				
2018	127.856	33.918	229	162.003
Total	127.856	33.918	229	162.003
Não circulante				
2019	259.405	33.721	6.499	299.625
2020	59.710			59.710
2021	59.845			59.845
2022	53.480			53.480
2023 até 2025	75.934			75.934
Total	508.374	33.721	6.499	548.594
Total	636.230	67.639	6.728	710.597

18 Benefícios pós-emprego

A Companhia mantém atualmente planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores. 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 a mensuração dos planos do tipo benefício definido, a Companhia contratou atuários independentes, para realização de avaliação atuarial, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado.

A Companhia reconhece as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação na data do balanço 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.

18.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

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

(i) Plano PSAP Bandeirante - Grupo de Custeio BD e CV. 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 saldação, 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 regulatórios de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano, apuradas pelo atuário da EnerPrev, é da Companhia; 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 Companhia 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 Companhia. 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 Companhia. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando, neste caso, responsabilidade atuarial para a Companhia. A Companhia contribui para este plano no exercício o montante de R\$2.889 (R\$1.471 em 2016).

18.1.1.1 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 usando uma taxa de desconto que é estabelecida com base na rentabilidade de títulos do governo do tipo NTN-B. Desta forma, a avaliação atuarial de 31 de dezembro de 2017 identificou que cada grupo de custeio do plano PSAP Bandeirante (BSPS, BD e CV) representaria uma submassa no plano e, por sua vez, deveriam ser controlados de forma segregada.

Até 31 de dezembro de 2016, a avaliação atuarial levava em consideração o valor justo dos ativos e o valor presente das obrigações do plano de forma agregada, ou seja, considerando os três grupos de custeio. Na ocasião, a soma da posição atuarial dos três grupos de custeio apresentava-se superavitária, isentando a Companhia de qualquer provisão em relação ao plano.

A partir de 2017, a avaliação atuarial passou a avaliar os ativos e as obrigações de forma segregada por grupo de custeio resultando em uma posição superavitária para a submassa de custeio BD no montante de R\$3.145 e uma posição deficitária para as submassas de custeio CV e BSPS no montante de R\$460 e R\$30.080, respectivamente, resultando em um montante líquido deficitário de R\$27.395 (Nota 18.1.1.9).

18.1.1.2 Conciliação dos ativos e passivos atuariais

Saldo em 31 de dezembro de 2016	Valor presente das obrigações do plano		Valor justo dos ativos do plano		Restrições de reconhecimento do ativo (submassa BD)	Passivo líquido
	Nota	(732.466)	612.251	(79.785)		
Custo do serviço corrente		2.764		2.764		2.764
Custo dos juros	24	(85.249)		95.579	(9.525)	805
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	21.4	(34.388)		7.578	(11.003)	(37.813)
Contribuições pagas pela Companhia				6.849		6.849
Contribuições pagas pelos empregados				3.326		(3.326)
Benefícios pagos pelo plano				46.502		-
Saldo em 31 de dezembro de 2017		(799.511)		872.429		(100.313)
						(27.395)

A perda atuarial de R\$27.395 no valor presente das obrigações, apurada na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2017, foi decorrente, principalmente, de redução na taxa de desconto.

As contribuições da Companhia esperadas para este plano para o exercício de 2018 são de R\$11.445.

O saldo de perda atuarial em 31 de dezembro de 2017, líquido de Imposto de renda e Contribuição social, é de R\$71.002 (perda atuarial de R\$46.045 em 31 de dezembro de 2016) (Nota 21.4).

18.1.1.3 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	PSAP
Circulante	
2018	48.562
Total	48.562
Não circulante	
2019	51.549
2020	54.549
2021	58.043
2022	61.262
2023 a 2027	360.376
Total	585.779
Total	634.341

18.1.1.4 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:

	2017	2016
Custo do serviço		
Custo do serviço corrente	1.199	2.653
Custo dos juros	(805)	(3.310)
Contribuições esperadas dos empregados	(3.963)	(3.360)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	(3.569)	(4.017)
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)	(7.578)	(77.706)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas demográficas	(413)	
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	(31.651)	24.114
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras	(31.651)	24.114
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	11.003	60.128
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	37.813	45.180
Total	34.244	41.163

18.1.1.5 Classes de ativos

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

Classe de ativo	Mercado ativo	2017	2016
Títulos de dívida			
Cotado	78,25%	80,94%	
Ações	20,66%	17,87%	
Imóveis	0,24%	0,21%	
Outros	0,85%	0,98%	
Total	100,00%	100,00%	

18.1.1.6 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2017	2016
Participantes ativos	453	487
Participantes assistidos		
Com benefícios diferidos	94	70
Aposentados e pensionistas	838	851
Total	932	921
	1.385	1.408

18.1.1.7 Análise de sens

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

19.2 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 pela Companhia, são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica. A Companhia tem 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 2017 no montante de R\$36.508 (R\$31.983 em 31 de dezembro de 2016) contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes à esses programas.

19.3 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 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) for menor que R\$211,28/MWh, então a bandeira é verde; (ii) se estiver entre R\$211,28/MWh e R\$422,56/MWh, a bandeira é amarela; (iii) se estiver entre R\$422,56/MWh e R\$610,00/MWh, a bandeira é vermelha - patamar 1; e (iv) se for maior que R\$610,00/MWh, a bandeira é vermelha - patamar 2. A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.203/17, manteve as faixas de acionamento para o exercício de 2017.

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 aumentado, sendo aplicado um adicional ao valor da tarifa de energia.

Os acréscimos, até 31 de janeiro de 2017, foram os seguintes: (i) para a bandeira amarela de R\$1,50 por 100 kWh; (ii) para a bandeira vermelha - patamar 1 de R\$3,00 por 100 kWh; e (iii) para a bandeira vermelha - patamar 2 de R\$4,50 por 100 kWh. Entre 1º de fevereiro de 2017 e 31 de outubro de 2017, conforme estabelecido pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.203/17, os acréscimos foram os seguintes: (i) para a bandeira amarela de R\$2,00 por 100 kWh; (ii) para a bandeira vermelha - patamar 1 de R\$3,00 por 100 kWh; e (iii) para a bandeira vermelha - patamar 2 de R\$3,50 por 100 kWh.

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. O período para contribuições foi encerrado em 27 de dezembro de 2017.

Com a hidrologia desfavorável, a diretoria da ANEEL votou por implementar a sistemática proposta na audiência pública, em caráter excepcional, no mês de novembro de 2017, antecipando a alteração no valor das bandeiras tarifárias previsto para ocorrer apenas em janeiro/fevereiro de 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.

Assim, o saldo relativo à 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 sobre custos 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 hidroológico; (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 2017 foram:

Bandeiras	Meses
Verde	Janeiro, Fevereiro e Junho
Amarela	Março, Julho e Setembro
Vermelha - patamar 1	Abril, Maio, Agosto e Dezembro
Vermelha - patamar 2	Outubro e Novembro

O valor arrecadado pela aplicação das Bandeiras Tarifárias foi de R\$178.786 enquanto o valor homologado pela ANEEL para ressarcimento de custos abrangidos pela CCRBT foi de R\$242.507.

20 Provisões

Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas

Total	Circulante		Não circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
20.1	6.508	14.605	122.266	99.172
	6.508	14.605	122.266	99.172

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.

20.1 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas

A Companhia é parte 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 desdobro que seria exigida para liquidá-las na data das 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 da Companhia.

20.1.1 Risco de perda provável

A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos e na análise das demandas judiciais pendentes, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as perdas estimadas como prováveis para as ações em curso, como segue:

	Passivo				Ativo			
	Baixas		Depósito judicial		Baixas		Depósito judicial	
	Saldo em 31/12/2016	Constituição	Pagamentos	Reversões	Atualizações monetárias	Saldo em 31/12/2017	31/12/2017	31/12/2016
Trabalhistas	21.833	7.261	(5.940)	(1.816)	7.855	29.213	7.184	5.705
Cíveis	66.734	15.265	(7.784)	(3.435)	14.261	85.041	24.663	19.868
Fiscais	718				3	721		
Outros	24.492		(2.975)	(9.186)	1.468	13.799	1.078	
Total	113.777	22.546	(16.699)	(14.437)	23.587	128.774	32.925	25.573
Circulante	14.605				6.508	32.925		
Não circulante	99.172				122.266			25.573
Total	113.777				128.774	32.925		25.573

20.1.1.1 Trabalhistas

Referem-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e equiparação salarial.

Em 4 de agosto de 2015, por meio do julgamento do processo de arguição de inconstitucionalidade nº 479-60.2011.5.04.0231, o Pleno do Tribunal Superior do Trabalho decidiu que os débitos trabalhistas devem ser atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial - IPCA-E, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. O índice será utilizado pelo Conselho Superior da Justiça do Trabalho - CSJT para a tabela de atualização monetária da Justiça do Trabalho (Tabela Única). Desta forma, o índice de correção desses débitos, que era a Taxa Referencial - TR, passa a ser o IPCA-E.

O novo índice deve ser aplicado em todas as ações trabalhistas que envolvem entes públicos e privados que discutem dívidas posteriores a 30 de junho de 2009, que ainda não foram executadas ou houve o trânsito em julgado. Referida mudança resultaria em um aumento significativo na atualização monetária das provisões trabalhistas da Companhia. Em 14 de outubro de 2015, o Ministro do Supremo Tribunal Federal - STF deferiu liminar para suspender os efeitos da decisão proferida pelo Tribunal Superior do Trabalho - TST.

Em ato contínuo, em 05 de dezembro de 2017, a 2ª Turma do STF, por maioria dos votos, julgou improcedente a ação ajuizada pela Federação Nacional dos Bancos - Fenaban contra a decisão do TST nos autos do processo Arginc-479-60.2011.5.04.0231, que determinava a aplicação do IPCA-E como índice de correção monetária dos débitos trabalhistas. Na decisão questionada pela Fenaban, o TST declarou que o uso da TR como índice de correção na Justiça do Trabalho era inconstitucional, ficando, em consequência, revogada a liminar anteriormente deferida, e determinou a adoção do IPCA-E determinado pelo IBGE, para calcular os débitos.

A decisão foi proferida em dezembro de 2017, todavia, a mesma ainda não foi publicada, impossibilitando a análise de medidas recursais e análises mais profundas. Com base nas análises dos assessores jurídicos, que levaram em consideração as decisões proferidas e publicadas até o momento, a Companhia entendeu que, por hora, a decisão do STF deve ser aplicada a partir de seus efeitos modulatórios e não sobre todo o processo, ou seja, que a correção pelo novo índice deve ocorrer a partir de 25 de março de 2015, resultando em uma correção adicional das causas trabalhistas de R\$3.228.

20.1.1.2 Cíveis

Referem-se, principalmente, a pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário. O saldo em 31 de dezembro de 2017 é de R\$50.355 (R\$43.035 em 31 de dezembro de 2016), destacando-se:

- Processo nº 2000.001.127615-0, em trâmite na 10ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro, movido pela White Martins que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de setembro de 2000 em diante. No mês de abril de 2010, a Companhia cumpriu determinação judicial de substituição da garantia processual existente, de carta-fiança por depósito bancário no montante de R\$60.951 e, em junho de 2011, foi efetuado o complemento do depósito judicial no valor de R\$10.627. A Companhia apresentou diversas manifestações e recursos visando a suspensão da execução do montante, bem como para reverter a determinação de desconto do percentual de 16,66% nas faturas mensais da White Martins, até que, em 8 de junho de 2011, foi autorizado o levantamento, em pagamento, do valor de R\$60.951 depositado inicialmente, sem prestação de caução. No dia 10 de junho de 2011, a White Martins realizou o levantamento do referido depósito atualizado monetariamente no montante de R\$66.806. Não obstante o levantamento do referido depósito, permanece depositado judicialmente o montante de R\$10.627, havendo ainda recursos pendentes perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro e no Superior Tribunal de Justiça - STJ discutindo a questão. Atualmente, foi realizada nova perícia no âmbito do cumprimento de sentença. O registro contábil foi efetuado de forma a apresentar a redução do depósito judicial em contrapartida de uma redução da provisão constituída para esta contingência. O saldo remanescente em 31 de dezembro de 2017 é de R\$35.797 (R\$29.729 em 31 de dezembro de 2016).

20.1.1.3 Outros

Do saldo provisionado em 31 de dezembro de 2017, R\$6.138 (R\$14.328 em 31 de dezembro de 2016) referem-se a autos de infração editados pela ANEEL ou outros órgãos reguladores que encontram-se em fase de recurso pela Companhia.

Dentre os valores provisionados em 31 de dezembro de 2016, destacava-se o montante de R\$7.209 relativo a penalidades estabelecidas pela ANEEL, por meio dos autos de infração nºs AI-002/2014-SFF, de 27 de agosto de 2014 e AI-012/2014, de 26 de agosto de 2014, referentes a Fiscalização do ativo imobilizado em serviço e fiscalização da BRR do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária, respectivamente. Em setembro de 2014 foram protocolados recursos administrativos junto à Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira - SFF/ANEEL que foram julgados em abril e maio de 2017, com a seguinte determinação: (i) AI-002 - a SFF acatou parcialmente o recurso administrativo, convertendo em advertência 14 não conformidades, cancelando outras 7 não conformidades e promovendo uma ampla revisão da dosimetria das demais não conformidades, reduzindo a penalidade para R\$779; e (ii) AI-012 - a SFF acatou a parcialmente recurso administrativo, com atenuação de 6 não conformidades e cancelamento de outras 2, além da revisão da dosimetria relativas à gravidade e sanções irrecorríveis, reduzindo a penalidade para R\$742.

Em maio de 2017 a Companhia liquidou o montante homologado de ambos os autos de infração no montante atualizado de R\$2.027, sendo revertido da provisão o montante de R\$5.688.

20.1.2 Risco de perda possível

Existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, cuja perda foi estimada como possível, periodicamente reavaliados, não requerendo a constituição de provisão, demonstrados a seguir:

	Ativo		Depósito judicial	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Trabalhistas	31.795	35.303	991	910
Cíveis	181.193	279.458	4.741	1.873
Fiscais	758.882	707.267	21.278	17.142
Outros	8.670	8.670	552	552
Total	980.540	1.030.698	27.562	20.477

Dentre as principais causas com risco de perda avaliadas como possível, destacamos as seguintes ações:

- 20.1.2.1 Cíveis**
 - 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. Atualmente, aguarda-se o julgamento do recurso interposto contra a sentença. O valor estimado em 31 de dezembro de 2017 é de R\$120.518 (R\$104.569 em 31 de dezembro de 2016).
 - 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 renda 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, a Companhia, por meio da ABRADÉE, ajuizou 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 2017 é de R\$20.093 (R\$14.753 em 31 de dezembro de 2016).
 - Adicionalmente, a SAESA propôs ação contra a ANEEL com pedido de liminar para não aplicação, durante o período de motorização 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. A Companhia 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. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de dezembro de 2017 é de R\$3.883 (R\$6.391 em 31 de dezembro de 2016), sendo a redução do período decorrente da atualização dos eventuais impactos financeiros no processo.
 - Ação judicial em que um agente do setor requer o reconhecimento pela ANEEL de causas excludentes de responsabilidade por atrasos no cronograma de suas obras. Em maio de 2015 foi proferida sentença de procedência que foi questionada por meio de recurso pela ANEEL. Por meio da ABRADÉE, as distribuidoras propuseram demanda judicial a fim de assegurar os seus direitos. Atualmente aguarda-se decisão dos recursos interpostos pela parte adversa. Considerando que eventuais impactos não gerarão reflexos financeiros, a Companhia não mais apresenta o saldo de passivo contingente estimado em 31 de dezembro de 2016 no montante de R\$108.194.
- 20.1.2.2 Fiscais**
 - Discussão na esfera administrativa sobre créditos de ICMS utilizados pela Companhia 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 2017 de R\$162.642 (R\$139.778 em 31 de dezembro de 2016). O processo administrativo foi encerrado e atualmente a Companhia está aguardando o ajuizamento na esfera judicial pela Procuradoria Estadual para apresentar defesa, entretanto, o débito está garantido e com suspensão da exigibilidade. O valor em risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09, e dos honorários expostos 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 no período de janeiro de 2007 a novembro de 2007, no valor atualizado até 31 de dezembro de 2017 de R\$33.473 (R\$31.029 em 31 de dezembro de 2016). A Companhia 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 2017 de R\$37.430 (R\$36.078 em 31 de dezembro de 2016). A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.
 - Discussões administrativas envolvendo o montante atualizado até 31 de dezembro de 2017 de R\$203.183 (R\$195.958 em 31 de dezembro de 2016), 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 Companhia apresentou as defesas, as quais aguardam julgamento.
 - Medida judicial relativa à COFINS do período de 1993 a 1995, em litisconsórcio com AES Eletropaulo. A questão versa sobre o direito ao aproveitamento da anistia trazida pela 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 2017 é de R\$74.328 (R\$72.677 em 31 de dezembro de 2016). Atualmente o processo aguarda julgamento de Recursos nos Tribunais Superiores.
 - Ações 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 2017 é de R\$194.046 (R\$180.838 em 31 de dezembro de 2016). Deste montante, R\$132.946 (R\$123.007 em 31 de dezembro de 2016) trata-se do Mandado de Segurança que a Companhia ajuizou para discutir as cobranças de preço público sobre o uso de vias públicas, emitidas pelo município de Guarulhos, em agosto de 2015. O judiciário deferiu liminar em favor da Companhia, assegurando o direito de discutir o débito sem apresentação de garantia. Atualmente os processos aguardam julgamento.

20.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento cuja perda foi estimada como remota e, para estas ações, o saldo dos depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2017 é de R\$30.410 (R\$28.645 em 31 de dezembro de 2016).

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, a Companhia entende que deve proceder à divulgação da ação mencionada abaixo.

20.1.3.1 Fiscais

A Companhia, 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 2017, nos termos dos Decretos, é de R\$471.120 (R\$395.177 em 31 de dezembro de 2016). O valor em risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09.

21 Patrimônio líquido

21.1 Capital social

O Capital social em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 é de R\$596.669 e está representado por 39.091.735.037 ações ordinárias, sem valor nominal, integralmente detidas pela EDP - Energias do Brasil.

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

A Companhia não possui capital autorizado, conforme estatuto social.

21.2 Destinação do lucro

O lucro líquido apurado em cada exercício será deduzido, antes de qualquer destinação, de prejuízos acumulados e destinado sucessivamente e na seguinte ordem:

- 5% serão aplicados na constituição da Reserva Legal que não excederá 20% do Capital social;
- 25% serão destinados ao pagamento de dividendos;
- o saldo remanescente, após atendidas as disposições anteriores, terá a destinação determinada pela Assembleia Geral.

Conforme descrito no item (ii) acima, as ações têm direito a dividendos mínimos de 25% do lucro líquido ajustado, na forma da lei, podendo a ele ser imputado o valor dos Juros sobre o capital próprio - JSCP pagos ou creditados, individualmente aos acionistas, a título de remuneração do capital próprio, integrando o montante dos dividendos a distribuír pela Companhia, para todos os efeitos legais e nos termos da Lei nº 9.249/95, e regulamentação posterior.

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Lucro líquido apurado no exercício		194.100	141.423
Constituição da reserva legal - 5%		(9.706)	(7.071)
		184.394	134.352

Destinação do lucro

Dividendos intermediários - JSCP	15	65.624	65.750
Lucros retidos a deliberar	21.3.2	118.770	68.602
		184.394	134.352
		0,00168	0,00168

Dividendos por ação - R\$ - JSCP

21.3 Reservas

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Reservas de capital			
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	77.687	77.687
		77.687	77.687

Reservas de lucros

Legal		97.800	88.094
Retenção de lucros	21.3.1	285.777	217.175
Lucros retidos a deliberar	21.2 e 21.3.2	118.770	68.602
		502.347	373.871

21.3.1 Retenção de lucros

A Reserva de retenção de lucros tem sido constituída em conformidade com o artigo 196 da Lei nº 6.404/76, para viabilizar os Programas de Investimentos da Companhia, previstos nos orçamentos de capital submetidos e aprovados nas Assembleias Gerais Ordinárias.

A variação no exercício no montante de R\$68.602 é decorrente da reversão dos dividendos deliberados na AGO realizada em 11 de abril de 2017 (Notas 15 e 21.3.2).

21.3.2 Lucros retidos a deliberar

Refere-se à parcela do lucro líquido do exercício anterior excedente ao dividendo mínimo obrigatório a ser deliberada em assembleia geral ou por outro órgão competente. É constituída conforme ICPC 08 (R1) e poderá ser destinada para pagamento de dividendos, retenção de lucros ou para aumento de capital.

O saldo em 31 de dezembro de 2016 de R\$68.602 havia sido distribuído como dividendos adicionais (Nota 15) conforme deliberação da AGO realizada em 11 de abril de 2017. Todavia, em AGE realizada em 26 de dezembro de 2017, a Companhia deliberou sobre a reversão deste montante para a Reserva de retenção de lucros (Nota 21.3.1).

21.4 Outros resultados abrangentes

Referem-se à contabilização de passivos oriundos de benefícios pós-emprego relativos a ganhos e

NOTAS EXPLICATIVAS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Nota	2017	2016
23.1 Energia elétrica comprada para revenda			
Contratos de compra de energia por disponibilidade	23.1.1	1.041.514	811.576
Contratos de compra de energia por quantidade		366.220	372.712
PROINFA		65.692	77.419
Contratos de compra de energia por cotas	23.1.2	714.903	293.079
Energia de curto prazo	23.1.3	177.119	136
Energia de Itaipu Binacional		473.567	435.057
Encargo de Energia de Reserva - EER		(10.781)	26.189
Encargos de Serviço do Sistema - ESS		18.316	88.919
Outros		230	70
(-) Ressarcimentos CCEE/CONER		(74.024)	-
(-) Créditos de PIS/COFINS		(256.505)	(196.663)
		2.516.251	1.908.494

23.1.1 Contratos de compra de energia por disponibilidade

O aumento dos montantes relacionados à compra de energia nos contratos na modalidade de disponibilidade decorre, principalmente, do aumento do despacho termoeletrônico realizado pelo ONS, frente ao atual cenário hidrológico desfavorável.

23.1.2 Contratos de compra de energia por cotas

O aumento dos montantes relacionados à compra de energia nos contratos na modalidade de cotas decorre, principalmente, do repasse de risco hidrológico associados 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.

23.1.3 Energia de curto prazo

O aumento no montante de energia de curto prazo deve-se ao fato de que os MCSD de energia nova tiveram suas terceiras etapas concluídas a partir da contabilização de agosto de 2017, conferindo um efeito elevado na movimentação do curto prazo. Como a Companhia tinha energia a receber desta terceira etapa, a Companhia adquiriu contratos de cessão das distribuidoras cedentes e, estando sobrecontratada, teve os efeitos refletidos no mercado de curto prazo por meio da venda de energia à PLD, que apresentou-se elevado, principalmente no 2º semestre de 2017.

23.2 Pessoal e Administradores

	2017	2016
Pessoal		
Remuneração	73.233	77.742
Encargos	26.147	29.141
Previdência privada - Corrente	4.016	3.212
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	1.508	1.457
Programa de demissão voluntária	270	-
Despesas rescisórias	8.641	103
Participação no Lucros e Resultados - PLR	12.887	13.189
Outros benefícios - Corrente	33.976	33.861
Outros	209	231
	160.887	158.936
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	2.846	1.942
Benefícios dos administradores	254	40
	3.100	1.982
	163.987	160.918

23.3 Serviços de terceiros

	2017	2016
Serviços de consultoria	13.304	14.010
Serviços comerciais	62.105	60.467
Serviços de manutenção	25.865	25.713
Serviços técnicos	9.990	11.953
Serviços de limpeza e vigilância	8.386	8.377
Serviços de informática	29.334	26.720
Serviços de publicação e publicidade	4.313	1.930
Serviços de telecomunicações	4.808	4.526
(-) Crédito de COFINS	(4.943)	(5.010)
(-) Crédito de PIS	(1.073)	(1.088)
Outros	15.598	15.665
	167.887	163.263

24 Resultado financeiro

	Nota	2017	2016
Receitas financeiras			
Juros e variações monetárias			
Renda de aplicações financeiras e cauções			
Energia vendida	24.1	17.545	30.690
Depósitos judiciais e provisões cíveis, fiscais e trabalhistas		52.471	82.310
Ativos/passivos financeiros setoriais	7	12.392	1.778
Juros e multa sobre tributos	8	13.286	22.812
Outros juros e variações monetárias		32.065	2.877
Variações em moeda estrangeira		1.229	3.372
Ajustes a valor presente	6.1	500	13.081
(-) Tributos sobre Receitas financeiras		(15.113)	(5.919)
Outras receitas financeiras		2.925	2.845
		117.300	153.846
Despesas financeiras			
Encargos de dívida			
Empréstimos e financiamentos	17.2	(49.862)	(56.310)
Debêntures	16.2	(41.766)	(66.291)
Variações em moeda estrangeira	17.2	(995)	-
Operações de swap e hedge	17.2	(1.988)	(21.344)
(-) Juros capitalizados		4.154	3.150
Juros e variações monetárias			
Energia comprada		(562)	(5.783)
Juros e multa sobre tributos	8	(36.234)	-
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	20.1.1	(23.587)	(19.679)
Outros juros e variações monetárias		(5.442)	(8.254)
Ajustes a valor presente	6.1	-	(1.097)
Outras despesas financeiras		(13.951)	(9.103)
		(170.233)	(184.711)
		(52.933)	(30.865)
Total			
24.1 Juros e variações monetárias - Energia vendida			
A redução da rubrica no exercício é decorrente, substancialmente, da redução da quantidade de consumidores inadimplentes conjuntamente com a redução na quantidade de dias de pagamento das faturas dos mesmos.			

25 Imposto de renda e Contribuição social

O imposto de renda registrado no resultado é calculado com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente (15%, acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R\$240 anuais). A contribuição social registrada no resultado é calculada com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), por meio da aplicação da alíquota de 9%. Ambos consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real, quando aplicável.

As despesas com Imposto de renda e Contribuição social compreendem os impostos correntes e diferidos, sendo reconhecidos no resultado exceto aqueles que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no Patrimônio Líquido.

	2017	2016
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro	271.154	166.302
Alíquota	34%	34%
IRPJ e CSLL	(92.192)	(56.543)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva		
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes		
Doações	(312)	(354)
Perdas indedutíveis	(15)	(189)
Juros sobre o capital próprio	22.312	22.355
Outras	(274)	(134)
Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores	(7.678)	4.877
Incentivos fiscais	1.105	5.109
Despesa de IRPJ e CSLL	(77.054)	(24.879)
Alíquota efetiva	28,42%	14,96%

26 Resultado por ação

O resultado básico por ação da Companhia é calculado pela divisão do resultado atribuível aos titulares de ações ordinárias da Companhia pelo número médio ponderado de ações ordinárias em poder dos acionistas.

Nos exercícios de 2017 e 2016, a Companhia não operou com instrumentos financeiros passivos conversíveis em ações próprias ou transações que gerassem efeito diluível ou antidiluível sobre o resultado por ação do exercício. Dessa forma, o resultado "básico" por ação que foi apurado para o exercício é igual ao resultado "diluído" por ação segundo os requerimentos do CPC 41.

O cálculo do resultado "básico e diluído" por ação é demonstrado na tabela a seguir:

	2017	2016
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	194.100	141.423
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	39.091.735	39.091.735
Resultado básico e diluído por ações (reais/ação)	0,00497	0,00362

Descrição	Contraparte	Vigência	Posição	Nacional USD		Nacional RS		Valor justo		Efeitos no Resultado	
				31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	2017	2016
Swap											
Ativo	Citibank N.A.	04/09/2015 a 04/09/2019	Libor 3M + 1,84% a.a.	20.259	20.259	75.000	75.000	68.522	67.615	(5.316)	(8.801)
Passivo			CDI + 1,20% a.a.	-	-	-	-	75.250	77.537	(3.328)	12.543
								(6.728)	(9.922)	(1.988)	(21.344)

O vencimento líquido do derivativo encontra-se demonstrado na nota 17.3.

Os efeitos no resultado do exercício da dívida em moeda estrangeira, líquida do derivativo (*swap*), são demonstrados a seguir:

	Resultado	2017	2016
Receitas financeiras			
Variações monetárias moeda estrangeira			13.081
		-	13.081
Despesas financeiras			
Variações monetárias moeda estrangeira		(995)	-
Encargos de dívidas		(2.335)	(2.125)
Operações de swap e hedge		(4.789)	(21.882)
Marcação a mercado		2.801	538
		(5.318)	(23.468)
		(5.318)	(10.389)

27.2 Gestão de riscos

A política de gestão de riscos da EDP - Energias do Brasil abrange todas as suas unidades de negócios e está alinhada à estratégia do Grupo EDP em suas operações no mundo. Cabe ao Comitê de Risco, garantir a governança do processo e atuar como elo entre a alta direção e a operação rotineira. Sua função é gerenciar e supervisionar todos os fatores de risco que possam provocar impactos nas atividades e nos resultados da Companhia, além de propor metodologias e melhorias ao sistema de gestão.

Desde 2006 o Grupo EDP - Energias do Brasil desenvolveu processos para monitoramento e avaliação dos riscos corporativos. A partir de 2010, foram criados novos métodos e um novo dicionário de riscos, tendo sido o mesmo consolidado em 2011 como uma Norma de Risco Corporativo, e mantida atualizada desde então.

A gestão de riscos corporativos é baseada nos melhores modelos de governança tais como COSO ERM - *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* e ISO 31.000. A gestão integrada de riscos atua como facilitadora no processo de gestão integrada de riscos, auxiliando na identificação, classificação, avaliação e gerenciamento dos riscos e tem como objetivo assegurar que os diversos riscos inerentes a cada uma das áreas da empresa sejam geridos por seus responsáveis e reportados periodicamente à Diretoria da empresa.

O Comitê de Risco é composto por 3 "Risk Officers" separados por natureza dos riscos (Estratégicos, Energético/Regulatório, Financeiros e Operacionais) e pela Diretoria Executiva.

Operação	Risco	Aging cenário provável		Cenário (I)		Cenário (II)		Cenário (III)		Cenário (IV)		Cenário (V)	
		Até 1 ano	2 a 5 anos	Provável	Aumento do risco em 25%	Aumento do risco em 50%	Redução do risco em 25%	Redução do risco em 50%					
Aplicação financeira - CDB	CDI	1.883	-	1.883	471	942	-	-	-	(471)	-	(942)	-
Cauções e depósitos vinculados	CDI	6	-	6	2	3	-	-	-	(2)	-	(3)	-
Instrumentos financeiros ativos	CDI	1.889	-	1.889	473	945	-	-	-	(473)	-	(945)	-
Debêntures	CDI	(36.538)	(58.767)	(95.305)	(22.803)	(45.358)	-	-	-	23.048	-	46.376	-
Empréstimos e financiamentos - CCB	CDI	(10.269)	(2.966)	(13.255)	(2.768)	(5.482)	-	-	-	2.816	-	5.693	-
Empréstimos e financiamentos - NP	CDI	(15.138)	(9.249)	(24.387)	(6.338)	(12.771)	-	-	-	6.231	-	12.366	-
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(61.945)	(71.002)	(132.947)	(31.909)	(63.611)	-	-	-	32.095	-	64.435	-
Swap - Ponta Passiva - Citibank N.A.	CDI	(5.106)	(2.731)	(7.837)	(1.539)	(3.058)	-	-	-	1.559	-	3.139	-
Instrumentos financeiros derivativos	CDI	(5.106)	(2.731)	(7.837)	(1.539)	(3.058)	-	-	-	1.559	-	3.139	-
		(65.162)	(73.733)	(138.895)	(32.975)	(65.724)	-	-	-	33.181	-	66.629	-
Empréstimos e financiamentos - BNDES	TJLP	(11.306)	(27.197)	(38.503)	(7.238)	(14.333)	-	-	-	7.238	-	14.333	-
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(11.306)	(27.197)	(38.503)	(7.238)	(14.333)	-	-	-	7.238	-	14.333	-
Citibank N.A.	Dólar	(36.813)	(37.451)	(74.264)	(18.611)	(37.222)	-	-	-	18.611	-	37.222	-
Principal	Dólar	(34.420)	(36.161)	(70.581)	(17.645)	(35.291)	-	-	-	17.645	-	35.291	-
Encargos	Dólar	(2.393)	(1.290)	(3.683)	(966)	(1.931)	-	-	-	966	-	1.931	-
Instrumentos financeiros passivos	Dólar	(36.813)	(37.451)	(74.264)	(18.611)	(37.222)	-	-	-	18.611	-	37.222	-
Swap - Ponta Ativa - Citibank N.A.	Dólar	36.813	37.451	74.264	18.611	37.222	-	-	-	(18.611)	-	(37.222)	-
Instrumentos financeiros derivativos	Dólar	36.813	37.451	74.264	18.611	37.222	-	-	-	(18.611)	-	(37.222)	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	(17.015)	(43.962)	(60.977)	(5.416)	(10.831)	-	-	-	5.416	-	10.831	-
Instrumentos financeiros passivos	IPCA	(17.015)	(43.962)	(60.977)	(5.416)	(10.831)	-	-	-	5.416	-	10.831	-
Citibank N.A. - Encargos	Libor	(2.393)	(1.290)	(3.683)	(491)	(982)	-	-	-	491	-	982	-
Instrumentos financeiros passivos	Libor	(2.393)	(1.290)	(3.683)	(491)	(982)	-	-	-	491	-	982	-
Swap - Resultado - Citibank N.A.	Libor	2.393	1.290	3.683	491	982	-	-	-	(491)	-	(982)	-
Instrumentos financeiros derivativos	Libor	2.393	1.290	3.683	491	982	-	-	-	(491)	-	(982)	-

As curvas futuras dos indicadores financeiros CDI, TJLP, Dólar, IPCA e Libor 3M estão em acordo com o projetado pelo mercado e alinhadas com a expectativa da Administração da Companhia.

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 7,00% e 8,50% a.a.; TJLP entre 5,00% e 6,75% a.a.; Dólar entre R\$3,22 e R\$3,73; IPCA entre 3,10% e 4,70% a.a.; e Libor entre 1,49% e 2,26% a.a..

27 Instrumentos financeiros e Gestão de riscos

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros. A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar crédito, liquidez, segurança e rentabilidade. A contratação de instrumentos financeiros com o objetivo de proteção é feita por meio de uma análise periódica da exposição aos riscos financeiros (câmbio, taxa de juros etc.), a qual é reportada regularmente por meio de relatórios de risco disponibilizados à Administração.

Em atendimento à Política de

NOTAS EXPLICATIVAS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

27.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre as debêntures e empréstimos da Companhia são apresentados nas notas 16 e 17. A Administração da Companhia somente utiliza linhas de créditos que possibilitem sua alavancagem operacional. Essa premissa é afirmada quando observamos as características das captações efetivadas. Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia são demonstrados nas rubricas Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5), Consumidores e concessionárias (Nota 6), Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1) e Ativos e Passivos financeiros setoriais (Nota 7). A Companhia, em 31 de dezembro de 2017, tem em Caixa um montante cuja disponibilidade é imediata e Equivalentes de caixa que são aplicações financeiras de liquidez imediata que são prontamente convertíveis em um montante conhecido de caixa. Para Consumidores e concessionárias, os saldos apresentados compreendem um fluxo estimado para os recebimentos. Para Ativo financeiro indenizável, o saldo apresentado corresponde ao valor a receber do Poder Concedente ao final da concessão e está mensurado pelo valor novo de reposição. Os Ativos financeiros setoriais serão homologados pelo Poder Concedente e recebidos por meio da tarifa nos próximos reajustes ou revisões tarifárias. Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Debêntures e Empréstimos e financiamentos referem-se a juros futuros que, conseqüentemente, não estão contabilizados e encontram-se demonstrados na nota.

A geração de energia proveniente das fontes hídrica e eólica e um período prolongado de escassez de chuva reduziu o volume de água nos reservatórios das usinas hidroelétricas, 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 conseqüentemente de aumentos tarifários futuros para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

Em relação ao risco de racionamento, para o seu monitoramento, a Companhia utiliza 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.

A Companhia também gerencia o risco de liquidez por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela análise de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro 2017, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia espera liquidar as respectivas obrigações.

	31/12/2017					31/12/2016	
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total	Total
Passivos financeiros							
Fornecedores	356.534	132.047	86.426			575.007	373.149
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			106	533		639	537
Debêntures			75.382	284.376		359.758	284.789
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	2.825	8.867	150.082	466.160	75.935	703.869	514.368
Derivativos			229	6.499		6.728	9.922
Passivos financeiros setoriais			29.675	109.883		139.558	408.765
	359.359	140.914	341.900	867.451	75.935	1.785.559	1.591.530

27.2.2.1 Risco de sobreconotação

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

A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os riscos com a compra de energia para atendimento ao mercado cativo. Para tal, a cada processo de decisão do montante de declaração de compra de energia em leilão e da participação em Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficit - MCSDD, utilizam-se de modelos estatísticos para a projeção de diversos cenários de consumo, onde correlaciona-se variáveis climáticas, econômicas e tarifárias, além de modelos de otimização que buscam a minimização do custo, risco de penalidade e não-repasse tarifário.

Na regulação atual, a expansão em lastro do sistema energético nacional é garantida por meio da contratação de energia de longo prazo pelas distribuidoras, por meio da projeção do seu mercado cativo, com 3 a 6 anos de antecedência em relação ao período de suprimento da energia elétrica adquirida (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), ou seja, as decisões de contratações utilizam-se de projeções econômicas de longo prazo que em situação de normalidade não apresentam grandes variações. O montante dos compromissos contratuais para compra de energia futura firmados até 31 de dezembro de 2017 estão apresentados nas nota 29.1.

No cenário atual, além da queda no consumo ocasionada por uma conjuntura econômica adversa e imprevisível com 3 a 6 anos de antecedência, a forte elevação nas tarifas do mercado regulado em contrapartida de um preço baixo no mercado livre, levaram muitos clientes a migrarem do ambiente cativo ao livre, movidos por uma redução do custo com a compra de energia. Ambos os fatores levaram as distribuidoras a um cenário generalizado de sobreconotação.

Para mitigação dos riscos de sobre e subconotação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação para que as distribuidoras possam elevar ou reduzir o volume de energia contratada, ou seja, administrar seus portfólios de contratos. São eles:

- Elevação do nível de contratação por meio da contratação nos Leilões A-6, A-5, A-3, A-1, A-0, de fontes alternativas (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), de ajuste e também por meio de participações no MCSDD tanto de Energia Existente quanto de Energia Nova com declaração de déficit;
- Diminuição do nível de contratação por meio da redução dos volumes dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs de energia existente por quantidade, com redução anual de até 4% do volume contratado por variação de mercado; (ii) declaração inferior a 96% do montante de reposição em Leilões A-1 (alterado pelo Decreto nº 8.828/16); (iii) redução de contratos de energia existente por quantidade por migração de consumidores convencionais ao Ambiente de Contratação Livre (ACL); (iv) acordos bilaterais; e (v) participação em MCSDDs com declaração de sobre.

Adicionalmente, como resultado parcial da Resolução Normativa nº 726/16, a ANEEL alterou a regulamentação vigente, permitindo a dedução da energia contratada relativa ao consumo dos clientes especiais que migraram para o mercado livre nos contratos que forem firmados após a publicação da referida Resolução (junho de 2016), todavia, a Companhia não possuía contratos firmados após esta data.

Com a publicação da Lei nº 12.783/13, que tratou da prorrogação das concessões do setor de energia elétrica, os agentes detentores de usinas hidroelétricas cujo prazo de concessão terminasse em até cinco anos puderam solicitar a renovação da concessão, submetendo-se ao regime de Cotas de Garantia Física, alocadas às distribuidoras por meio dos Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGFs. Assim, a partir de 2013, os CCGFs substituíram parte dos CCEARs de energia existente das distribuidoras.

No entanto, aos CCGFs não foi dada a prerrogativa de redução do volume contratado para que a distribuidora pudesse administrar o seu nível de contratação. Com esta alteração, alheia à gestão das distribuidoras, este segmento passou a não possuir mecanismos suficientes para se proteger contra a redução de consumo e de clientes ao ambiente livre. Nesse contexto, passou a não mais poder participar do MCSDD 4%, tampouco do MCSDD Trocas Livres e do MCSDD Mensal. Logo, não mais pôde realizar reduções de volume nos CCEARs de energia existente tal como preconizado na Lei nº 10.848/04 e no artigo 29 do Decreto nº 5.163/04.

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 prevêm cláusula contratual específica que permita a redução do montante contratado.

Com a publicação do Decreto nº 12.783/13, 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 ainda não foram estabelecidos.

No exercício, a sobreconotação de energia afetou positivamente o resultado da Companhia em R\$41.063.

27.2.2.2 Vencimento antecipado de dívidas

A Companhia possui 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 exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de empréstimos e financiamentos 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 16 e 17. Até 31 de dezembro de 2017 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 29.2) para as rubricas de Empréstimos, financiamentos e Debêntures. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia pode ser exigida 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.

27.2.3 Risco de crédito

O risco de crédito compreende a possibilidade da Companhia não realizar seus direitos. Essa descrição está diretamente relacionada às rubricas de Caixa e equivalentes de caixa, Consumidores e concessionárias, Cauções e depósitos vinculados, entre outras.

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 custos de serviços de cobrança são priorizados 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 cativo 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. As regras para composição das perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa atendem à fundamentação disposta pelo regulador e premissas aprovadas pela Administração da Companhia.

A pulverização da venda de energia elétrica a essa base consumidora atribui menor volatilidade aos recebimentos da Companhia, pode-se levar em face a composição de 12,05% de estimativas de não realização dos créditos conforme nota 6.

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 a Companhia realiza 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 outras. A Companhia oferece 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.

Outra importante fonte de risco de crédito é associada às aplicações financeiras. A administração desses ativos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais com base nas políticas 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 são orientadas por uma Política de Gestão de Riscos Financeiros da Companhia, que 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, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas Presidente	Michel Nunes Itkes Vice-Presidente	Luiz Otávio Assis Henriques Conselheiro
Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire Conselheiro	Carlos Emanuel Baptista Andrade Conselheiro	Pompeu Freire de Mesquita Conselheiro

DIRETORIA

Michel Nunes Itkes Diretor-Presidente	Marney Tadeu Antunes Diretor de Distribuição e Comercial	Fernando Peixoto Saliba Diretor de Sustentabilidade	André Luís Nunes de Mello Almeida Diretor de Contabilidade, Tributos e Gestão de Ativos
Dyogenes Rosi Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Donato da Silva Filho Diretor de Gestão de Ativos e Administrativo e de Regulação	José Roberto Pascon Diretor de Planejamento e Engenharia	Renan Silva Sobral Gestor Contabilidade UND e UNC Contador - CRC 1SP 271964/O-6

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas

EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e 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 do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme 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 (PAA) 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 como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Nossa auditoria para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 foi planejada e executada considerando que as operações da Companhia não apresentaram modificações significativas em relação ao exercício anterior. Nesse contexto, os Principais Assuntos de Auditoria, bem como nossa abordagem de auditoria, mantiveram-se substancialmente alinhados àquelas do exercício anterior.

Porque é um PAA**Ativo financeiro indenizável e Intangível (Nota 13)**

A Companhia apresenta saldos no ativo referentes a valores a amortizar no período da concessão - intangível - e a receber a título de indenização do Poder Concedente - ativo financeiro. O montante a receber decorre de investimentos na estrutura da concessão que não serão recuperados por meio da prestação de serviços no âmbito da concessão. Não há a amortização de base classificada no ativo intangível. O ativo financeiro é mensurado com parcelas no Valor Novo de Reposição (VNR) em conexão com os processos de Revisão Tarifária Periódica, homologada a cada três anos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e, anualmente, é atualizado mensalmente e ajustado pela movimentação dos bens que integram a infraestrutura da concessão.

Mantivemos o foco de nossos trabalhos nessa área, uma vez que a mensuração dos montantes envolve: (i) julgamento quanto aos valores de amortização até o final da concessão, (ii) estimativas quanto às glosas do regulador em relação aos investimentos efetuados, (iii) controles e critérios de elegibilidade para registro de adições no período correto, entre outros, sujeitos ao processo de revisão e homologação da ANEEL.

Ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 7)

Os ativos e passivos financeiros setoriais referem-se aos valores originados da diferença entre os custos previstos no início da concessão e das tarifas aprovadas pela ANEEL, e aqueles que são efetivamente incorridos pela distribuidora ao longo do período de vigência dessa tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber nos casos em que os custos efetivamente incorridos são superiores aos previstos, ou uma obrigação, quando os custos incorridos são inferiores aos custos previstos.

Esse tema foi considerado novamente no corrente exercício como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos, da sistemática de apuração dos valores - que envolve considerações quanto à elegibilidade de determinados itens (apropriações) - assim como do processo de amortização que se dá pelo recebimento/outorga de valores em bases estimadas em distintos períodos tarifários, por meio de tarifas.

Fornecimento não faturado (Nota 6)

Parte das receitas de vendas de energia tomam por base estimativas dos valores da energia fornecida no consumo, incluindo a não faturada da data do balanço, em virtude do intervalo de tempo entre a data da última leitura para medição e a data do encerramento do exercício. Em 31 de dezembro de 2017, o valor estimado de venda de energia já fornecida à clientela e ainda não faturada, reconhecido contabilmente, é de R\$ 261.163 mil.

Os riscos observados, e que continuaram demandando foco em nossa auditoria, referem-se ao reconhecimento de receita fora de período de competência e/ou estimativas e premissas para estimar essas receitas, na medida em que envolve: (a) estimar os volumes de energia consumida pelos clientes e (b) atribuir valor para mensurar o fornecimento não faturado, devido à variedade de tarifas em função das diferentes classes de clientes.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

As evidências de auditoria por nós consideradas necessárias e suficientes foram obtidas por meio de uma combinação de testes de controles e em transações. Assim, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a atualização do entendimento e testes de efetividade de controles internos de competência e integridade da Base de Remuneração Regulatória (BRR) homologada pela ANEEL com respectivos saldos contábeis efetuada pela Companhia nos exercícios em que ocorreram as revisões tarifárias; inspeção, por meio de amostragem, de documentos que suportam transações de adições e baixas ocorridas no exercício; discussão dos critérios para elegibilidade das adições e determinação da estimativa de glosas; revisão da atualização monetária dos valores envolvidos, assim como segregação dos mesmos entre ativo intangível e ativo financeiro, além de testes do cálculo da amortização do ativo intangível.

Consideramos que os julgamentos e as conseqüentes estimativas envolvidas são conciliáveis e razoáveis em relação às bases homologadas pela ANEEL, e que as divulgações efetuadas em notas explicativas são consistentes com as informações observadas.

Os procedimentos de auditoria para checar as principais movimentações registradas nos contratos de ativos e passivos financeiros setoriais, entre outros, a revisão da conciliação efetuada pela Companhia entre os principais valores dos ativos e passivos financeiros setoriais registrados contabilmente com aqueles homologados anualmente pela ANEEL para compor a tarifa da concessionária; inspeção, em base de testes, de informes à ANEEL que demonstram os valores realizados no período, assim como a respectiva, por amostragem, de documentos que compõe os custos incorridos com os valores de cobertura.

Consideramos que os valores contabilizados de apropriações e amortizações são suportados por documentação que fundamentam os registros e as divulgações efetuadas em notas explicativas.

Assim, atualizamos nosso entendimento e testamos a efetividade dos controles relevantes na mensuração da estimativa e, em relação aos testes de transações, parâmetros de estimativas e dados relacionados a volume, perdas e prazo para determinar a reconhecida não faturada, e a compararmos com a estimativa contabilizada, obtendo explicações para diferenças relevantes não usuais, quando aplicável. Comparamos a proporção de energia fornecida e não faturada com dados de empresas do mesmo segmento e discutimos as variações com a administração. Também confrontamos os cálculos com os preços homologados e obtivemos evidências relacionadas às premissas de volume usadas para determinar o nível de receita estimada.

As principais evidências de auditoria consideradas apropriadas e suficientes foram obtidas por meio de uma combinação de testes de controles e testes de transações.

Assim, atualizamos nosso entendimento e testamos a efetividade dos controles relevantes na mensuração da estimativa e, em relação aos testes de transações, parâmetros de estimativas e dados relacionados a volume, perdas e prazo para determinar a reconhecida não faturada, e a compararmos com a estimativa contabilizada, obtendo explicações para diferenças relevantes não usuais, quando aplicável. Comparamos a proporção de energia fornecida e não faturada com dados de empresas do mesmo segmento e discutimos as variações com a administração. Também confrontamos os cálculos com os preços homologados e obtivemos evidências relacionadas às premissas de volume usadas para determinar o nível de receita estimada.

Nossos procedimentos revelaram que as premissas e as correspondentes estimativas para o registro da medição de energia fornecida ainda não faturada, atendem à norma de reconhecimento de receita, em relação ao correto período de competência.

A Companhia opera 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:

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Classificação da instituição financeira			
AAA		27.047	166.208
AA			150.601
	5	27.047	316.809

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

27.2.4 Risco regulatório

As atividades da Companhia são regulamentadas e fiscalizadas pelas agências reguladoras e fiscalizadas pelas agências reguladoras (ANEEL, ARSESP etc.) e demais órgãos relacionados ao setor (MME, COCE etc.). A Companhia 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 o negócio. Adicionalmente, a Companhia atua na discussão dos temas de seu interesse disponibilizando estudos, teses e experiências aos públicos formadores de opinião.

27.2.5 Gestão de capital

Os objetivos da Administração ao administrar o capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. Para manter ou ajustar a estrutura do capital, o Grupo EDP - Energias do Brasil pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

	31/12/2017	31/12/2016
Total dos empréstimos e debêntures	1.070.355	809.079
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(132.915)	(355.496)
Dívida líquida	937.440	453.583
Total do Patrimônio Líquido	1.105.701	1.002.182
Total do capital	2.043.141	1.455.765
Índice de alavancagem financeira - %	45,88%	31,16%

28 Demonstrações dos Fluxos de Caixa**28.1 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.

	Nota	Saldo em 31/12/2016	Efeito caixa	Variação monetária e cambial	Efeito não caixa		Saldo em 31/12/2017
					Valor justo	Adições/baixas	
Cauções e depósitos vinculados	11	1.072					1.074
Dividendos	15	55.888	(55.888)			55.780	55.780
Empréstimos, financiamentos e debêntures	17	809.079	166.665	3.962	(2.800)	93.449	1.070.355
		866.039	110.777		3.962	(2.800)	1.127.209

28.2 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:

	2017	2016
Constituição de dividendos e JSCP a pagar	55.780	55.888
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures ao intangível	4.154	3.150
Total	59.934	59.038

29 Compromissos contratuais e Garantias**29.1 Compromissos contratuais**

Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia apresenta 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 decorso normal da atividade operacional da Companhia, 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 corresponde o custo médio de capital (WACC) do Grupo EDP.

	31/12/2017					31/12/2016
	2018	2019 a 2020	2021 a 2022	A partir de 2023	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	10.059	5.305	840		16.204	3.971
Obrigações de compra						
Compra de energia	2.027.219	4.146.081	3.927.299	13.120.377	23.220.976	25.424.186
Encargos de conexão e transporte de energia	362.129	369.024	871.610	2.250.711	4.453.474	2.212.053
Materiais e serviços	438.943	415.174	16.615	1.955	872.687	685.640
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	90.950	94.228	22.541	4.882	21	