

**ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE
DE SÃO PAULO S.A.**

**DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
2017**

ÍNDICE

Relatório da Administração regulatório	3
Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis	37
Demonstrações contábeis regulatórias auditadas	
Balanços patrimoniais	45
Demonstrações dos resultados	46
Demonstrações dos resultados abrangentes	47
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	48
Demonstrações dos fluxos de caixa	49
Demonstrações do valor adicionado	50
Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias	51
Declaração dos Diretores	160

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO REGULATÓRIO 2017

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

Prezados Acionistas,

A administração da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (“Eletropaulo” ou “Companhia”), em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de V.Sas o Relatório de Administração e as demonstrações contábeis da Companhia, acompanhadas do relatório dos auditores independentes sobre essas demonstrações, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

PERFIL

A Eletropaulo é uma Companhia de capital aberto com ações listadas no mais alto nível de governança corporativa da B3 - Brasil, Bolsa, Balcão, o Novo Mercado, sendo a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida¹, estando presente em 24 municípios da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiros do país.

A área de concessão, de 4.526 km², concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país, com 1.581² unidades consumidoras por km², o que corresponde a 33,1%³ do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 9,3%⁴ do total do Brasil.

Para cumprir com excelência o desafio de atender aproximadamente 18 milhões de pessoas todos os dias, a Eletropaulo está permanentemente comprometida em prestar serviços sempre melhor e de forma mais rápida. A Companhia está sempre preocupada em ouvir e entender seus clientes, mantendo um diálogo sempre aberto com todos os seus públicos. A Eletropaulo é consciente da importância do seu papel no desenvolvimento do país e da sua relação de equilíbrio com o meio ambiente do qual depende.

Para atender à demanda de aproximadamente 7,2 milhões de unidades consumidoras, a Eletropaulo, que conta com 7.355 colaboradores próprios, dispõe de uma infraestrutura formada por 156 subestações (sendo 144 estações transformadoras de distribuição, 8 estações do sistema de distribuição e 4 estações transformadoras subterrâneas de distribuição) e uma malha de distribuição e subtransmissão, cabos aéreos e subterrâneos, de mais de 43 mil quilômetros, dos quais 1.876 km são linhas de subtransmissão, 2.306 km são redes de distribuição subterrâneas e

¹ Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, de dezembro de 2016.

² Dados de dezembro/2017, da Eletropaulo.

³ Dados de fevereiro/2018, da Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo.

⁴ Dados de fevereiro/2018, da Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

39.250 km referem-se a redes de distribuição aérea. A Companhia também possui mais de 210 mil transformadores de distribuição aéreos e subterrâneos.

CONTEXTO SETORIAL

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

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

Tarifas e Modelo Tarifário

As tarifas de energia elétrica (uso de rede e fornecimento), praticadas pela Companhia na distribuição de energia a consumidores finais, são determinadas de acordo com o contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. A tarifa considera três custos distintos: (i) energia gerada; (ii) transporte de energia até as unidades consumidoras e (iii) encargos setoriais.

As tarifas de fornecimento de energia elétrica são reajustadas anualmente a partir de uma fórmula paramétrica prevista no contrato de concessão. Essa fórmula considera o repasse dos chamados pela ANEEL custos “não gerenciáveis” (Parcela A - encargos setoriais, custos de compra de energia para revenda e custos de transmissão) e corrige os “custos gerenciáveis” da concessionária (Parcela B - despesas operacionais, remuneração dos ativos e depreciação) pelo IGP-M dos 12 meses anteriores à data-base do seu reajuste, deduzidos de um índice de ganho de produtividade, denominado “Fator X”.

Além do reajuste anual, as tarifas são revisadas periodicamente e tem o objetivo de restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no contrato de concessão. No caso da Eletropaulo, a revisão tarifária ocorre a cada quatro anos.

Dentre os principais pontos que são considerados pela ANEEL na metodologia de revisão tarifária estão a avaliação da base de ativos, as despesas operacionais, as perdas regulatórias, a depreciação repassada às tarifas e o custo médio de capital (“WACC”) que, aplicado sobre a base

de ativos, determina a remuneração da Companhia. A quinta revisão tarifária terá como data-base julho de 2019.

Reajuste Tarifário Anual

A ANEEL, em Reunião Pública de Diretoria que ocorreu em 27 de junho de 2017, homologou o resultado do reajuste tarifário anual de 2017, com aplicação a partir de 4 de julho de 2017. O índice de reajuste tarifário teve um efeito médio percebido pelos consumidores de 4,48% como detalhado a seguir.

A Parcela A foi reajustada em 5,62%, representando 4,39% no reajuste econômico, afetado principalmente pelo Encargo de Transmissão (+7,11%).













A Parcela B foi reajustada em 0,98%, representando uma participação de +0,21% no reajuste econômico. Tal reajuste é composto pelo IGP-M de -0,30% no período de 12 meses findos em junho de 2017 acrescido pelo Fator X de -1,28%, que é composto pelos ganhos de produtividade (“Fator Xp”) de 1,13% e do componente de trajetória de custos operacionais (“Fator Xt”) de -2,37%, previamente definidos na Quarta Revisão Tarifária Periódica (“4RTP”), além do componente de qualidade de serviço (“Fator Xq”) de -0,04%.

O índice de reajuste tarifário foi de 4,48% (efeito médio a ser percebido pelo consumidor), sendo composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	-3,79%
	Energia Comprada	1,07%
	Encargos de Transmissão	7,11%
	Parcela A	4,39%
Parcela B		0,21%
Reajuste Econômico		4,60%
CVA Total		-5,59%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		6,56%
Reajuste Financeiro		0,97%
Reajuste Total		5,57%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-1,09%
Efeito para o consumidor		4,48%

Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015, passou a vigorar o sistema de Bandeiras Tarifárias. Criado pela ANEEL, o sistema de bandeiras tarifárias sinaliza o custo real da energia gerada, incentivando os consumidores o uso consciente da energia elétrica. Composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar 1 e patamar 2), tal sistema estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, de acordo com o Custo Variável Unitário da última usina a ser despachada no sistema. Os valores cobrados ao longo de 2017 estão demonstrados na imagem a seguir:













Vigência Fev/16 a Jan/17			Vigência a partir de Fev/17			Vigência a partir de Nov/17		
Bandeira		Tarifa	Bandeira		Tarifa	Bandeira		Tarifa
Verde		Sem custo	Verde		Sem custo	Verde		Sem custo
Amarela		Aumento de R\$ 15/MWh	Amarela		Aumento de R\$ 20/MWh	Amarela		Aumento de R\$ 10/MWh
Vermelha (patamar 1)		Aumento de R\$ 30/MWh	Vermelha (patamar 1)		Aumento de R\$ 30/MWh	Vermelha (patamar 1)		Aumento de R\$ 30/MWh
Vermelha (patamar 2)		Aumento de R\$ 45/MWh	Vermelha (patamar 2)		Aumento de R\$ 35/MWh	Vermelha (patamar 2)		Aumento de R\$ 50/MWh

Em 24 de outubro de 2017, a ANEEL aprovou em reunião pública de Diretoria, a abertura da audiência pública nº 061/17 para discussão de revisão da metodologia das bandeiras tarifárias e dos valores de suas faixas de acionamento. A proposta era de que novos valores valessem a partir de novembro de 2017. De acordo com tal audiência pública os adicionais foram definidos em:













- (i) Bandeira verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- (ii) Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 10/MWh;
- (iii) Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 30/MWh
Patamar 2: acréscimo de R\$ 50/MWh

A referida audiência pública foi encerrada em 24 de abril de 2018, e a Diretoria da ANEEL aprovou a manutenção de tais valores de adicional utilizados durante o andamento da Audiência Pública, mas alterou os valores de gatilho que definem o acionamento de cada patamar da bandeira, e este novo critério de acionamento das bandeiras entrou em vigor a partir do mês de maio de 2018.

As bandeiras tarifárias que vigoraram ao longo de 2016 e 2017, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir.

2016	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária		 Patamar 1										
CVU - R\$/MWh	595,11	556,26	249,83	303,49	210,35	259,43	134,88	113,60	125,27	195,63	224,42	169,54

CVU: Custo variável da última término despachada (fonte: ANEEL)

2017	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov*	Dez*
Bandeira Tarifária				 Patamar 1	 Patamar 1			 Patamar 1		 Patamar 2	 Patamar 2	 Patamar 1
CVU/PLD gatilho R\$/MWh	128,65	179,74	279,04	426,99	447,61	155,85	237,71	513,51	411,92	698,14	533,82	201,51

CVU: Custo variável da última término despachada, válido de de jan/17 a out/17; *PLD gatilho nov/17 e dez/17 (fonte: ANEEL)

Cabe destacar que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são compartilhados entre elas por meio da CCRBT (“Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária”) administrada pela CCEE. Os recursos disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando (i) os custos de geração e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora; e (iii) a arrecadação de recursos financeiros por meio do faturamento das Bandeiras Tarifárias.

Tarifa Média de Fornecimento

A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em dezembro de 2017, atingiu R\$ 403,36/MWh, representando uma redução de 1,2% em relação a 2016, descontando os efeitos da bandeira tarifária.

Classe de consumidores:	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh ¹	
	2017	2016
Residencial	417,18	425,94
Industrial	387,07	389,91
Comercial	405,29	407,24
Rural	169,01	140,33
Poder Público	397,40	404,91
Iluminação Pública	245,08	241,11
Serviço Público	332,01	337,23
Total	403,36	408,28

(1) Líquido de imposto

Tarifa Branca

A Tarifa Branca é uma nova opção de tarifa que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela é oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (abaixo de 2.300 volts, denominadas como grupo B) e para aquelas pertencentes ao grupo “A”, optantes pela tarifa de baixa tensão. A partir do dia 1º de janeiro de 2018, todas as distribuidoras do país devem atender aos pedidos de adesão à Tarifa Branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh. Em 2019, unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo. Para isso, a Companhia tomou as medidas necessárias para a adequação de seus sistemas, procedimentos técnicos e aquisição de equipamentos ainda no ano de 2017.

Os consumidores que decidirem aderir ao programa de Tarifa Branca terão a possibilidade de pagar diferentes valores na tarifa em função da hora e dia que consumirem energia elétrica. Neste caso, o consumo de energia fora do horário de ponta ficará mais barato enquanto o consumo nos demais horários intermediários ficará mais caro. O consumidor que conseguir alocar seu maior consumo em horário fora de ponta, conseguirá se beneficiar desta nova tarifa.

A Companhia ainda avalia os impactos da implementação desta nova regulamentação, como investimentos em novos medidores e baixa do Imobilizado.

Revisão - WACC Regulatório

As discussões dos novos parâmetros do WACC regulatório aplicável às companhias de distribuição para aplicação nas revisões tarifárias entre janeiro/2018 e dezembro/2020 têm como objetivo obter contribuições quanto a atualização do cálculo. A atualização dos parâmetros representa uma etapa intermediária entre revisões metodológicas. Em 16 de novembro de 2017 a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 066/2017 com vistas a obter subsídios e informações adicionais para a revisão WACC.

Como resultado da referida Audiência Pública, em Reunião Pública realizada no dia 6 de março de 2018, a diretoria da ANEEL aprovou a manutenção do WACC regulatório no patamar de 8,09%, até 31 de dezembro de 2019, e opinou por abrir nova audiência pública para discussão de metodologia de cálculo de WACC.

Resultado - Consulta Pública 33

Em 3 de julho de 2017, o MME anunciou uma série de alterações propostas em relação a legislação do setor elétrico. Segundo o MME, o principal objetivo destas medidas seria, entre outros pontos: (i) redução dos riscos para as distribuidoras; (ii) fortalecimento do mercado livre ao reduzir as barreiras de migração; (iii) redução de subsídios e (iv) respeito aos contratos vigentes. Após avaliação das contribuições da sociedade, o MME publicou em 9 de fevereiro de 2018 as propostas finais que compõem o Projeto de Lei enviado à Casa Civil da Presidência para, encaminhamento e deliberação pelo Congresso Nacional.

Dentre as alterações propostas, que a Companhia entende como positivas, podem ser destacadas: (i) o objetivo do governo federal em reduzir os riscos para distribuidoras, na medida em que passaria, entre outros pontos, a considerar como involuntária a sobrecontratação relacionada a migração de clientes para o mercado livre, protegendo a remuneração das empresas de distribuição; (ii) modernização do Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) com o aprimoramento e ampliação dos mecanismos de transferência para que os distribuidores de energia comercializem contratos de eletricidade; (iii) a tarifação horária, que permite tarifação distinta de acordo com os diferentes horários de consumo; (iv) a redução da base de cálculo de multas administrativas que passam a ter como referência o benefício econômico da distribuição, e não o faturamento; (v) a possibilidade da adoção de modalidade de consumo pré-pago, no caso de inadimplência recorrente; (vi) nova regra de ressarcimento de encargos que passa a ser responsabilidade de todos os consumidores, incluindo auto produtores, que hoje contam com incentivo regulatório decorrente de isenções; (vii) repactuação do risco hidrológico e da indenização das transmissoras sem impactos tarifários para os consumidores; e (viii) fim do regime de cotas.

EFICIÊNCIA COMERCIAL

Foco no Cliente

A Eletropaulo tem a responsabilidade e o compromisso de prestar um serviço de qualidade e garantir a satisfação de seus clientes, sendo essa a base dos objetivos de longo prazo de seu Planejamento Estratégico Sustentável. Um dos métodos para atingir a melhoria na satisfação do cliente é a realização de pesquisas, para avaliar os processos da companhia. Esta pesquisa é realizada em parceria com a ABRADÉE (Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica), por meio de entrevistas realizadas na área de concessão da Eletropaulo.

A tabela a seguir apresenta a evolução do índice de satisfação da Companhia:

Índice de Desempenho	Meta 2017	2017	2016
Índice de Satisfação de Clientes	79,60%	74,90%	74,70%

Em 2017, a Eletropaulo atingiu 74,9% no Índice de Satisfação de Qualidade Percebida pelos clientes residenciais (“ISQP”), evolução de 0,2 p.p quando comparado ao resultado de 2016, 74,7%. As áreas de qualidade que mais apresentaram evolução foram as de “Informação e Comunicação” e “Fornecimento” que apresentaram crescimento de 0,7 p.p e 0,6 p.p respectivamente. Estas melhorias na percepção dos clientes nas áreas relacionadas a fornecimento é reflexo do novo patamar de investimentos e das ações voltadas para a Recuperação dos Indicadores de Qualidade divulgadas no início de 2017.

Um dos grandes avanços realizados foi o lançamento do portal de obras e investimentos⁵, onde o cliente pode consultar de forma transparente, por meio de um mapa, os locais onde a Companhia está realizando obras e para onde estão sendo direcionados os investimentos, além de ser possível verificar o tipo de obra está sendo feita na região, assim como a programação de interrupções para manutenções quando necessário.

Transformação Digital do Atendimento

Em linha com os objetivos estratégicos definidos, a Companhia vem se adaptando rapidamente aos novos hábitos de seus clientes visando aumentar a satisfação, por meio de soluções tecnológicas que oferecem comodidade, acessibilidade e resolutividade em suas solicitações.

Atualmente, 77% das solicitações são realizadas por meio dos canais digitais e em busca da excelência nesta experiência, foi iniciado em 2017 o Programa de Transformação Digital do Atendimento que visa a inovação dos canais tradicionais e oferta de serviços inovadores. Nesse sentido já foram disponibilizados aos clientes dois novos serviços com processos automatizados e de respostas online: transferência de responsabilidade e religação.

⁵ <http://investimentoaeseletropaulo.com.br/home>

Para que esta transformação aconteça de acordo com as necessidades dos clientes, a Eletropaulo tem feito parceria com empresas de consultoria tecnológica, design e inovação.

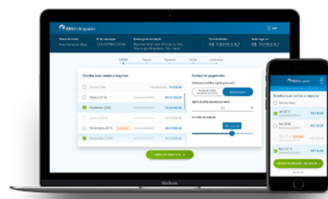
Em 2018, serão implementadas ferramentas tecnológicas com inteligência artificial que facilitem a comunicação do cliente com a empresa, como *chatbot* (programa de computador que tenta simular um ser humano na conversação com as pessoas) e URA (Unidade de Resposta Audível) visual.

Para a garantia de um atendimento resolutivo e com maior eficiência entre os diversos canais, será implementada a solução de *omnichannel* em todos canais, plataforma de integração de todos os canais, permitindo que o cliente não precise iniciar novamente o atendimento realizado anteriormente, sendo nas lojas, call center ou por meio eletrônico.

Ações de Negociação

O aumento das tarifas ocorrido em 2015 e a situação econômica do país contribuíram para o aumento da inadimplência. Para mitigar o impacto das ações de cobrança, a Eletropaulo intensificou as frentes para o esclarecimento de dúvidas sobre o tema e ações para facilitar o pagamento.

Dentre essas ações destaca-se o lançamento do portal de negociação⁶ para os clientes da Eletropaulo no primeiro trimestre de 2017 (“1T17”), oferecendo mais praticidade, agilidade e condições diferenciadas para negociação de dívidas. No acumulado do ano, foram realizadas 219,4 mil negociações, as quais totalizaram R\$ 128 milhões negociados.



Nesse período também foi dada continuidade aos feirões de negociação, que são eventos em que os clientes podem negociar os débitos pendentes junto à empresa e obter descontos e opções de parcelamento. Em 2017, foram realizados nove feirões de negociação. O resultado destes feirões neste período somou R\$ 7,8 milhões negociados através de 2.539 acordos, em comparação a R\$ 3,8 milhões no ano anterior, e pode ser percebido na redução dos níveis de PECLD (Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa).

A Eletropaulo também investiu em ações de comunicação com os clientes, por meio de: (i) campanhas de marketing, utilizando SMS e e-mail marketing; (ii) reforço do tema nas redes sociais; (iii) divulgação nos canais de comunicação (conta de luz, cartazes em lojas, entre outros).

⁶ <https://portalnegociacao.aeseletropaulo.com.br/#/home>

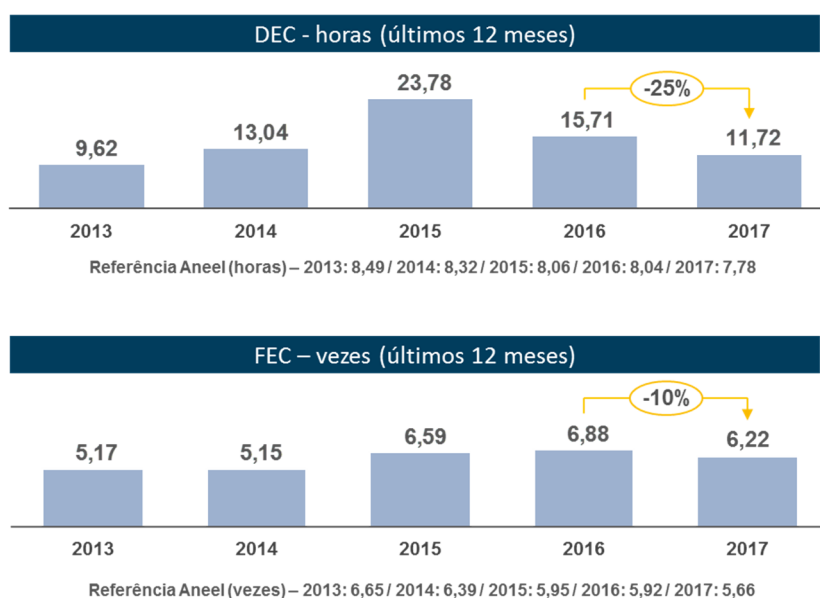
Indicadores de Qualidade

Os critérios de cálculo do DEC (“Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora”) e FEC (“Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora”), definidos pela ANEEL, consideram as interrupções acima de três minutos e, desse resultado, são expurgados os dias com volume atípico de ocorrências.

As compensações aos clientes pelas transgressões aos limites de DEC e FEC são definidas pela ANEEL para a distribuidora e seu pagamento se dá com base nos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI; o ressarcimento ocorre diretamente ao cliente. As metas para estes indicadores são individuais e levam em consideração tanto a característica da instalação do cliente (alta, média ou baixa tensão) como a localização geográfica da instalação.

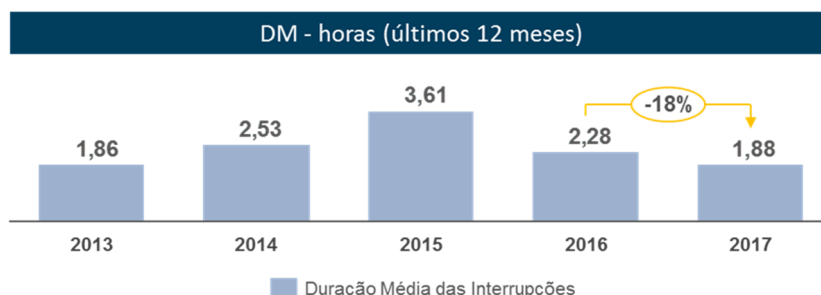
O indicador FEC do ano de 2017 foi de 6,22 vezes, uma redução de 9,6% em comparação ao indicador de 2016, de 6,88 vezes. Já o indicador DEC, apresentou redução de 25,4%, ou 3,99 horas, totalizando 11,72 horas em 2017. Essas reduções refletem o grande investimento em novas subestações, modernização de alimentadores através de larga aplicação de rede compacta (spacer cable) que permite melhor convivência com contatos acidentais e temporários de galhos de árvore com os cabos de média tensão, automação da rede, o aumento das ações de manutenção programada e de poda preventiva, além das melhorias nos processos de despacho de equipes de manutenção.

Os gráficos a seguir demonstram a variação dos indicadores DEC e FEC entre os períodos de 2016 e 2017.



Como consequência da evolução dos indicadores de qualidade, e alinhamento à estratégia da Companhia, os valores em multas com DIC/FIC/DMIC/DICRI tiveram redução de 32,0% em relação a 2016, representando um impacto positivo de R\$ 40,2 milhões.

A duração média de atendimento das ocorrências emergenciais de 2017 caiu 17,5% em comparação ao período de 2016, refletindo de forma positiva a melhoria no processo de priorização e despacho e agilidade na reação dos desligamentos emergenciais.



Dentre as ações que a Companhia realizou visando a melhoria dos indicadores de qualidade, inclui-se:

- (i) substituição de 91,2 mil conectores e ramais em 2017;
- (ii) 320,0 mil podas realizadas em 2017;
- (iii) instalação de 1,2 mil religadores automáticos em 2017; e
- (iv) instalação de 5,4 mil detectores de falta em 2017.

EFICIÊNCIA OPERACIONAL, ECONÔMICA FINANCEIRA

Desempenho Operacional

Mercado Atendido

Evolução unidades consumidoras

No comparativo entre 2017 e 2016, tivemos uma variação de 140.264 unidades consumidoras, com destaque para o aumento de 140.776 unidades na classe residencial, parcialmente compensados por uma redução de 938 unidades na classe industrial. As classes comercial e rural mantiveram-se estáveis, crescendo 27 e 13 unidades, respectivamente, totalizando 7.155.268 unidades consumidoras atendidas pela Outorgada.

Número de unidades consumidoras

O número de unidades consumidoras faturadas em dezembro de 2017 apresentou um crescimento de 2,0% quando comparado com o exercício anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Consumidores	2017	2016	2015	2014	2013
Residencial	6.705.497	6.564.721	6.390.034	6.328.583	6.242.621
Industrial	26.932	27.870	26.877	26.472	27.242
Comercial	402.368	402.341	414.677	366.688	392.108
Rural	493	480	453	396	771
Poder Público	16.069	15.860	16.143	16.034	15.544
Iluminação Pública	2.532	2.375	2.555	1.890	1.835
Serviço Público	1.377	1.357	1.406	1.397	1.346
Total	7.155.268	7.015.004	6.852.145	6.741.460	6.681.467
Variação	2,00%	2,38%	1,64%	0,90%	3,08%

*não considera reclassificação de condomínios para classe residencial

Comportamento do mercado

A área de concessão da Companhia conta com as mais diversas atividades econômicas, as industriais, comerciais e de prestação de serviços. Além disso, a sua área de concessão possui a maior concentração populacional do país.

Em 2017, o volume total distribuído pela Eletropaulo totalizou 42.982,0 GWh, em linha com o valor reportado em 2016. Considerando a mesma base de comparação, a classe residencial cresceu 1,0% e a comercial 0,6%, ao passo que a industrial e as demais classes registraram retrações de 0,6% e de 0,8%, respectivamente. A expansão mais modesta no consumo no ano refletiu os efeitos da economia, cuja recuperação da recessão tem ocorrido de modo moderado e desigual entre os setores.

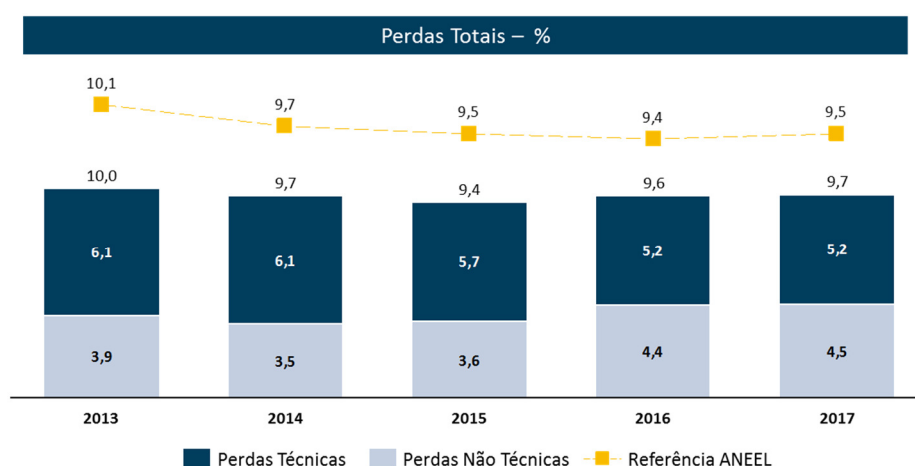
O mercado cativo totalizou 32.776,4 GWh, uma retração de 4,9% ante 2016. Dentre os principais fatores que influenciaram esse resultado, destacam-se: i) efeitos da migração de clientes para o Ambiente de Contratação Livre (“ACL”) (-2.044,0 GWh) e de retorno ao ACR (+14,7 GWh); (ii) dias a mais na escala de faturamento entre classes (0,7 dia, ou +17,5 GWh). Quando ajustados esses efeitos, o mercado cativo teria um crescimento de 0,9%. Já o mercado livre totalizou 10.205,6 GWh em 2017, um aumento de 22,0% comparado ao ano de 2016, refletindo a migração de 352 e 296 clientes para o ambiente de contratação livre em 2016 e 2017, respectivamente.

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

Mercado Atendido - GWh	2017	2016	2015	2014	2013
Mercado Cativo	32.776	34.464	36.179	37.827	37.474
Fornecimento	32.776	34.464	36.179	37.827	37.474
Residencial	16.090	15.930	16.021	16.882	16.748
Industrial	3.344	4.055	4.766	5.281	5.588
Comercial	10.699	11.758	12.571	12.738	12.253
Rural	31	29	28,985	30,302	30,453
Poderes Pública	1.231	1.256	1.316	1.329	1.291
Iluminação Públicos	814	824	851	881,043	866,958
Serviço Público	567	611	625,266	685,234	697,09
Uso da Rede de Distribuição	10.206	8.362	8.058	8.589	8.742
Consumidores Livres / Distr. / Ger.	10.206	8.362	8.058	8.589	8.742
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Total	42.982,0	42.825,7	44.236,8	46.415,3	46.215,8
Variação	0,4%	-3,2%	-4,7%	0,4%	1,4%

*não inclui consumo próprio. Dados de 2016 consideram consumo dos serviços de condomínio na classe comercial

Perdas (%) - (últimos 12 meses)



Perdas Técnicas: Valores calculados pela Companhia para torná-los comparáveis ao referencial para perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão determinado pela ANEEL

Referência ANEEL: Referência de perdas para o ano regulatório normalizada para o ano civil

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,7%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,2%) e não técnicas (4,5%). Em comparação com 2016, as perdas totais apresentaram um leve aumento de 0,1 p.p, ainda resultado dos aumentos tarifários de 2015 e do cenário econômico que o país vem enfrentando.

Dentre as principais ações promovidas para a redução de perdas, incluindo os esforços com a população de baixa renda, destacam-se:

- (i) inspeções de fraude;

- (ii) programa de recuperação de instalações cortadas;
- (iii) regularização de ligações informais; e
- (iv) redução de perdas administrativas.

Em 2017, as iniciativas de combate a perdas acrescentaram ao mercado faturado 815,5 GWh, ante 673,6 GWh em 2016. Este montante está dividido da seguinte forma :

- (i) R\$ 90,2 milhões (250,6 GWh) em 2017 em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 45,0 milhões (111,1 GWh) em 2017 com a regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 36,5 milhões (90,0 GWh) em 2017 com a recuperação de clientes cortados;
- (iv) R\$ 124,2 milhões (307,3 GWh) em 2017 com redução de perdas administrativas;
- (v) R\$ 22,9 milhões (56,4 GWh) em 2017 com o faturamento de energia retroativa de consumo irregular.

Desempenho Econômico Financeiro

Receita de Fornecimento

A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, importou em R\$ 14.208.554 milhões, conforme quadro a seguir:

valores em R\$ mil	2017	2016	Var (%)
Classe de consumidores:			
Residencial	7.219.073	7.288.108	-0,9%
Industrial	1.393.189	1.701.999	-18,1%
Comercial	4.656.929	5.180.697	-10,1%
Rural	5.541	4.085	35,6%
Poder Público	518.843	537.342	-3,4%
Iluminação Pública	212.584	213.820	-0,6%
Serviço Público	202.396	227.823	-11,2%
Subtotal - Fornecimento	14.208.554	15.153.874	-6,2%

Desempenho Econômico-Financeiro - Regulatório

Em 2017, a Companhia registrou um prejuízo líquido reportado de R\$ 916,0 milhões, ante um prejuízo líquido de R\$ 160,9 milhões em 2016, representando uma redução de R\$ 755,1 milhões explicada pelos fatores a seguir:

A receita operacional bruta regulatória da Companhia totalizou R\$ 20.574,8 milhões em 2017, um aumento de 5,2% quando comparada a 2016. Esse aumento é explicado, principalmente, pela: (i) constituição de um Ativo Financeiro Setorial no montante de R\$ 1.216,2 milhões representando uma variação de R\$ 2.351,4 milhões quando comparado ao Passivo Financeiro

Setorial constituído em 2016, principalmente, em função dos maiores custos com compra de energia, refletindo a piora das condições hidrológicas, (ii) aumento de R\$ 290,1 milhões com faturamento com Bandeira Tarifária, parcialmente compensado pelo menor faturamento (ex-bandeira tarifária) no montante de R\$ 1.451,4 milhões devido, principalmente, ao menor consumo faturado das classes comercial e industrial.

Em 2017, as despesas operacionais regulatórias apresentaram aumento de 9,6%, totalizando R\$ 11.106,1 milhões. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Parcela A

A despesa com energia elétrica comprada para revenda aumentou em 15,8% ou 1.061,5 milhão em comparação a 2016, principalmente em função do maior custo com Risco Hidrológico no valor de R\$ 1.625,0 milhões devido a piora das condições hidrológicas em comparação a 2016. Este efeito foi parcialmente compensado por uma redução no custo da energia adquirida⁷ no montante de R\$ 451,0 milhões, refletindo maior queda de 11,9% no volume de energia adquirida e aumento nos créditos de PIS/COFINS no valor de R\$ 112,6 milhões.

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão apresentaram um pequeno aumento de 0,1% ou R\$ 1,1 milhão em 2017 quando comparadas ao ano de 2016, refletindo (i) aumento do custo com uso da rede básica em R\$ 386,8 milhões devido ao aumento nas tarifas decorrentes da indenização de investimentos realizados por transmissoras que renovaram concessão em 2013; (ii) maiores despesas no montante de R\$ 80,4 milhões referente ao transporte de energia - Furnas/Itaipu em função da referida indenização às transmissoras; parcialmente compensada por (iii) maior montante recebido de recursos da CONER⁸ no valor de R\$ 309,6 milhões e (iv) menor custo com encargos do serviço do sistema ("ESS") no valor de R\$ 130,2 milhões, devido ao menor despacho térmico fora da ordem de mérito.

Pessoal e entidade de previdência privada - Regulatório

Em 2017, as despesas com pessoal totalizaram R\$ 794,3 milhões, um aumento de 3,3% ou R\$ 25,2 milhões em comparação ao mesmo período de 2016.

Esse aumento ocorreu, principalmente, (i) pelo aumento de R\$ 36,3 milhões em função do reajuste de acordos coletivos, (ii) maiores dispêndios com assistência médica no montante de R\$ 12,0 milhões e (iii) aumento de R\$ 8,0 milhões referente às despesas com rescisão e Programa de Incentivo à Aposentadoria, parcialmente compensados pela redução de R\$ 18,4 milhões atrelada à maior capitalização de mão de obra devida ao maior volume de investimentos realizados em 2017.

Em 2017, a despesa com entidade de previdência privada foi de R\$ 392,7 milhões, um aumento de 10,4% ou R\$ 37,0 milhões em comparação ao ano de 2016. Contribuiu para esta variação, a

⁷ Composta por CCEARs, CCEE, Itaipu, Angra 1 e 2, Quotas e Ressarcimento leilões de energia e PROINFA.

⁸ CONER - Conta de Energia de Reserva.

redução da taxa de desconto do passivo, reduzida de 7,30% ao final de 2015 para 6,05% no 1S16, com impacto em 2016, para 5,80% ao final de 2016, com impacto em 2017.

Materiais e Serviços de Terceiros - Regulatório

Em 2017, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 564,8 milhões, uma redução de 6,8%, ou R\$ 40,9 milhões em comparação a 2016.

Essa variação é explicada, principalmente, por (i) uma redução de R\$ 21,0 milhões em função da otimização no processo de poda seletiva, com utilização de equipes próprias para execução; e (ii) redução de R\$ 8,0 milhões devida ao aumento na produtividade nas ações de corte e cobrança, consequência da ampliação do papel do leiturista em agente comercial; parcialmente compensados por (iii) R\$ 9,2 milhões referente as despesas associadas ao Acordo com Eletrobras; e (iv) R\$ 4,0 milhões referente a despesas com o processo de migração para o Novo Mercado.

Outras Despesas Operacionais - Regulatório

Em 2017, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 610,6 milhões, apresentando uma redução de 15,9% em comparação a 2016.

Essa variação decorre, sobretudo pelos seguintes efeitos:

- (i) redução de R\$ 138,3 milhões em despesas com PECLD, proveniente da implementação de novas ações de cobrança, com a criação de uma célula dedicada ao público de baixa renda, lançamento da plataforma de negociação online e ampliação do papel do leiturista;
- (ii) redução de R\$ 40,2 milhões em multas com DIC/FIC/DMIC/DICRI, como resultado do Programa de Produtividade da Companhia e consequente melhoria dos indicadores de qualidade;
- (iii) reconhecimento de R\$ 16,9 milhões referentes ao valor a receber de empreiteiras devido às faltas de materiais identificados nos inventários realizados em seus depósitos; parcialmente compensados pelo:
- (iv) aumento de R\$ 21,0 milhões em contingências devido, principalmente, à mudança no critério de contabilização trabalhista realizada em 2016, gerando redução no exercício de 2016.
- (v) aumento de R\$ 53,2 milhões nas Perdas na alienação/desativação de bens e direitos, relacionado principalmente com o crescimento dos investimentos da Companhia, pois novos investimentos impulsionaram também a substituição dos ativos elétricos, ocasionando o referido aumento das desativações em 2017 quando comparado com 2016.

Resultado Financeiro - Regulatório

Em 2017, o resultado financeiro líquido totalizou R\$ 1.802,4 milhões negativos ante R\$ 228,5 milhões negativos em 2016, representando uma variação negativa de R\$ 1.574,0 milhões.

Receita Financeira

A receita financeira da Companhia em 2017 totalizou R\$ 340,1 milhões ante R\$ 434,9 milhões em 2016, representando uma redução de 21,8%. Esse resultado é explicado, principalmente, pela (i) menor receita, em R\$ 36,1 milhões, com rendimento de aplicações financeiras, reflexo da menor disponibilidade de caixa, e do CDI médio, de 10,07% em 2017 vs. 14,06% em 2016; (ii) redução de R\$ 43,4 milhões com multas, atualização monetária e juros sobre contas atrasadas em função dos esforços da Companhia na estratégia de Gestão da Receita; (iii) redução de R\$ 48,0 milhões na linha de atualização monetária do ativo financeiro setorial; parcialmente compensado (iv) pelo aumento de R\$ 43,4 milhões referente à receita de atualização monetária de créditos retroativos de PIS/COFINS, oriundo da exclusão do ICMS-ST (clientes ACL) da base de cálculo.

Despesa Financeira

A despesa financeira totalizou R\$ 2.138,7 milhões em 2017, um aumento de R\$ 1.100,2 milhões quando comparada a 2016. Essa variação é explicada, principalmente: (i) pelo reconhecimento, em dezembro de 2017, do valor integral do Acordo Eletrobras no montante de R\$ 1.500,0 milhões; (ii) R\$ 8,3 milhões referentes a correção de custos associados ao referido acordo; e (iii) por maior despesa de R\$ 66,2 milhões com atualização monetária do passivo financeiro setorial; parcialmente compensada por (iv) menores custos com encargos da dívida no valor de R\$ 143,5 milhões devido, principalmente, ao CDI médio de 10,07% em 2017 vs. 14,06% registrado em 2016.

Variações cambiais

As variações cambiais líquidas apresentaram um resultado negativo de R\$ 3,8 milhões ante um resultado positivo de R\$ 35,3 milhões em 2016 devido à oscilação cambial principalmente referente à aquisição da energia de Itaipu.

Ebitda / Resultado Líquido - Regulatório

Em 2017, o EBITDA Regulatório foi de R\$ 975,8 milhões, ante um resultado de R\$ 578,3 milhões em 2016. A variação positiva ocorreu principalmente devido a:

- (i) efeito positivo pela redução de R\$ 114,4 milhões com despesas operacionais, principalmente no grupo de outras despesas operacionais (PECLD e multas com DIC/FIC/DMIC/DICRI), como resultado das ações do Programa de Produtividade empenhadas pela Companhia;

- (ii) efeito positivo na margem de R\$ 88,1 milhões, em função principalmente do aumento do componente da Parcela B na tarifa em decorrência dos reajustes tarifários de 2016 e 2017;
- (iii) efeito positivo de R\$ 77,8 milhões devido a ressarcimento de acordos bilaterais, como estratégia de redução dos níveis de sobrecontratação; e
- (iv) efeito positivo de R\$ 47,6 milhões referentes a efeitos regulatórios e tributários devidos, principalmente, à alteração na base de cálculo do PIS/COFINS sobre ICMS-ST (clientes ACL), atualização monetária do ativo financeiro, neutralização da variação cambial de Itaipu e compensação, ocorrida em 2016, relativa ao ativo possivelmente inexistente (Cabos).

Remuneração aos Acionistas

A proposta da Diretoria Executiva da Companhia em relação à destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, face à apuração do prejuízo líquido ajustado pela realização de ajuste de avaliação patrimonial e dividendos e JSCP prescritos do exercício no montante de R\$ 770,1 milhões, é reverter parcela da reserva estatutária de lucro da Companhia para absorver o prejuízo líquido do exercício. Tal proposta foi deliberada pelo Conselho de Administração e será submetida para deliberação em Assembleia Geral Ordinária (“AGO”).

Remuneração aos Acionistas (R\$ milhões)	
Resultado do Exercício - 31 de dezembro de 2017	-844,4
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	74,0
Dividendos e JSCP prescritos	0,4
Base para distribuição de dividendos	-770,1
Dividendos - mínimo obrigatório	-
Absorção pela Reserva Estatutária	770,1

Endividamento

A Companhia registrou em 31 de dezembro de 2017 uma dívida bruta⁹ de R\$ 4.817,2 milhões, montante 5,2% maior em relação a 2016, R\$ 4.580,7 milhões.

As disponibilidades somaram R\$ 601,3 milhões em 2017, ante R\$ 1.067,6 milhões no ano anterior, redução explicada pela piora no cenário hidrológico no 2S17 acompanhada pelo aumento dos investimentos realizados pela Companhia em 2017 vs. 2016.

⁹ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, arrendamento financeiro e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.248,2 milhões em 31 de dezembro de 2017 (não considerando o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 2.458,9 milhões) e R\$ 1.309,3 milhões em 31 de dezembro de 2016.

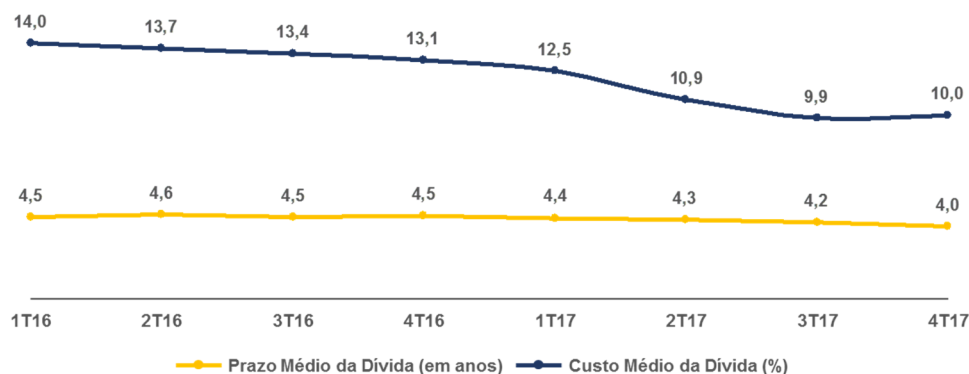
Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.216,0 milhões em 31 de dezembro de 2017, um aumento de R\$ 702,9 milhões em relação ao saldo de R\$ 3.513,1 milhões do ano anterior. Esse aumento deve-se principalmente à:

- (i) redução das disponibilidades em R\$ 466,4 milhões;
- (ii) emissões de R\$ 839,3 milhões, no período, incluindo debêntures, notas promissórias e CCB com destaque para (i) a 3ª emissão de nota promissória no valor de R\$ 100 milhões; (ii) a emissão da 20ª e 21ª emissão de debêntures que totalizaram o valor de R\$ 456,9 milhões e (iii) a emissão da CCB com Banco Safra no valor de R\$ 200,0 milhões referente a empréstimo ponte para FINEM; parcialmente compensados pelas;
- (iii) amortizações de debêntures, CCB, FINEM, FINEP e Nota Promissória, contemplando principal e juros no valor de R\$ 909,7 milhões, com destaque para amortização do principal dos seguintes instrumentos (i) CCB Bradesco no valor de R\$ 120,0 milhões mais juros; (ii) 13ª debênture no valor de R\$ 80,0 milhões mais juros; (iii) 17ª emissão de debêntures no valor de R\$ 90,0 milhões mais juros e (iv) 19ª emissão de debêntures no valor de R\$ 71,1 milhões mais juros;
- (iv) redução do saldo do fundo de pensão (“FUNCESP”) em R\$ 61,1 milhões.

Dívida - R\$ milhões	2017	2016	Var (%)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.569,0	3.271,4	9,1%
Fundo de Pensão	1.248,2	1.309,3	-4,7%
(-) Disponibilidades ¹	601,3	1.067,6	-43,7%
Dívida Líquida	4.216,0	3.513,1	20,0%
EBITDA (12 meses)	1.062,2	734,3	44,7%
Despesa com FUNCESP (12 meses)	392,7	355,7	10,4%
EBITDA Ajustado (12 meses)	1.454,9	1.090,0	33,5%
Despesa financeira sobre empréstimos²	445,1	505,3	-11,9%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	2,90	3,22	-10,1%
EBITDA Ajustado/Despesa financeira²	3,27	2,16	51,5%

1 - Caixa, equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo | 2 - Despesa financeira sobre empréstimos (caixa) (12 meses)

Custo e Prazo Médio da Dívida *



* Prazo médio considera principal; custo médio considera principal e juros.

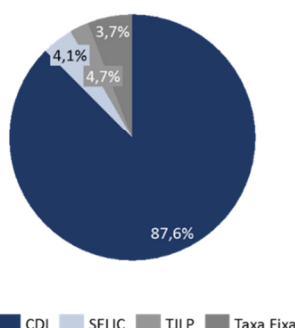
Em 31 de dezembro de 2017, a dívida da Eletropaulo atrelada ao CDI¹⁰ foi de R\$ 3.132,0 milhões com um custo médio de CDI + 2,03 % a.a., maior do que o registrado em 2016 de CDI + 1,92 % a.a. sob a dívida de R\$ 2.810,7 milhões em função, principalmente, das novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas no período, conforme descritas anteriormente.

O saldo da dívida atrelada aos demais índices¹¹, principalmente IGP-DI + 5,9% a.a. totalizou R\$ 1.601,5 milhões em 31 de dezembro de 2017 vs. R\$ 1.693,1 milhões ao custo médio de IGP-DI + 5,5% a.a. registrado em 2016.

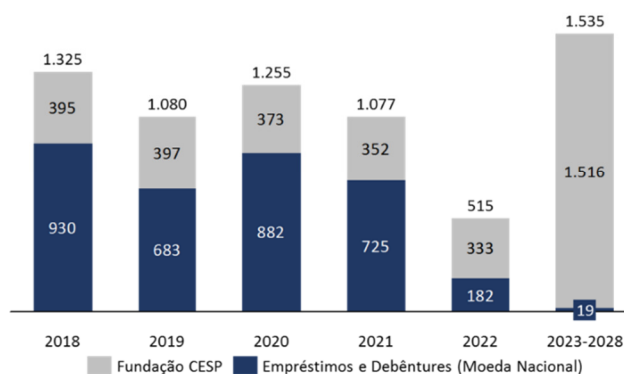
O prazo médio da dívida em 31 de dezembro de 2017 era de 4,0 anos, patamar inferior ao prazo de 4,5 anos do ano anterior, também explicado pelas novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridos neste exercício.

A seguir, é mostrada a segregação da dívida bruta da Companhia por indexador e cronograma de amortização.

Dívida Bruta por Indexador *



Cronograma de Amortização ** – R\$ milhões



* Referente a Empréstimos, Financiamentos e Debêntures.

¹⁰ Dívida atrelada ao CDI compreende ao somatório de principal e encargos das debêntures, nota promissória e cédulas de crédito bancário (CCB).

¹¹ A dívida atrelada aos demais índices compreende ao somatório do FINEM, FINEP. Não considera arrendamento financeiro.

** Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e saldos de diferidos. Não considera arrendamento financeiro.

Cláusulas Restritivas (“Covenants”)

Para efeito de cálculo dos *Covenants* sobre contratos de dívidas da Companhia, considera-se o saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.248,2 milhões em 31 de dezembro de 2017 (não considerando o efeito das perdas atuariais líquidas do plano de pensão, registradas em “Outros resultados abrangentes”, no montante de R\$ 2.458,9 milhões).

Considerando o *EBITDA* previsto nos *Covenants*¹² dos últimos 12 meses findos em 31 de dezembro de 2017, a Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/*EBITDA* Ajustado de 2,90x, e *EBITDA* Ajustado/Despesa Financeira de 3,27x.

Os *Covenants* das dívidas são:

- (i) Dívida Líquida/*EBITDA* Ajustado não pode ser superior a 3,5x e
- (ii) *EBITDA* Ajustado/Despesa Financeira não pode ser inferior a 1,75x.

Desta forma, em 31 de dezembro de 2017, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos seus contratos de dívida.

Investimentos

Em 2017, a Eletropaulo investiu R\$ 1.026,0 milhões. Destes, R\$ 911,2 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 114,9 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes. Para o mesmo período a Companhia previa investir R\$ 942,0 milhões, número 8,9% (ou R\$ 84,0 milhões) inferior ao investimento realizado. O incremento nos investimentos no ano de 2017, alinhado com o Plano Estratégico de Criação de Valor da Companhia, teve como objetivo melhor atender aos clientes, por meio da melhor qualidade da rede, e incrementar a base de remuneração regulatória, visando melhorar a receita e reduzir o Opex à medida que os investimentos são direcionados à maior eficiência da operação.

A variação de R\$ 84,0 milhões entre o investimento realizado e o projetado para o ano tem como justificativas: (i) a variação positiva, de R\$ 69,9 milhões da conta de investimentos com Recursos Próprios, resultante principalmente de investimento no sistema para a melhoria da qualidade do fornecimento de energia, e (ii) a variação positiva, de R\$ 14,2 milhões, dos projetos financiados pelos clientes referente principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão.

¹² O *EBITDA* ajustado corresponde ao somatório dos últimos doze meses do resultado operacional conforme demonstrativo contábil consolidado na linha “Resultado Operacional” (excluídas as receitas e despesas financeiras), todos os montantes de depreciação e amortização e todos os montantes com entidade de Previdência Privada classificados na conta de “custo de operação”.

A tabela a seguir apresenta um comparativo entre os investimentos realizados em 2017 vs. 2016, com destaque para investimentos superiores nos grupos de serviços aos clientes e expansão do sistema e confiabilidade operacional, com foco na melhoria da confiabilidade de rede e inteligência na rede.

Investimentos - R\$ milhões	2017	2016	Var (%)
Serviços ao cliente e expansão do sistema	486,1	320,5	51,6%
Confiabilidade operacional	306,3	244,1	25,5%
Recuperação de perdas	12,0	8,1	47,8%
Tecnologia da Informação	48,0	33,9	41,7%
Outros	58,8	74,9	-21,5%
Total com Recursos Próprios	911,2	681,5	33,7%
Financiado pelo cliente	114,9	110,0	4,4%
Total	1.026,0	791,5	29,6%

Principais Investimentos em 2017

Serviços ao Cliente e Expansão do Sistema

Visam o atendimento ao crescimento do mercado e melhoria da capacidade do sistema, com a ampliação/reforço de subestações, instalação de bancos de capacitores e reforço de redes subterrâneas.

Em 2017, foram investidos R\$ 191,6 milhões na adição de 228,7 mil novos clientes, na religação de 61,1 mil clientes com emprego de medidor e na regularização de 65,5 mil conexões informais. Na expansão do sistema, foram investidos R\$ 294,5 milhões visando a melhoria da qualidade do fornecimento de energia. No total, o investimento na frente de Serviços ao Cliente e Expansão do Sistema, totalizou R\$ 486,1 milhões, valor 51,6% superior ao investido em 2016.

Confiabilidade Operacional

Objetiva reduzir as ocorrências na rede elétrica, aumentando a resiliência do fornecimento, evitando acidentes com a população e modernizando a rede de distribuição, por meio da substituição de postes de madeira, digitalização de subestações e manutenção/preservação dos sistemas da subtransmissão e subterrâneo, saneamento de anomalias em religadores automáticos e equipamentos de telecomunicações.

Em 2017, foram investidos R\$ 306,3 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede, além da modernização da subtransmissão e redes subterrâneas. Este montante é R\$ 62,2 milhões acima, ou 25,5% maior, ao total investido em 2016.

Recuperação de Perdas

Objetiva a diminuição das ligações ilegais, recuperação de receita e diminuição do risco para os clientes regulares da Companhia.

O montante investido em 2017 em recuperação de perdas atingiu R\$ 12,0 milhões, valor 47,8% acima do investido em 2016, de R\$ 8,1 milhões. Foram realizadas 46,2 mil regularizações, com emprego de medidor, por meio de inspeções de fraude e anomalias.

Tecnologia da Informação

Visa melhorias no conjunto de atividades e soluções providas por recursos de computação buscando melhor produção, armazenamento, transmissão, acesso, segurança e uso das informações.

A Companhia investiu em 2017 R\$ 48,0 milhões em projetos de Tecnologia da Informação na modernização e automação dos sistemas de distribuição e operação da Companhia. Este total representou um aumento de 41,7% no montante investido, em comparação aos R\$ 33,9 milhões realizados em 2016.

Outros

No acumulado do ano, foram investidos R\$ 58,8 milhões, em outros projetos referentes, principalmente, a manutenções prediais e segurança eletrônica. Valor 21,5% inferior ao investido em 2016.

Financiado pelo Cliente

No acumulado do ano, os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 114,9 milhões, e referem-se, principalmente, à conversão e remoção de redes, alteamento de linhas de alta tensão, entre outros. Em comparação a 2016, os investimentos realizados pelos clientes foram 4,4% superiores.

Investimento Remunerável

O investimento remunerável, também denominado de Base de Remuneração, é constituído pelo Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e Almoxarifado de Operação, deduzido do saldo das Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica ("Obrigação Especial"). Sobre o valor líquido da base de remuneração foi calculada a remuneração, e sobre o valor bruto a cota de depreciação, que fazem parte da Parcela "B" da Receita Requerida - RR da Concessionária, homologada pela Resolução Homologatória No 2.263 ANEEL de 27/06/2017.

A tabela a seguir apresenta os valores da Base de Remuneração aprovada pela ANEEL para o 4º ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2015), e suas respectivas atualizações pelo IGP-M dos subsequentes reajustes tarifários, em cálculo efetuado pela Companhia para referência, não sendo consideradas eventuais adições/baixas ao Ativo em decorrência dos investimentos realizados pela Companhia.

Componentes de Investimentos Remunerável (R\$ milhões)	Revisão (1) jul/15	Reajuste jul/16	Reajuste jul/17
a) Ativo Imobilizado em Serviço Bruto	21.183,1	23.769,0	23.584,0
b1) (-) Depreciação Acumulada	13.391,3	15.026,0	14.909,0
b2) (-) Depreciação Acumulada %	63,2%	63,2%	63,2%
c1) (-) Obrigação Especial Bruta	2.315,6	2.598,3	2.578,1
c2) (-) Obrigação Especial Líquida	1.767,6	1.983,4	1.967,9
d) Bens 100% depreciados	6.147,9	6.898,4	6.844,7
e) Terrenos e Servidões	456,4	512,1	508,1
f) = Ativo Imobilizado em Serviço Bruto Depreciável*	12.263,3	13.760,3	13.653,1
g) (+) Almoarifado	56,7	63,6	63,1
h) = Investimento Remunerável (Base Remuneração)**	6.080,9	6.823,3	6.770,1
i) Variação do IGPM (RH Aneel/ Reajuste Tarifário)	5,59%	12,21%	-0,78%
j) cota de Depreciação - Taxa média Anual %	3,75%	3,75%	3,75%
(1) 4º ciclo de RTP - Julho 2015			

* Ativo Imobilizado em Serviço Bruto Depreciável = (a) - (c1) - (d) - (e)

** Investimento Remunerável (Base Remuneração) = (a) - (b1) - (c2) + (g)

Plano de Investimento - 2018 até 2022

A Companhia pretende investir, entre recursos próprios e de terceiros, R\$ 4,9 bilhões¹³ no período de 2018 até 2022 (24% acima dos R\$ 4,0 bilhões previstos anteriormente para o período de 2017 até 2021), principalmente na expansão da rede de atendimento e novos clientes e na preservação dos ativos para garantir a distribuição de energia e melhorar os indicadores de qualidade.

Os investimentos previstos para o ano de 2018 são os maiores já realizados pela Eletropaulo, e o aumento do montante esperado para o ciclo demonstra a aceleração na estratégia iniciada em 2017, que visa o melhor atendimento aos clientes, o aumento da base de remuneração regulatória e melhoria dos indicadores de qualidade, buscando atingir as metas regulatórias por meio da transformação digital e maior eficiência.

Investimentos estimados*	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Recursos próprios	1.090,2	632,0	770,9	966,2	1.064,0	4.523,3
Recursos financiados pelos clientes	94,0	77,2	76,7	83,0	87,8	418,7
Total	1.184,2	709,2	847,6	1.049,2	1.151,7	4.942,0

*valores em milhões e em termos nominais

¹³ Valores em termos nominais.

Investimentos em Máquinas e Equipamentos - unitizados

Em 2017, os investimentos (unitização) em máquinas e equipamentos da Companhia totalizaram R\$ 1.027,5 milhões, 81,0% superiores em relação à 2016. Para esta mesma rubrica nos próximos anos (2018 - 2022), a Companhia estima um investimento em máquinas e equipamentos na ordem de R\$ 4,1 bilhões, conforme detalhado na tabela a seguir.

Evolução e Projeção dos Investimentos - unitizados

Distribuição - Máquinas e Equipamentos - R\$ Mil	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
AIS Bruto ¹	452.712	567.581	1.027.476	975.546	640.144	552.480	826.297	1.083.897
Transformador de Distribuição	81.468	71.934	73.129	29.763	26.203	23.634	29.238	26.891
Medidor	49.110	98.259	95.196	56.142	57.419	56.547	56.785	56.733
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	-	-	208.080	120.735	93.326	86.955	81.844	86.994
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	239.961	307.059	416.159	529.115	387.315	307.293	439.596	405.735
Redes Alta Tensão (69 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	11.814	5.489	84.645	57.428	10.722	18.354	99.550	346.093
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	241	150	240	10.940	-	9.972	-	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	41.182	53.383	81.494	171.424	65.159	49.724	119.285	161.451
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	28.936	31.306	68.533	-	-	-	-	-
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(397.827)	(65.700)	(85.768)	(108.785)	(96.513)	(98.522)	(99.946)	(100.493)
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(34.532)	(40.530)	(67.203)	(108.785)	(96.513)	(98.522)	(99.946)	(100.493)
Outros	(363.295)	(25.170)	(18.565)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	(362.042)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	(102.237)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	(259.805)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	(1.253)	(25.170)	(18.565)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição - unitizados

R\$ Mil	2017R	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P
Plano de Investimentos Divulgados 2017	1.027.476	975.546	640.144	552.480	826.297	1.083.897
R\$ Mil	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	
Plano de Investimentos Divulgados 2016	802.176	714.753	683.792	610.397	713.131	
Diferença - 2017 vs 2016	28,1%	36,5%	-6,4%	-9,5%	15,9%	

A variação positiva entre o Plano de Investimentos de 2017 e 2016 está principalmente associada a revisão de investimentos e conclusão (unitização) de obras, alinhadas com o Plano de Recuperação de Indicadores de qualidade da Companhia.

Pesquisa e desenvolvimento ("P&D")

Em 2017, a Eletropaulo investiu R\$ 19,3 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento, dentro da sua estratégia de inovação, com foco na melhoria de processos técnicos e operacionais, na segurança

de colaboradores e terceirizados, além da promoção de iniciativas sustentáveis para as comunidades. Em 2016, a Eletropaulo investiu R\$ 8,3 milhões.

Os principais projetos de 2017 estão se tornando programas permanentes, como o de “Rede Inteligente”, considerado a maior iniciativa de *Smart Grid* do Brasil no desenvolvimento e implementação de soluções de monitoramento, medição, supervisão, comunicação e inteligência na rede elétrica, integrando e levando os sistemas da Companhia a um novo patamar tecnológico. Esse fato se comprova através do projeto de redes subterrâneas inteligentes, que tem um orçamento aprovado de R\$ 86,1 milhões e 30 meses de duração.

Outro destaque neste ano foi o pedido de patente no INPI (“Instituto Nacional da Propriedade Industrial”) de um produto desenvolvido no projeto “Localização de perda de óleo”, que permite de maneira rápida e com obra civil mínima, a localização de microvazamentos de óleo nos cabos de transmissão de energia subterrânea. Essa tecnologia traz grande benefício para o meio ambiente e diminui drasticamente os transtornos gerados pela ocupação de faixa de ruas e avenidas.

Outro destaque foi o Registro no INPI do *software* denominado “Ferramenta de validação placa da RF/PLC”, produto este desenvolvido no projeto “*Smart Grid* - Estruturante”, feito para possibilitar a coleta de dados sobre o estado e o desempenho de módulos híbridos RF (“rádio frequência”) e PLC (“*power line communication*”) e das redes de comunicação nas quais eles operam. Por meio dela é possível a geração de tráfego de acordo com perfis definidos pelo usuário e a coleta de parâmetros que indicam o desempenho dos módulos e das redes de comunicação como resposta a estes perfis de tráfego.

Foram também realizados projetos de soluções técnicas de redes de distribuição, otimização de atividades e processos, novos conceitos, metodologias, equipamentos e de energia renovável solar fotovoltaica.

Programa de Eficiência Energética

O Programa de Eficiência Energética da Eletropaulo busca reduzir o desperdício de energia elétrica por meio da regularização de ligações informais em comunidades de baixa renda, eficiência de máquinas e equipamentos em clientes residenciais, comerciais e industriais e em melhorias na gestão de energia por parte de clientes públicos e corporativos, além de projetos educacionais com foco no consumo consciente de energia. Em 2017, foram investidos R\$ 57,7 milhões com recursos do programa da ANEEL, dos quais R\$ 36,7 milhões no programa Transformação de Consumidores em Clientes, que tem como objetivo a regularização de ligações informais por meio do fornecimento seguro e confiável de energia.

Nos demais projetos do programa de eficiência energética, foram investidos R\$ 21,0 milhões que contemplaram órgãos públicos e privados e projetos originados através de Chamada Pública, além de projetos no âmbito social como o Recicle Mais Pague Menos e o Eletropaulo nas Escolas.

DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

Segurança e Meio ambiente

A segurança dos colaboradores, prestadores de serviços e da comunidade é prioridade no desenvolvimento das atividades da Companhia. No Planejamento Estratégico Sustentável, foram estabelecidas metas de desempenho relacionadas a esse aspecto e que são acompanhadas pela Companhia.

A gestão dos indicadores de segurança segue a norma OSHA (“Occupational Safety & Health Administration”), definida pela Agência Norte-Americana de Saúde e Segurança do Trabalho. Os indicadores, conforme norma OSHA, estão apresentados a seguir:

Indicadores OSHA		2017	2016
Próprios	Fatalidade	0	0
	Taxa LTI *	0,276	0,356
	Taxa Recordable **	0,589	0,684
Contratados	Fatalidade	0	0
	Taxa LTI *	0,355	0,170
	Taxa Recordable **	1,177	0,815

*Taxa de incidentes com tempo perdido (acidentes típicos, com perda de dias de trabalho)

**Taxa de acidentes registráveis (acidentes típicos, sem perda de dias de trabalho).

A performance dos indicadores conforme norma OSHA mostra a melhora do desempenho com equipes próprias, fruto das ações preventivas do Programa de Meio Ambiente, Saúde e Segurança do Trabalho. Em relação aos indicadores com contratados, a deterioração ocorreu devido à maior exposição ao risco uma vez que o número de equipes contratadas foi maior quando comparado ao ano anterior. A Companhia tem intensificado os acompanhamentos periódicos dos programas e ações de segurança direcionados aos contratados.

Os indicadores de Segurança do Trabalho de acordo com a NBR 14.280 da ABNT (“Associação Brasileira de Normas Técnicas”), estão apresentados a seguir:

Indicadores NBR 14280		2017	2016
Próprios	Fatal - Típico	0	0
	Taxa de Frequência - TF	3,82	5,62
	Taxa de Gravidade - TG	109	104
Contratados	Fatal - Típico	0	1
	Taxa de Frequência - TF	6,77	6,75
	Taxa de Gravidade - TG	86	579

A performance dos indicadores conforme norma NBR mostra melhora da performance com equipes próprias, excluído a TG que ficou em linha com 2016, também fruto das ações preventivas do Programa de Meio Ambiente, Saúde e Segurança do Trabalho. Em relação aos indicadores com contratados, destaca-se a melhora significativa na TG (86 em 2017 vs. 579 em 2016), devido a não ocorrência de acidente fatal no ano de 2017.

Segurança da População

No ano de 2017 foram reportados 122 acidentes com a população, o que representa um aumento de 33% se comparado com o ano de 2016. A maior parcela dos acidentes ocorreu em atividades informais de construção civil, nas quais as vítimas eram trabalhadores autônomos e com baixo grau de especialidade (ausência de equipamentos de proteção individual na realização de tarefas, vestimenta inadequada, etc). Os acidentes em construção civil foram os que mais contribuíram para as fatalidades com população envolvendo a rede elétrica.

Em 2017, ocorreram 23 fatalidades com a população, dos quais, 3 tentativas de suicídios resultando em 2 fatalidades, 4 acidentes com furto de cabo resultando em 3 fatalidades e 5 acidentes com furto de energia resultando em 2 mortes.

A Companhia realiza esforços de mitigação e prevenção de acidentes com a população alinhados ao seu valor número 1, segurança, sendo (i) plano de segurança com o uso de mídias de massa (TV, rádio e blitz em construção civil) e (ii) programa de segurança para conscientização da população (palestras de segurança nas escolas, ONGs e empresas, entrega de folhetos, etc.). Não obstante, verifica-se que a maioria dos acidentes ocorre em construções irregulares que acabam avançando em direção à rede elétrica, já instalada, desrespeitando as distâncias mínimas de segurança.

A Companhia realizou 5.059 ações proativas, incluindo palestras de segurança, ações comerciais e blitzes de segurança, nas cidades da região metropolitana de São Paulo, com o objetivo de promover a conscientização dos perigos da rede elétrica, atingindo um público de quase 240 mil pessoas.

O Programa de Segurança da Companhia está focado em ações proativas que promovam o fortalecimento da cultura de segurança e comportamento seguro, realizado com base nos requisitos do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde do Ocupacional, certificado conforme a norma internacional OHSAS 18001, e na Política de Sustentabilidade da Companhia.

Sistema de Gestão Ambiental

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

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

Para manter a Certificação ISO 14001 em 100% de seus processos, a Eletropaulo envolve suas equipes próprias e contratadas em uma mudança cultural, realizando campanhas de conscientização e treinamentos para disseminar a importância da conscientização ambiental dentro da organização. Como ferramenta para a verificação de seu desempenho, realiza auditorias internas e externas periodicamente.

Em 2017, o Sistema de Gestão Ambiental foi atualizado de acordo com a nova versão da ISO 14001 (2015) e em setembro de 2017, recebeu a Auditoria Externa de Manutenção da Certificação que validou essa atualização.

Colaboradores e Comunidades

Colaboradores

Ser reconhecida como um dos melhores lugares para se trabalhar é um dos objetivos traçados em pelo Planejamento Estratégico Sustentável da Companhia. O foco é garantir que os colaboradores se sintam motivados e valorizados no ambiente de trabalho, assumindo o protagonismo profissional e responsável para realizar suas atividades com excelência e satisfação, o que resulta em ganhos de eficiência, produtividade e qualidade.

Em 2017, a Eletropaulo foi reconhecida pelo segundo ano consecutivo como uma das 150 Melhores Empresas para Trabalhar segundo o Guia Você S/A.

Comunidades

Nas comunidades onde atua, a Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 65,5 mil famílias em 2017, em 169 núcleos distintos, comparado à 45,6 mil famílias regularizadas ao longo de 2016, o que representa um crescimento de 43,6%.

Por meio do Programa Transformação de Consumidores em Clientes, as famílias são beneficiadas não só com acesso regular à energia, mas também com um comprovante de cidadania, uma vez que por meio da conta de energia (comprovante de residência) podem abrir conta em banco, ter acesso a crédito e regularizar o imóvel. A Eletropaulo também realiza um intenso trabalho educacional de consumo para realizar suavemente a transição da situação de consumidor

irregular para a condição de novo cliente sustentável, tanto do viés de eficiência energética, quanto do ponto de vista da gestão financeira.

Meta	Indicador de Desempenho	2017	2016
Regularizar 65 mil ligações em 2017	Número de ligações regularizadas	65,5	45,6

RECONHECIMENTOS

- ISE da B3: a Eletropaulo integra em 2017-2018, por mais um ano, a carteira do índice que reúne as empresas com práticas mais sustentáveis da bolsa de valores. A Eletropaulo faz parte do índice desde 2005, quando foi criado;
- Guia EXAME de Sustentabilidade: eleita entre os destaques do ano no setor de energia pelas práticas em sustentabilidade;
- 150 Melhores Empresas Para se Trabalhar (Guia Você S/A): eleita dentre as melhores empresas, um dos melhores reconhecimentos de práticas de Recursos Humanos no mercado;
- Prêmio *Smart* 2017: Troféu Prata, na categoria Inovação em Relacionamento pelo projeto de atualização do sistema de relacionamento com clientes;
- Eleita a 1ª empresa mais inovadora entre as empresas de energia do Brasil, de acordo com o anuário Valor Inovação Brasil, do Valor Econômico;
- Qualificação Ouro no Programa Brasileiro *GHG Protocol* pela transparência e assecuração do inventário de emissões de gases de efeito estufa;
- Entre os três finalistas do Prêmio Nacional de Inovação 2016-2017, na categoria de Inovação Organizacional, na modalidade Grandes Empresas. A iniciativa é da Mobilização Empresarial da Inovação (“MEI”) e realizada pelo Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (“SEBRAE”) e pela Confederação Nacional da Indústria (“CNI”);
- Prêmio “Empresas que melhor se comunicam com jornalistas”;
- Eleita uma das empresas com melhores práticas no setor elétrico para a promoção da igualdade de gênero na liderança segundo o Guia EXAME Mulheres na Liderança;
- Eleita Empreendedora do Ano na categoria Sustentabilidade do Prêmio Ernest Young com o Programa Transformação de Consumidores em Clientes;
- A Fiesp reconheceu a Eletropaulo com o Prêmio de Mérito Ambiental na categoria Destaque em Responsabilidade Socioambiental, pelo projeto Eletropaulo nas Escolas.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Eletropaulo integra o mais alto nível de Governança Corporativa da B3, o Novo Mercado, desde 27 de novembro de 2017. Além disso, o capital da Companhia é composto exclusivamente por ações ordinárias com direito à voto e o Conselho de Administração deve contemplar, no mínimo, 2 ou 20% de conselheiros independentes, o que for maior, com mandato unificado de, no máximo, dois anos.

Desde 2005 a Companhia integra a carteira do ISE, que reúne as empresas que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade corporativa, baseada em eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa.

Migração para o Novo Mercado

Em 12 de setembro de 2017, foi aprovada, em Assembleia Geral Extraordinária, a conversão da totalidade das ações preferenciais em ações ordinárias e a migração da Companhia para o segmento especial da B3 denominado Novo Mercado. A deliberação que aprovou a conversão das ações foi ratificada por 60,36% dos acionistas preferencialistas da Companhia em Assembleia Especial de acionistas preferencialistas realizada na mesma data.

Os acionistas titulares de ações preferenciais da Companhia que não compareceram, se abstiveram de votar ou votaram contra a conversão das ações, tiveram a prerrogativa de exercer o direito de retirada. O período para exercício do direito de retirada iniciou-se em 29 de setembro de 2017 e foi encerrado em 30 de outubro de 2017. Durante este prazo, 359 acionistas titulares de 3.058.154 ações preferenciais de emissão da Companhia, correspondentes a 2,7% das ações preferenciais, optaram pelo exercício do direito de retirada. O valor de direito de retirada a estes acionistas foi calculado com base no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 16,10 por ação), totalizando o montante de R\$ 49,2 milhões que foram pagos em 9 de novembro de 2017.

A migração da Companhia ao Novo Mercado teve por objetivos principais: (i) fortalecer a governança corporativa; (ii) aumentar a capacidade de investimento por maior acesso ao mercado de capitais e potencial redução no custo de capital; e (iii) potencializar a liquidez das ações negociadas publicamente pela Companhia, por meio da consolidação da negociação dos valores mobiliários exclusivamente em ações ordinárias, aumentando também a atratividade para novos investidores.

Em 27 de novembro de 2017, a totalidade das ações preferenciais da Companhia foi convertida em ações ordinárias na proporção de uma ação preferencial para uma ação ordinária, passando estas a serem negociadas, a partir dessa data, no Novo Mercado da B3, sob o código ELPL3. Com a efetivação da migração ao Novo Mercado, a Companhia não é mais controlada pela The AES Corporation, e o Acordo de Acionistas, celebrado em 30 de dezembro de 2016, entre a The AES

Corporation, AES Holdings Brasil Ltda. e o BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, foi extinto. Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 2 de janeiro de 2018, o Conselho de Administração foi adaptado à nova estrutura acionária, passando a ser composto por 9 membros, sem suplentes.

Após a migração para o Novo Mercado, o Comitê de Auditoria, o Comitê de Partes Relacionadas e o Comitê de Remuneração e Pessoas, se tornaram estatutários. Todos os comitês foram criados com o objetivo de assessorar o Conselho de Administração da Companhia nas tratativas de temas relevantes e contam com a participação de conselheiros independentes.

Estrutura Societária

Ao final de dezembro de 2017, o capital social da Eletropaulo era de R\$ 1.323,5 milhões, representado por 167.343.887 ações ordinárias, sendo 3.058.154 ações ordinárias em tesouraria e 164.285.733 ações ordinárias como *free float* à medida que a Companhia se tornou uma *True Corporation* (Companhia com controle diluído) após a migração para o Novo Mercado, sem a figura de um acionista controlador. Ao final do exercício, a Companhia contava com aproximadamente 63 mil acionistas.

A tabela a seguir apresenta a estrutura acionária da Companhia em 31 de dezembro de 2017.

ACIONISTA	ON	%
BNDESPAR	31.350.329	18,73%
AES Holdings Brasil	28.179.237	16,84%
União Federal	13.342.642	7,97%
GWl	11.585.400	6,92%
Ações em Tesouraria	3.058.154	1,83%
Outros	79.828.125	47,70%
Total	167.343.887	100,00%

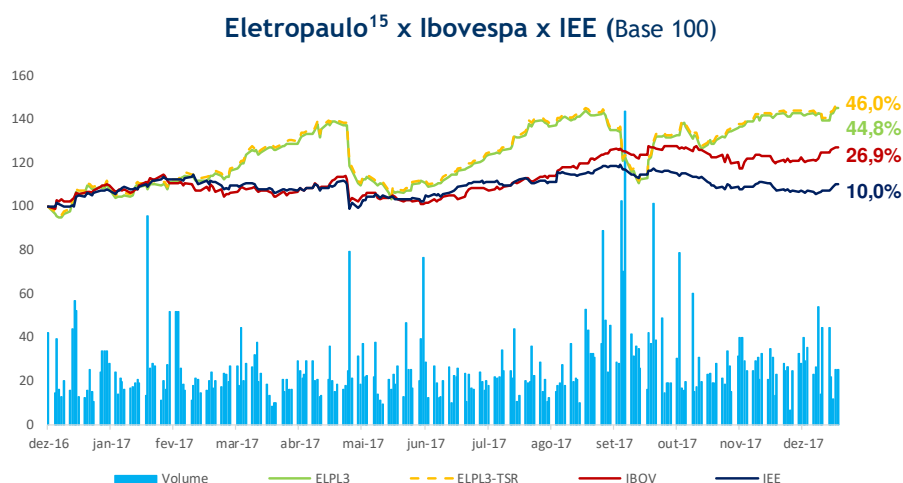
Conforme divulgado por meio de comunicado ao mercado, no dia 05 de abril de 2018, a GWl Asset Management S. A. passou a deter, de forma agregada, 3.083.400 ações ordinárias, correspondente à 1,84% do total das ações da Companhia e se posicionando ao nível inferior de 5,00% do total das ações emitidas pela Companhia.

No dia 06 de abril de 2018, a Squadra Investimentos - Gestão de Recursos Ltda em conjunto com a Squadra Investments Gestão de Recursos Ltda, passaram a deter, de forma agregada, 8.451.400 ações ordinárias, correspondente à 5,05% do total de ações da Companhia, se posicionando ao nível superior a 5,00% do total de ações emitidas pela Companhia.

MERCADO DE CAPITAIS

As ações da Companhia integram, atualmente (i) o mais alto nível de governança corporativa da B3, o Novo Mercado, (representado pelo IGC-NM); (ii) o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (“Itag”); (iii) o Índice de Energia Elétrica (“IEE”); (iv) o Índice Brasil 100 (“IBrX”); e (v) o ISE da B3, entre outros.

Em 2017, as ações ordinárias (ELPL3) da Eletropaulo encerraram o período cotadas a R\$ 16,35, com valorização de 44,8%¹⁴ comparado ao final de 2016, enquanto o IEE valorizou 10,0% e o Ibovespa 26,9%. O volume médio diário negociado de ações preferenciais (ELPL4), listadas até a migração para o Novo Mercado, ocorrida em 27 de novembro de 2017, foi de 1.646 mil ações, e a partir desta data até o fim do exercício a média diária de negociação de ações ordinárias foi de 1.678 mil ações.



TSR (“*Total shareholder return*” - retorno total do acionista, o qual representa os ganhos de capitais adicionado os dividendos no período)

¹⁴ Para fins de cálculo da valorização, considera-se ações preferenciais (ELPL4) até dia 27 de novembro de 2017, data da efetivação da migração para o Novo Mercado, e ações ordinárias (ELPL3) a partir de então.

¹⁵ Considera-se ações preferenciais (ELPL4) até dia 27 de novembro de 2017, data da efetivação da migração para o Novo Mercado, e ações ordinárias (ELPL3) a partir de então.

Outorgada em Números

	2017	2016	%
<u>Atendimento</u>			
Número de unidades consumidoras	7.155.268	7.015.004	2,0%
Número de empregados	7.355	7.280	1,0%
Número de consumidores por empregado	973	964	1,0%
Número de localidades atendidas	24	24	0,0%
Número de agências	34	36	-5,6%
<u>Mercado</u>			
Área de concessão (Km²)	4.526	4.526	0,0%
Distribuição direta (GWh)(1)	32.776	34.464	-4,9%
Consumo residencial médio (KWh/ano)	2.400	2.416	-0,7%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh) ²			
Total (exceto curto prazo)	403,36	408,28	-1,2%
Residencial	417,18	425,94	-2,1%
Comercial	387,07	407,24	-5,0%
Industrial	405,29	389,91	3,9%
Rural	169,01	140,33	20,4%
DEC (horas)	11,72	15,71	-25,4%
FEC (número de interrupções)	6,22	6,88	-9,6%
Número de reclamações por 1.000 consumidores ³	16,23	18,34	-11,5%
1- Mercado Cativo; 2 - Tarifas não incluem bandeira e nem impostos; 3 - FER			
	2017	2016	%
<u>Operacionais</u>			
Número de usinas em operação	n/a	n/a	-
Número de subestações	156	152	2,6%
Linhas de transmissão (Km)	1.876	1.843	1,8%
Linhas de distribuição (Km)	41.556	41.789	-0,6%
Potência Instalada em transformadores (MVA)	14.533	14.452	0,6%
<u>Financeiros</u>			
Receita operacional bruta (R\$ mil)	20.574.843	19.565.883	5,2%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	12.081.930	10.715.512	12,8%
Margem operacional do serviço líquida (%)	3,56%	0,82%	335%
EBITDA OU LAJIDA	975.846	578.304	69%
Lucro líquido (R\$ mil)	-916.004	-160.945	469%
Lucro líquido por lote de mil ações	-5,00	-1,00	-
Patrimônio líquido (R\$ mil)	1.295.934	2.253.895	-43%
Valor patrimonial do lote de mil ações (1)	8	13	-43%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	-51,61%	-6,69%	671%
Endividamento do patrimônio líquido (%)	229%	98%	134%
Em moeda nacional (%)	229%	98%	134%
<u>Indicadores de performance</u>			
Energia Comprada por Funcionário:	5.352	6.135	-13%
Energia Comprada por unidade Consumidora:	5,50	6,37	-14%
Retorno de ativos por unidade:	0,05	0,01	367%
Resultado operacional	429.692	87.589	391%

Nota: (1) Considera Reserva Especial de Ágio, fruto da reorganização societária concluída em 2016

Balanço Energético¹⁶

Energia Requerida - GWh	2017	2016	2015	2014	2013
Venda de Energia	32.813	34.501	36.216	37.865	37.515
- Fornecimento	32.794	34.483	36.198	37.848	37.499
- Suprimento p/ agentes de distribuição	20	18	18	17	16
Consumidores Livres/Dist./Ger.	10.206	8.362	8.058	8.589	8.742
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Mercado Atendido	43.019	42.863	44.274	46.454	46.256
Perdas na Rede Básica	878	909	937	877	883
Perdas na Distribuição	4.614	4.594	4.560	4.966	5.139
Perdas Técnicas	2.477	2.486	2.794	3.152	3.149
Perdas não Técnicas - PNT	2.112	2.096	1.749	1.796	1.956
PNT / Energia Requerida %	0	4,4%	3,6%	3,5%	3,9%
Perdas Totais - PT	5.492	5.503	5.497	5.852	6.024
PT / Energia Requerida %	0	9,6%	9,4%	9,7%	10,0%
Total	48.510,9	48.366	49.771	52.316	52.280

Barueri, 27 de abril de 2018

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

¹⁶ Conforme dados reportados no SAMP - “Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado para Regulação Econômica”

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

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

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 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 contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo 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 o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase – Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Sem modificar nossa opinião, chamamos a atenção para a nota explicativa número 3 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A a cumprir os requisitos da ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outros fins.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis regulatórias e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias”, incluindo aquelas em relação a esses principais assuntos de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações contábeis regulatórias. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia.

Discussões judiciais sobre temas trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios

A Companhia é parte em diversos processos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios, sendo que para aqueles cuja probabilidade de perda é considerada provável pela Administração, registra provisão, cujo valor monta a R\$ 2.028.817 mil em 31 de dezembro de 2017. Adicionalmente, a Companhia é parte em outros diversos processos cujo valor agregado totaliza R\$ 3.591.842 mil, dos quais R\$ 1.836.171 mil se refere a ações de natureza tributária, e que foram classificados como perda possível e, portanto, nenhuma provisão foi constituída em 31 de dezembro de 2017. Este assunto está divulgado na nota explicativa 18 às demonstrações contábeis regulatórias.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, devido à relevância dos valores envolvidos nos processos em andamento, às modificações no andamento de vários processos durante o exercício de 2017, ao julgamento necessário para a determinação de reconhecimento ou não de um passivo contingente pela Administração com base na avaliação dos consultores jurídicos externos responsáveis pelo acompanhamento das causas, e pela complexidade dos assuntos e do ambiente jurídico no Brasil.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, dentre outros, obtenção de cartas de confirmação junto aos consultores jurídicos externos da Companhia, bem como a realização de reuniões periódicas com a Administração para discutir a evolução dos principais processos judiciais em aberto, a fim de comparar suas avaliações em relação às causas em aberto com as posições informadas pelos consultores jurídicos externos. Também, envolvemos nossos especialistas em tributos para analisar a razoabilidade das expectativas de perdas das causas mais significativas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração na determinação probabilidade de perda, assim como determinação da necessidade ou não do registro de da provisão para os mencionados processos, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 18, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Acordo com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. sobre contrato de financiamento ECF 1.046/1986

A Companhia celebrou um acordo com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (“Eletrobrás”) no valor total de R\$ 1.500.000 mil visando encerrar uma disputa judicial, cujo objeto era a discussão sobre a responsabilidade pelo pagamento dos encargos financeiros referentes ao contrato de financiamento ECF 1.046, concedido em 1986 pela Eletrobras à Companhia, ainda estatal naquela data. Este assunto está divulgado na nota explicativa 18 às demonstrações contábeis regulatórias.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria tendo em vista a complexidade das discussões para o atingimento do Acordo entre as partes, das diversas aprovações societárias requeridas para a confirmação do Acordo, assim como pelos efeitos relevantes no balanço patrimonial e resultado do exercício da Companhia com o provisionamento do montante a ser pago à Eletrobrás, e dos termos negociados entre as partes para quitação da dívida.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, dentre outros, discussões com a Administração, leitura e análise do acordo assinado entre as partes, inspeção das aprovações societárias pertinentes, avaliação da alteração do prognóstico de perda e consequente registro da provisão em 31 de dezembro de 2017, assim como a avaliação da divulgação deste tema nas demonstrações contábeis regulatórias.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, consideramos que o tratamento contábil adotado pela Administração, assim como determinação da necessidade do registro da provisão em 31 de dezembro de 2017, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 18, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Monitoramento dos índices de covenants

A Companhia mantém contratos de dívida com cláusulas restritivas (“*covenants*”) com diversas instituições financeiras. Caso a Companhia não consiga cumprir com as cláusulas restritivas de seus contratos, tais operações poderão ser declaradas vencidas antecipadamente, o que poderia motivar uma reclassificação do saldo não circulante desses passivos para o grupo de passivos circulantes. O monitoramento da situação financeira da Companhia é também parte integrante do processo de avaliação de continuidade das operações realizada pela Administração da Companhia. Os contratos preveem *covenants* financeiros e qualitativos. Este assunto está divulgado na nota explicativa 15 às demonstrações contábeis regulatórias.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista que apesar de não haver qualquer descumprimento das cláusulas contratuais em 31 de dezembro de 2017, a conjuntura financeira dos últimos anos tem impactado os níveis de rentabilidade da Companhia e, conseqüentemente, aproximando os índices efetivamente auferidos daqueles estabelecidos nos contratos, o que requereu nossa maior atenção quanto a apuração dos índices e na necessidade de confirmar o cumprimento das cláusulas contratuais e seus impactos na avaliação de continuidade operacional da Companhia.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram discussões com a Administração acerca da metodologia de apuração dos *covenants* financeiros e avaliação da sua aderência aos requerimentos dos respectivos contratos de dívida, análise dos cálculos elaborados pela Administração e avaliação do cumprimento dos *covenants* qualitativos. Nossos procedimentos de auditoria incluíram também a revisão das projeções preparadas pela Administração dos itens considerados na apuração de *covenants* financeiros e avaliação da divulgação deste tema nas demonstrações contábeis regulatórias.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, consideramos que a metodologia utilizada pela Administração da Companhia para apuração dos *covenants* financeiros, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 15, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Infraestrutura da concessão

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia contabiliza saldos de ativo imobilizado e intangível nos montantes de R\$ 8.959.013 mil e R\$ 260.233 mil, respectivamente que, em conjunto, representam a infraestrutura da concessão.

O custo da infraestrutura é uma parte importante da fórmula para definição da tarifa a ser cobrada pela Companhia, nos termos do Contrato de Concessão. As regras para definição da infraestrutura remunerada através da tarifa são estabelecidas pelo Poder Concedente e passíveis de julgamento. Essas regras regulatórias podem levar à classificação como infraestrutura de gastos que, eventualmente, não poderiam ser classificados como tal de acordo com as práticas e procedimentos estabelecidos pela ANEEL, ou não considerar gastos capitalizados de acordo com essas práticas contábeis regulatórias, quando dos processos tarifários. Durante o ano de 2017, a Companhia capitalizou gastos em infraestrutura no montante de R\$ 1.152.825 mil, líquido das obrigações especiais. Este assunto está divulgado na nota explicativa número 10 às demonstrações contábeis regulatórias.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista as especificidades atreladas ao processo de capitalização de gastos com infraestrutura, assim como a relevância dos valores envolvidos.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a avaliação das políticas da Companhia para a definição dos investimentos em infraestrutura, do desenho e a eficácia dos controles internos sobre a contabilização dos gastos com infraestrutura, incluindo o rateio dos custos indiretos, as políticas estabelecidas pela Companhia para a tal contabilização, o volume de custos com pessoal e componentes menores, quando comparado com os dados históricos, os padrões da indústria e o exame, em base de testes, da documentação suporte para os gastos incorridos durante o exercício de 2017 com base nessas políticas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, consideramos que os critérios determinados pela Administração da Companhia para definição dos gastos elegíveis a capitalização como custo da infraestrutura, as premissas utilizadas na determinação e avaliação do ativo financeiro, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 10, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Ativos e passivos financeiros setoriais

A Companhia possui saldos de ativos e passivos setoriais de R\$ 2.055.255 mil e R\$ 2.150.346 mil, respectivamente, em 31 de dezembro de 2017, decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados que são incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, os quais serão liquidados por ocasião do próximo período tarifário. Os saldos a serem recebidos ou devolvidos via tarifa quando do processo tarifário anual são determinados com base em um volume significativo de critérios definidos pelo Poder Concedente, e sujeitos à revisão e homologação por parte do mesmo. Este assunto está divulgado na nota explicativa 11 às demonstrações contábeis regulatórias.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista a complexidade dos controles necessários para acompanhamento dos saldos e, em alguns casos, na determinação do valor desses ativos e passivos, assim como quanto ao processo de revisão e homologação dos mesmos por parte do Poder Concedente e sua consideração na base tarifária da Companhia.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a análise dos cálculos para a determinação e atualização dos ativos e passivos setoriais contabilizados pela Companhia, a discussão sobre as premissas utilizadas pela Administração para seu reconhecimento e mensuração, o confronto com informações externas do mercado e estabelecidas pelo Poder Concedente, assim como a análise das variações ocorridas nas últimas revisões tarifárias anuais.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, consideramos que os controles mantidos e a metodologia utilizada pela Administração da Companhia para determinação dos saldos dos ativos e passivos financeiros setoriais estão de acordo com os critérios definidos pelo Poder Concedente, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 12, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor

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

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias não abrange o Relatório da Administração Regulatório e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração Regulatório e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis regulatórias ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Outros assuntos

A Companhia preparou demonstrações financeiras societárias para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, datado de 09 de março de 2018.

Responsabilidade da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas, não, uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais;
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia;
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

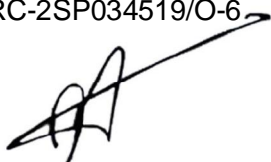
Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

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

São Paulo, 27 de abril de 2018

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



Marcos Antonio Quintanilha
Contador CRC – 1SP132776/O-3

BALANÇOS PATRIMONIAIS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

		REGULATÓRIO	
ATIVO	Notas	31.12.2017	31.12.2016
ATIVO CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	4	309.283	198.773
Investimentos de curto prazo	4	291.994	868.858
Consumidores, concessionárias e permissionárias	5	2.114.094	2.065.198
Contas a receber - Acordos	5	141.213	90.014
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	7	32.126	34.552
Outros tributos compensáveis	7	89.512	68.543
Almoxarifado operacional		30.182	23.962
Ativos financeiros setoriais	11	1.294.088	1.494.617
Despesas pagas antecipadamente		37.067	33.041
Outros ativos circulantes	9	343.434	291.839
TOTAL ATIVO CIRCULANTE		4.682.993	5.169.397
ATIVO NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	5	26.679	25.534
Contas a receber - acordos	5	11.657	6.843
Outros tributos compensáveis	7	62.244	44.003
Depósitos judiciais e cauções	18	532.495	491.806
Tributos diferidos	8	2.233.291	1.779.679
Ativos financeiros setoriais	11	761.167	263.495
Investimentos - Bens e direitos para uso futuro		41.668	9.514
Outros ativos não circulantes	9	46.762	69.489
Bens e atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	10	868	1.794
Imobilizado	10	8.959.013	8.526.235
Intangível	10	260.233	252.549
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE		12.936.077	11.470.941
TOTAL DO ATIVO		17.619.070	16.640.338

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

	Notas	REGULATÓRIO	
		31.12.2017	31.12.2016
PASSIVO			
PASSIVO CIRCULANTE			
Fornecedores	13	1.789.718	1.468.254
Empréstimos e financiamentos	15	461.099	278.215
Debêntures	15	534.728	575.065
Arrendamento financeiro	15	30.616	28.599
Subvenções governamentais		4.916	3.971
Imposto de renda e contribuição social a pagar	14	-	2.627
Outros tributos a pagar	14	452.952	524.851
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio		2.046	23.083
Obrigações sociais e trabalhistas	17	119.379	115.734
Encargos setoriais	19	296.933	454.481
Provisão para processos judiciais e outros	18	481.893	163.602
Passivos financeiros setoriais	11	1.275.800	1.450.374
Outros passivos circulantes	20	258.807	250.225
TOTAL PASSIVO CIRCULANTE		5.708.887	5.339.081
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos e financiamentos	15	473.056	510.611
Debêntures	15	2.016.646	1.830.782
Arrendamento financeiro	15	52.867	48.123
Subvenções governamentais		12.570	11.950
Obrigações com entidade de previdência privada	16	3.707.100	3.777.347
Obrigações sociais e trabalhistas	17	937	743
Provisão para processos judiciais e outros	18	1.546.924	359.580
Encargos setoriais	19	30.868	56.508
Passivos financeiros setoriais	11	874.546	576.397
Reserva de reversão		66.085	66.085
Outros passivos não circulantes	20	8.453	7.047
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	12	1.824.197	1.802.189
TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE		10.614.249	9.047.362
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	21.1	1.323.486	1.257.629
Reservas de capital	21.4	693.338	692.452
Ações em tesouraria	21.2	(49.236)	-
Ajustes de avaliação patrimonial	21.5	815.606	951.131
Outros resultados abrangentes	21.5	(1.622.856)	(1.628.892)
Aumento de capital proposto		-	65.857
Reservas de lucros		487.529	1.257.629
Prejuízos acumulados		(351.933)	(341.911)
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO		1.295.934	2.253.895
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		17.619.070	16.640.338

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Eletropaulo

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016

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

OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	Notas	REGULATÓRIO	
		31.12.2017	31.12.2016
Receita	23		
Fornecimento de energia elétrica		10.634.055	10.897.566
Energia elétrica de curto prazo		170.087	684.294
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição		7.994.327	8.703.108
Ativos e passivos financeiros setoriais		1.216.152	(1.135.216)
Serviços cobráveis		18.748	15.044
Doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido		321.123	255.722
Outras receitas		220.351	145.365
Tributos	23		
ICMS		(3.567.777)	(3.770.705)
PIS-PASEP		(309.566)	(339.551)
COFINS		(1.430.176)	(1.571.792)
ISS		(200)	(207)
Encargos - Parcela "A"	23		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(59.313)	(52.283)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(59.312)	(52.283)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(2.255.194)	(2.675.345)
Taxa de fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(13.899)	(14.789)
Outros encargos		(797.476)	(373.416)
RECEITA LÍQUIDA		12.081.930	10.715.512
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"	24		
Energia elétrica comprada para revenda		(7.558.033)	(6.432.673)
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA		(241.326)	(305.213)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição		(944.280)	(943.159)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		3.338.291	3.034.467
Custos gerenciáveis - Parcela "B"			
Pessoal e administradores	26	(794.305)	(769.127)
Entidade de previdência privada	26	(392.715)	(355.665)
Material		(59.425)	(76.342)
Serviços de terceiros		(505.402)	(529.403)
Arrendamento e aluguéis		(13.694)	(22.727)
Seguros		(4.328)	(4.182)
Doações, contribuições e subvenções		(12.215)	(10.276)
Custo de construção		-	-
Perda Estimada com créditos de liquidação duvidosa, líquida		(170.683)	(309.011)
Provisão para processos judiciais e outros, líquida		(45.829)	(24.839)
Perdas na alienação/desativação de bens e direitos		(143.886)	(90.667)
(-) Recuperação de despesas		24.578	16.414
Tributos		(49.552)	(46.595)
Depreciação e amortização		(546.154)	(490.715)
Outros custos operacionais	27	(194.989)	(233.743)
RESULTADO DA ATIVIDADE		429.692	87.589
Resultado Financeiro			
Receitas financeiras	28	426.263	774.666
Despesas financeiras	28	(2.224.859)	(1.038.445)
Variações cambiais, líquidas	28	(3.820)	35.319
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE OS LUCROS		(1.372.724)	(140.871)
Despesa com impostos sobre os lucros - IR/CS correntes	29	(2)	(18.053)
Despesa com impostos sobre os lucros - IR/CS diferidos	29	456.722	(2.021)
PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		(916.004)	(160.945)
PREJUÍZO LÍQUIDO - BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ORDINÁRIA:		(5,48834)	(0,96176)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016

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

	31.12.2017	31.12.2016
PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(916.004)	(160.945)
Outros resultados abrangentes		
Reserva de reavaliação - Complemento da BRR - 4CRTP	-	36.513
Efeito de imposto de renda e contribuição social sobre reserva de reavaliação	-	(12.414)
Previdência Privada - Superávit (Déficit) atuarial	9.146	(1.234.962)
Efeito de imposto de renda e contribuição social sobre previdência privada	(3.110)	419.887
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES DO EXERCÍCIO, LÍQUIDOS DE IMPOSTOS	6.036	(790.976)
TOTAL DOS RESULTADOS ABRANGENTES DO EXERCÍCIO, LÍQUIDO DE IMPOSTOS	(909.968)	(951.921)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Eletropaulo

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016

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

Notas	Capital social	Reservas de Capital	Ações em Tesouraria	Ajustes de avaliação patrimonial	Outros resultados abrangentes	Aumento de capital proposto	Reservas de lucros	Lucros (Prejuízos) acumulados	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2015	1.257.629	20.428	-	1.035.118	(813.817)	-	1.251.308	(194.669)	2.555.997
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	(160.945)	(160.945)
Reserva de reavaliação - Complemento da BRR - 4CRTP	-	-	-	36.513	-	-	-	-	36.513
Imposto de renda e contribuição social sobre reserva de reavaliação	-	-	-	(12.414)	-	-	-	-	(12.414)
Realização da reserva de reavaliação	-	-	-	(163.767)	-	-	-	163.767	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização da reserva de reavaliação	-	-	-	55.681	-	-	-	(55.681)	-
Ajuste de avaliação atuarial	-	-	-	-	(1.234.962)	-	-	-	(1.234.962)
Imposto de renda e contribuição social sobre ajuste de avaliação atuarial	-	-	-	-	419.887	-	-	-	419.887
Remuneração com base em ações	-	1.127	-	-	-	-	-	-	1.127
Dividendos e juros sobre o capital próprio não resgatados pelos acionistas - prescritos	-	-	-	-	-	-	-	282	282
Destinação proposta à A.G.O.E:									
Reserva legal	-	-	-	-	-	-	4.719	(4.719)	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(22.487)	(22.487)
Reserva estatutária	-	-	-	-	-	-	1.602	(1.602)	-
Aumento de capital proposto	-	-	-	-	-	65.857	-	(65.857)	-
Efeitos da reorganização societária:									
Incorporação do acervo cindido da AES Elpa S.A.	-	445.654	-	-	-	-	-	-	445.654
Incorporação do acervo cindido da Nova Brasileira Participações S.A.	-	225.243	-	-	-	-	-	-	225.243
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.257.629	692.452	-	951.131	(1.628.892)	65.857	1.257.629	(341.911)	2.253.895
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	(916.004)	(916.004)
Realização da reserva de reavaliação	-	-	-	(205.340)	-	-	-	205.340	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização da reserva de reavaliação	-	-	-	69.815	-	-	-	(69.815)	-
Ajuste de avaliação atuarial	-	-	-	-	9.146	-	-	-	9.146
Imposto de renda e contribuição social sobre ajuste de avaliação atuarial	-	-	-	-	(3.110)	-	-	-	(3.110)
Remuneração com base em ações	-	886	-	-	-	-	-	-	886
Dividendos e juros sobre o capital próprio não resgatados pelos acionistas - prescritos	-	-	-	-	-	-	-	357	357
Ações em Tesouraria	-	-	(49.236)	-	-	-	-	-	(49.236)
Destinação proposta à A.G.O.E:									
Aumento de capital	65.857	-	-	-	-	(65.857)	-	-	-
Absorção de prejuízo pela reserva estatutária	-	-	-	-	-	-	(770.100)	770.100	-
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.323.486	693.338	(49.236)	815.606	(1.622.856)	-	487.529	(351.933)	1.295.934

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016

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

	31.12.2017	31.12.2016
Atividades operacionais:		
Prejuízo líquido do exercício	(916.004)	(160.945)
Ajustes para conciliar o lucro líquido do exercício com o caixa das atividades operacionais:		
Depreciação e amortização	546.154	490.715
Variações monetárias e cambiais	11.991	14.859
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa	211.921	343.060
Provisão para processos judiciais e outros, líquida	82.462	84.278
Provisão acordo Eletrobras	1.499.138	-
Custo de empréstimos e debêntures (encargos de dívidas)	409.094	540.138
Fundo de pensão	389.312	353.763
Receita de aplicação financeira em investimentos de curto prazo	(52.783)	(93.529)
Baixa de ativo imobilizado/intangível	35.678	49.886
Tributos e contribuições sociais diferidos	(456.722)	2.021
Ações e opções de ações outorgadas	886	1.127
Redução (aumento) dos ativos:		
Consumidores, revendedores e outros	(217.811)	133.440
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	(6.072)	14.334
Outros tributos compensáveis	(51.687)	2.307
Almoxarifado	(6.220)	39.995
Contas a receber - acordos	(94.924)	-
Despesas pagas antecipadamente	(4.026)	3.568
Outros ativos circulantes e não circulantes	19.758	(37.421)
Ativo e passivo financeiro setorial líquido	(173.568)	1.609.559
Aumento (redução) dos passivos:		
Fornecedores	321.464	(458.531)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	12	96
Outros tributos a pagar	(49.666)	(3.468)
Obrigações sociais e trabalhistas	3.839	11.885
Encargos setoriais	(194.792)	(283.388)
Outros passivos circulantes e não circulantes	15.867	(43.396)
	1.323.301	2.614.353
Pagamento de juros (encargos de dívidas), deduzido dos juros capitalizados	(377.539)	(479.630)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(15.656)	(23.173)
Pagamento de obrigações com entidade de previdência privada	(450.413)	(416.345)
Pagamento de processos judiciais e outros	(102.495)	(89.211)
Juros resgatados de investimentos de curto prazo	62.799	95.547
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	439.997	1.701.541
Atividades de investimentos:		
Aquisições de imobilizado e intangíveis	(1.106.051)	(844.801)
Consumidores participação financeira	107.313	76.268
Aplicações em investimento de curto prazo	(7.050.396)	(9.467.109)
Resgates de investimento de curto prazo	7.620.457	8.981.050
Aplicações/Resgates de cauções e depósitos vinculados	(59.452)	(14.374)
Recebimento de venda de ativo imobilizado	1.035	70.151
Caixa líquido usado nas atividades de investimentos	(487.094)	(1.198.815)
Atividades de financiamentos:		
Ingresso de novos empréstimos e debêntures	839.343	273.869
Pagamento de empréstimos e debêntures (principal)	(522.727)	(651.947)
Custo de empréstimos e debêntures (custos de transação e prêmios)	(57.310)	(4.907)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(31.784)	(25.737)
Recompra de ações - direito de retirada (migração novo mercado)	(49.236)	-
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	(20.679)	(41.852)
Caixa líquido gerado (usado) nas atividades de financiamentos	157.607	(450.574)
Variação do caixa e equivalentes de caixa	110.510	52.152
Caixa e equivalentes de caixa em 1º de janeiro	198.773	146.621
Caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro	309.283	198.773

As informações complementares às Demonstrações dos Fluxos de Caixa estão descritas na nota explicativa nº 33.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

1. Setor elétrico no Brasil

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

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

De acordo com os contratos de concessão de distribuição, a Companhia está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (i) uma parcela referente aos custos de distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”); e (ii) uma parcela de custos gerenciáveis (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Nos anos subsequentes, e em intervalos regulares, a ANEEL homologa as novas tarifas da companhia, a fim de determinar o equilíbrio econômico-financeiro.

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

Consumidores livres são aqueles cuja demanda excede a 3 MW em tensão igual ou superior a 69 kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento tenha iniciado após julho de 1995. Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar ao distribuidor de sua região com cinco anos de antecedência. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir para suprir o consumidor que volta ao mercado regulado.

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

Informações gerais

A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (“Companhia”) é uma companhia de capital aberto. As ações da Companhia estão registradas desde 27 de novembro de 2017 no mais elevado segmento de listagem da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão (B3), denominado Novo Mercado. A Companhia não tem acionista controlador e seu capital compreende apenas ações ordinárias.

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

A Companhia, conforme mencionado na nota explicativa nº 23, faturou com fornecimento de energia 32.776 e 34.464 GWh nos exercícios findos de 31 de dezembro de 2017 e 2016, respectivamente, atendendo a aproximadamente 7,2 e 7,0 milhões de unidades consumidoras nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, respectivamente.

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

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por processos de Revisão Tarifária a cada quatro anos, tendo o primeiro processo de revisão ocorrido em 4 de julho de 2003, e de Reajuste Tarifário anualmente. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em 4 de julho de 2015.

1.1 Migração para o novo mercado

Em 12 de setembro de 2017, foi aprovada, em Assembleia Geral Extraordinária, a conversão da totalidade das ações preferenciais em ações ordinárias e a migração da Companhia para o segmento especial da B3 denominado Novo Mercado. A deliberação que aprovou a conversão das ações foi ratificada por 60,36% dos acionistas preferencialistas da Companhia em Assembleia Especial de acionistas preferencialistas realizada na mesma data.

Os acionistas titulares de ações preferenciais da Companhia que não compareceram, se abstiveram de votar ou votaram contra a conversão das ações, tiveram a prerrogativa de exercer o direito de retirada. O período para exercício do direito de retirada iniciou-se em 29 de setembro de 2017 e foi encerrado em 30 de outubro de 2017. Durante este prazo, 359 acionistas titulares de 3.058.154 ações preferenciais de emissão da Companhia, correspondentes a 2,7% das ações preferenciais, optaram pelo exercício do direito de retirada. O valor de direito de retirada a estes acionistas foi calculado com base no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2016 (R\$16,10 por ação), totalizando o montante de R\$ 49.236, pago em 9 de novembro de 2017.

Em 27 de novembro de 2017, a totalidade das ações preferenciais da Companhia foi convertida em ações ordinárias na proporção de uma ação preferencial para uma ação ordinária, passando estas a serem negociadas, a partir desta data, no Novo Mercado da B3, sob o código ELPL3.

A migração da Companhia para o Novo Mercado teve por objetivos principais: (i) fortalecer a governança corporativa; (ii) aumentar a capacidade de investimentos por maior acesso ao mercado de capitais e potencial redução no custo de capital; e (iii) potencializar a liquidez das ações negociadas publicamente pela Companhia, por meio da consolidação da negociação dos valores mobiliários exclusivamente em ações ordinárias, aumentando também a atratividade para novos investidores.

Como consequência da migração para o Novo Mercado, a Companhia não é mais controlada pela The AES Corporation, e o Acordo de Acionistas, celebrado em 30 de dezembro de 2016, entre a The AES Corporation, AES Holdings Brasil Ltda. e a BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, foi extinto.

1.2 Acordo Eletrobras

A administração da Companhia, comprometida e focada em seu objetivo principal de criar valor para a Companhia e, conseqüentemente, criar valor a todos seus acionistas, aprovou em 09 de março de 2018, os termos e condições, bem como a celebração pela Companhia, de um acordo com a Eletrobras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

- Centrais Elétricas S.A. (Eletrobras) visando encerrar a disputa judicial que envolve a Eletrobras, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (“CTEEP”) e a Companhia, quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo de encargos financeiros referentes ao empréstimo concedido em 1986 pela Eletrobras à empresa estatal, que posteriormente foi cindida, dando origem à quatro companhias, entre as quais a Eletropaulo e a CTEEP atuais. Maiores detalhes na nota explicativa nº 18.1 (b.4).

2. Base de preparação e apresentação das demonstrações contábeis regulatórias

As demonstrações contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as políticas contábeis estabelecidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL através da Resolução Normativa no 605, de 11 de março de 2014.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações contábeis estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as instruções contábeis regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. A nota explicativa nº 36 apresenta uma reconciliação entre as demonstrações contábeis regulatórias e societárias elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, para melhor entendimento do leitor.

2.1 Base de preparação e apresentação

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

Os números de unidades consumidoras não foram objeto de auditoria por parte dos auditores independentes.

Continuidade operacional

Em 31 de dezembro de 2017, com base nos fatos e circunstâncias existentes nesta data, a Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e está convencida de que suas operações têm capacidade de geração de recursos para dar continuidade a seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

Segmento de negócios

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda de energia elétrica e pela entrega da mesma através do uso da infraestrutura de distribuição. Consequentemente, a Companhia concluiu que possui apenas o segmento de distribuição de energia elétrica como passível de reporte.

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

(a) Moeda funcional e de apresentação

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

(b) Transações e saldos

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

3. Políticas contábeis e estimativas

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

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a Companhia faz o uso de julgamentos e estimativas, com base nas informações disponíveis, bem como adota premissas que impactam os valores divulgados das receitas, despesas, ativos e passivos, e as divulgações de passivos contingentes. Quando necessário, os julgamentos e as estimativas estão suportados por pareceres elaborados por especialistas. A Companhia adota premissas derivadas de sua experiência e outros fatores que entende como razoáveis e relevantes nas circunstâncias. As premissas adotadas pela Companhia são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios. Contudo, deve ser considerado que há uma incerteza inerente relativa à determinação dessas premissas e estimativas, o que poderá levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do referido ativo ou passivo em períodos futuros na medida em que novas informações estejam disponíveis.

3.1 Novos pronunciamentos, interpretações e orientações

3.1.1 Normas, alterações e interpretações que ainda não estão em vigor em 31 de dezembro de 2017

Conforme recomendado pela ANEEL, as alterações contábeis advindas da aplicação do CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contratos com Clientes e CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos Financeiros, não deverão ser refletidas para fins regulatórios, até que seja feita uma análise mais aprofundada pelo órgão regulador. Desta forma, a partir de janeiro de 2018 haverá diferenças de critérios entre as demonstrações contábeis societárias e regulatórias com relação aos seguintes pontos:

(i) Contabilização das penalidades de indicadores de desempenho (DIC/FIC/DMIC/DICRI), pois para a contabilidade societária o registro contábil será em conta redutora da receita pela disponibilidade da rede elétrica (TUSD), e para a contabilidade regulatória o registro contábil permanecerá em despesas operacionais,

(ii) Classificação e mensuração dos ativos financeiros, e redução ao valor recuperável sobre as contas a receber, visto que a nova metodologia é mais abrangente do que o critério do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, estendendo a perda esperada com créditos de liquidação duvidosa,

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

inclusive para os saldos das contas a receber não vencidas (incluindo acordos) e contas a receber de receita não faturada.

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

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

Os investimentos que, na data de sua aquisição, têm prazo de vencimento igual ou menor que três meses são registrados como equivalentes de caixa, refletindo a expectativa de realização neste prazo. O caixa e equivalentes de caixa estão classificados como empréstimos e recebíveis, reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e ajustados posteriormente pelas amortizações do principal e pelos juros calculados com base no método de taxa de juros efetiva ("custo amortizado").

Os investimentos de curto prazo estão classificados como disponíveis para venda e devem ser mensurados pelo seu valor justo. Os juros e correção monetária, contratados nas aplicações financeiras, são reconhecidos no resultado quando incorridos. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, não houve diferença significativa entre o valor das aplicações financeiras ajustado pelos juros e correção monetária e o seu valor justo, portanto não houve ganho ou perda apurado no exercício registrado na rubrica de outros resultados abrangentes.

Uso de estimativas:

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

Caixa e equivalentes de caixa:

	Nota	2017	2016
Numerário disponível		11.879	9.966
Numerário em trânsito	4.1	171.532	48.711
CDB-DI	4.2	125.872	-
Operação compromissada	4.2	-	140.096
Total		309.283	198.773

Investimentos de curto prazo:

		2017	2016
CDB-DI	4.2	253.409	363.552
Operação compromissada	4.2	36.200	504.301
Fundo de investimento		2.385	1.005
Total		291.994	868.858
Total geral		601.277	1.067.631

- 4.1 O numerário em trânsito representa o montante recebido de clientes, porém ainda não creditado em favor da Companhia pela instituição financeira, ou seja, estão em circulação e serão transferidos para a Companhia em D+1 ou D+2 (primeiro ou segundo dia útil após o pagamento efetuado pelo cliente). O aumento foi ocasionado pelas arrecadações dos últimos dias do mês de dezembro de 2017, que foram transferidas para a Companhia somente em janeiro de 2018. Em dezembro de 2016, as arrecadações dos últimos dias do mês de dezembro foram transferidas para a Companhia no último dia útil do ano, conforme negociações com os bancos.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

- 4.2 Certificados de depósitos bancários e operações compromissadas foram remunerados em média a 97,44% do CDI no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (98,38% no exercício findo em 31 de dezembro de 2016), sendo resgatáveis a qualquer momento sem perda de rendimento, junto ao próprio emissor.

5. Consumidores, revendedores e outros

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

A Companhia classifica os saldos de consumidores, revendedores e outros como instrumentos financeiros “empréstimos e recebíveis”. Esses recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e são ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, atualizações financeiras, quando aplicáveis, e podem ser reduzidos por ajuste de perda estimada com créditos de liquidação duvidosa.

Uso de estimativas:

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

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

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

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

Circulante		VALORES CORRENTES						VALORES RENEGOCIADOS								Total 2017	Total 2016
		Corrente a vencer	Corrente vencida				PECLD	Total de consumidores, revendedores e outros	Renegociada a vencer		Renegociada vencida		PCLD	Total de valores renegociados			
			até 30 dias	até 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias			mais de 360 dias	até 60 dias	mais de 60 dias	até 60 dias			mais de 60 dias		
Nota		até 30 dias	até 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias	mais de 360 dias	PECLD	Total de consumidores, revendedores e outros	até 60 dias	mais de 60 dias	até 60 dias	mais de 60 dias	PCLD	Total de valores renegociados	Total 2017	Total 2016	
Consumidores - distribuição de energia:																	
5.1.1	Residencial	371.957	369.713	60.902	1.891	1.423	(63.064)	742.822	37.759	71.858	29.910	115.279	(145.082)	109.724	852.546	720.796	
	Industrial	58.636	39.874	5.794	5.695	3.652	(3.717)	109.934	1.389	4.133	1.079	10.747	(9.845)	7.503	117.437	119.094	
	Comercial	250.554	75.457	5.521	1.875	7.939	(4.374)	336.972	4.074	8.887	2.907	14.729	(14.756)	15.841	352.813	317.509	
	Rural	123	98	13	15	1	-	250	3	12	4	1	-	20	270	178	
	Poderes públicos	42.064	17.483	2.427	2.756	544	(382)	64.892	1.046	4.432	427	328	(44)	6.189	71.081	60.513	
	Iluminação pública	22.041	1.760	62	9	1	(1)	23.872	200	1.231	238	110	(1)	1.778	25.650	22.830	
	Serviço público	31.563	183	42	29	16	(8)	31.825	44	74	27	20	(7)	158	31.983	55.347	
	Serviço cobráveis	566	1.265	290	86	281	(470)	2.018	-	-	-	-	-	-	2.018	7.535	
	Encargos de uso da rede	240	-	-	-	-	-	240	-	-	-	-	-	-	240	227	
	Fornecimento não faturado	790.246	-	-	-	-	-	790.246	-	-	-	-	-	-	790.246	745.137	
Participação financeira do consumidor	1.337	564	56	1.610	589	-	4.156	-	-	-	-	-	-	4.156	-		
(-) Arrecadação Processo Classif. ⁽¹⁾	(9.603)	(11.695)	(1.366)	(643)	(919)	-	(24.226)	-	-	-	-	-	-	(24.226)	(21.387)		
Revendedores e outros:																	
5.1.2	Energia no curto prazo - CCEE	8.526	-	-	-	-	-	8.526	-	-	-	-	-	-	8.526	123.351	
	Ressarcimento - leilões de energia	22.567	-	-	-	-	-	22.567	-	-	-	-	-	-	22.567	4.082	
TOTAL - CIRCULANTE		1.590.817	494.702	73.741	13.323	13.527	(72.016)	2.114.094	44.515	90.627	34.592	141.214	(169.735)	141.213	2.255.307	2.155.212	
NÃO CIRCULANTE																	
Consumidores - distribuição de energia:																	
5.1.2	Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	9.537	-	-	(3.220)	6.317	6.317	-	
	Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-	1.992	-	-	(52)	1.940	1.940	6.843	
	Comercial	-	-	-	-	-	-	-	-	2.311	-	-	(224)	2.087	2.087	-	
	Rural	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	1	-	
	Poderes públicos	-	-	-	-	-	-	-	-	1.312	-	-	(2)	1.310	1.310	-	
	Iluminação pública	-	-	-	-	26.679	-	26.679	-	-	-	-	-	-	26.679	25.534	
	Serviço público	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2	2	-	
TOTAL - NÃO CIRCULANTE		-	-	-	-	26.679	-	26.679	-	15.155	-	-	(3.498)	11.657	38.336	32.377	
TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE		1.590.817	494.702	73.741	13.323	40.206	(72.016)	2.140.773	44.515	105.782	34.592	141.214	(173.233)	152.870	2.293.643	2.187.589	

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

5.1.1 Em outubro de 2014, um cliente da classe comercial promoveu ação judicial em face da Companhia e da Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo - SEFAZ/SP, questionando a incidência de ICMS sobre demanda de energia contratada e não consumida. A partir de 2005, o cliente vem depositando judicialmente o valor integral das faturas de energia, ou seja, tanto a parcela controversa (ICMS discutido) como a incontroversa (energia consumida e

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

5.1.2 demais itens faturados). Dessa forma, nenhuma PECLD foi constituída para o saldo incontroverso no montante de R\$ 5.408, que está vencido há mais de 180 dias em 31 de dezembro de 2017. Atualmente, pendente de decisão em 1ª instância um pedido apresentado pela Companhia, em setembro de 2017, para levantamento da parte incontroversa.

5.1.3 Referem-se a valores a receber de precatórios municipais corrigidos pelo índice de remuneração da poupança (TR). Naquilo que tange ao prazo para pagamento dos precatórios pendentes, o Projeto de Emenda Constitucional nº 212/2016, transformada na Emenda Constitucional nº 99/2017, alterou o artigo 101 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, para instituir novo regime especial de pagamento de precatórios, prorrogando o prazo final para pagamento dos precatórios de 2020 para 2024.

5.2 A composição do saldo de consumidores, revendedores e outros é como segue:

		Valores correntes								
		A vencer	Vencidos				Total de consumidores, revendedores e outros	PECLD	Total 2017	
Nota		até 30 dias	até 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias	mais de 360 dias				
CIRCULANTE										
Consumidores - distribuição de energia:										
	Residencial	364.047	359.952	59.683	1.322	904	785.908	(63.064)	722.844	
	Industrial	58.226	39.493	5.783	5.693	3.637	112.832	(3.717)	109.115	
5.1.1	Comercial	249.271	73.924	5.387	1.803	7.886	338.271	(4.374)	333.897	
	Rural	123	98	13	15	1	250	-	250	
	Poderes públicos	42.064	17.471	2.426	2.756	224	64.941	(382)	64.559	
	Iluminação pública	22.041	1.759	62	9	1	23.872	(1)	23.871	
	Serviço público	31.563	176	41	29	4	31.813	(8)	31.805	
	Serviço cobráveis	566	1.265	290	86	281	2.488	(470)	2.018	
	Encargos de uso da rede	240	-	-	-	-	240	-	240	
	Fornecimento não faturado	790.246	-	-	-	-	790.246	-	790.246	
	Participação financeira do consumidor	1.337	564	56	1.610	589	4.156	-	4.156	
Revendedores e outros:										
	Energia no curto prazo - CCEE	8.526	-	-	-	-	8.526	-	8.526	
	Ressarcimento - leilões de energia	22.567	-	-	-	-	22.567	-	22.567	
Total - circulante		1.590.817	494.702	73.741	13.323	13.527	2.186.110	(72.016)	2.114.094	
NÃO CIRCULANTE										
Consumidores - distribuição de energia:										
	Iluminação pública	-	-	-	-	26.679	26.679	-	26.679	
5.1.2	Total - não circulante	-	-	-	-	26.679	26.679	-	26.679	
Total - circulante + não circulante		1.590.817	494.702	73.741	13.323	40.206	2.212.789	(72.016)	2.140.773	

		Valores correntes								
		A vencer	Vencidos				Total de consumidores, revendedores e outros	PECLD	Total 2016	
Nota		até 30 dias	até 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias	mais de 360 dias				
CIRCULANTE										
Consumidores - distribuição de energia:										
	Residencial	316.978	334.760	67.246	5.326	3.026	727.336	(79.010)	648.326	
	Industrial	53.643	41.248	4.352	13.089	11.184	123.516	(11.126)	112.390	
5.1.1	Comercial	213.949	65.788	7.804	5.500	9.870	302.911	(9.388)	293.523	
	Rural	93	68	1	3	5	170	(1)	169	
	Poderes públicos	35.845	18.992	2.651	1.522	154	59.164	(176)	58.988	
	Iluminação pública	19.287	2.656	334	116	1	22.394	-	22.394	
	Serviço público	45.918	194	492	1.064	748	48.416	(1.892)	46.524	
	Serviço cobráveis	464	926	391	65	330	2.176	(697)	1.479	
	Encargos de uso da rede	227	-	-	-	-	227	-	227	
	Fornecimento não faturado	745.137	-	-	-	-	745.137	-	745.137	
	Participação financeira do consumidor	4.982	254	2	117	3.253	8.608	-	8.608	
Revendedores e outros:										
	Energia no curto prazo - CCEE	123.351	-	-	-	-	123.351	-	123.351	
	Ressarcimento - leilões de energia	4.082	-	-	-	-	4.082	-	4.082	
TOTAL - CIRCULANTE		1.563.956	464.886	83.273	26.802	28.571	2.167.488	(102.290)	2.065.198	
NÃO CIRCULANTE										
Consumidores - distribuição de energia:										
	Iluminação pública	-	-	-	-	25.534	25.534	-	25.534	
5.1.2	TOTAL - NÃO CIRCULANTE	-	-	-	-	25.534	25.534	-	25.534	
TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE		1.563.956	464.886	83.273	26.802	54.105	2.193.022	(102.290)	2.090.732	

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

5.3 Contas a receber - acordos

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

Uso de estimativas:

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

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

	Nota	2017	2016
<u>CIRCULANTE</u>			
Consumidores		310.948	291.131
Outros		-	755
Subtotal		310.948	291.886
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa	6	(169.735)	(201.872)
Saldo líquido de PECLD		141.213	90.014
<u>NÃO CIRCULANTE</u>			
Consumidores		15.155	22.193
Subtotal		15.155	22.193
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa	6	(3.498)	(15.350)
Saldo líquido de PECLD		11.657	6.843
Total circulante + não circulante		152.870	96.857

A Companhia executou durante o exercício de 2017 diversas ações objetivando a redução e combate à inadimplência, o que ocasionou um aumento do número de acordos. As principais ações foram: lançamento do portal de negociação, feirões de negociação, comunicação e negociação direta com o cliente através de agências de cobrança.

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

	Saldos vencidos	Saldos vencidos		Total 2017
		até 90 dias	mais de 90 dias	
Consumidores	150.297	44.846	130.960	326.103
Subtotal	150.297	44.846	130.960	326.103
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa	(31.178)	(13.358)	(128.697)	(173.233)
Saldo líquido de PECLD - Circulante + Não Circulante	119.119	31.488	2.263	152.870

	Saldos vencidos	Saldos vencidos		Total 2016
		até 90 dias	mais de 90 dias	
Consumidores	103.395	32.840	177.089	313.324
Outros	-	-	755	755
Subtotal	103.395	32.840	177.844	314.079
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa	(47.466)	(17.244)	(152.512)	(217.222)
Saldo líquido de PECLD - Circulante + Não Circulante	55.929	15.596	25.332	96.857

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

6. Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa - PECLD

A movimentação das perdas estimadas é como segue:

Rubricas de origem	Nota	Saldo inicial 31.12.2016	Provisões	Reversões	Transferências	Perda	Saldo final 31.12.2017
Consumidores	5.1	(102.290)	(317.787)	147.194	131	200.736	(72.016)
Contas a receber - acordos	5.3	(217.222)	(83.124)	44.213	-	82.900	(173.233)
Outros créditos - serviços prestados	9	(227)	(2.535)	118	-	2.018	(626)
Outros créditos	9	(2.628)	-	-	(131)	-	(2.759)
Total		(322.367)	(403.446)	191.525	-	285.654	(248.634)
Circulante		(307.017)					(245.136)
Não circulante		(15.350)					(3.498)
Total		(322.367)					(248.634)

Rubricas de origem	Nota	Saldo inicial 31.12.2015	Provisões	Reversões	Transferências	Perda	Saldo final 31.12.2016
Consumidores	5.1	(105.260)	(392.334)	129.255	(23.398)	289.447	(102.290)
Contas a receber - acordos	5.3	(175.178)	(140.251)	65.416	23.398	9.393	(217.222)
Outros créditos - serviços prestados	9	(621)	(3.105)	587	-	2.912	(227)
Outros créditos	9	-	(2.628)	-	-	-	(2.628)
Total		(281.059)	(538.318)	195.258	-	301.752	(322.367)
Circulante		(266.167)					(307.017)
Não circulante		(14.892)					(15.350)
Total		(281.059)					(322.367)

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

	Nota	2017	2016
Provisões		(403.446)	(538.318)
Reversões		191.525	195.258
Receita com recuperação de perdas	6.1	41.238	34.049
Despesa com PECLD		(170.683)	(309.011)

6.1 Referem-se a recebimentos de valores de contas a receber já baixados como perda.

7. Tributos e contribuições sociais compensáveis

Imposto de renda e contribuição social compensáveis	2017	2016
CIRCULANTE		
Contribuição social	6.003	3.834
Imposto de renda	4.805	6.451
Imposto de renda retido na fonte	21.318	24.267
Total	32.126	34.552
Outros tributos compensáveis		
CIRCULANTE		
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	63.896	62.579
ICMS - compra de créditos	7.695	5.193
COFINS	7.1 14.777	634
PIS	7.1 3.144	137
Total	89.512	68.543
NÃO CIRCULANTE		
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	62.244	44.003
Total	62.244	44.003
Total	151.756	112.546

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

7.1 A Companhia em razão da resposta da Solução de Consulta nº 6.018 - SRRF06/DISIT publicada em maio de 2017, que expressamente reconheceu o direito da Companhia à exclusão do ICMS-ST - Ambiente de Contratação Livre - ACL, da base de cálculo do PIS e da COFINS, registrou o montante de R\$ 200.979, atualizado até 31 de dezembro de 2017, relativo ao PIS e a COFINS sobre o ICMS-ST - Ambiente de Contratação Livre - ACL dos últimos 5 anos, sendo o montante de R\$ 157.616 em contrapartida ao resultado operacional (deduções da receita bruta) e R\$ 43.363 ao resultado financeiro (receitas financeiras - nota explicativa nº 28). A Companhia já utilizou o montante de R\$ 183.948 na compensação de tributos federais.

8. Tributos e contribuições sociais diferidos

Imposto diferido é gerado por diferenças temporárias existentes na data do balanço entre os valores contábeis e bases fiscais de ativos e passivos.

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

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

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

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

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

8.1 Composição dos tributos e contribuições sociais diferidos

	Nota	2017	2016
Diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	8.2	1.977.987	1.499.645
Benefício fiscal do ágio incorporado	8.3	255.304	280.034
Total dos tributos e contribuições sociais diferidos		2.233.291	1.779.679

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

	Balanco Patrimonial		Resultado	
	2017	2016	2017	2016
Tributos diferidos ativos				
Provisão de benefício a empregados	283.995	297.196	(13.201)	(22.086)
Provisão para processos judiciais e outros	156.970	183.621	(26.651)	(4.975)
Provisão para processos judiciais e outros - acordo Eletrobras	509.707	-	509.707	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	84.536	109.605	(25.069)	14.045
Ajuste avaliação atuarial (outros resultados abrangentes)	836.016	839.126	-	-
Prejuízo fiscal/Base de cálculo negativa	158.732	86.541	72.191	32.634
Créditos tributários sobre ágio na incorporação	331.090	413.863	(82.773)	23.000
Diferença na taxa de depreciação/amortização	70.054	90.339	(20.285)	(98.686)
Alienação de imóvel	-	-	-	20.554
Provisão para fornecedores de materiais e serviços	18.397	13.890	4.507	(7.834)
Outros	17.458	19.535	(2.077)	(8.571)
Total dos tributos diferidos ativos	2.466.955	2.053.716	416.349	(51.919)
Tributos diferidos passivos:				
Reavaliação regulatória	(420.161)	(489.976)	69.815	55.680
Atualização monetária de depósitos judiciais	(53.138)	(48.878)	(4.260)	(5.635)
Outros	(15.669)	(15.217)	(452)	(147)
Total dos tributos diferidos passivos	(488.968)	(554.071)	65.103	49.898
Ativo fiscal diferido, líquido	1.977.987	1.499.645		
			481.452	(2.021)
Realização do benefício fiscal do ágio incorporado			(24.730)	-
Receita (despesa) de imposto de renda e contribuição social diferidos			456.722	(2.021)

8.3 Benefício fiscal do ágio incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal gerado pelas incorporações dos ágios das antigas controladoras AES Elpa S.A. ("AES Elpa") e Brasileira Participações S.A. ("Brasileira Participações"), oriundo da reorganização societária concluída em 30 de dezembro de 2016 realizada por meio das cisões parciais da Brasileira Participações e da AES Elpa, com a incorporação dos acervos cindidos pela Companhia e estão registrados de acordo com os conceitos das Instruções CVM nºs 319/99 e 349/01, conforme alterada.

A composição do saldo do benefício fiscal do ágio incorporado é como segue:

	2017			2016
	Ágio	Provisão	Valor líquido	Valor líquido
AES Elpa				
Saldos oriundos da incorporação	515.570	(340.275)	175.295	175.294
Amortização acumulada	(45.946)	30.324	(15.622)	-
Subtotal	469.624	(309.951)	159.673	175.294
Brasileira Participações				
Saldos oriundos da incorporação	308.058	(203.319)	104.739	104.740
Amortização acumulada	(26.788)	17.680	(9.108)	-
Subtotal	281.270	(185.639)	95.631	104.740
Total do benefício fiscal do ágio incorporado	750.894	(495.590)	255.304	280.034

O total do benefício fiscal incorporado pela Companhia como resultado do processo de Reorganização, concluído em dezembro de 2016, foi de R\$ 693.897, sendo composto pelos créditos tributários sobre ágio na incorporação no montante de R\$ 413.863 e pelo benefício fiscal do ágio incorporado no montante de R\$ 280.034. Desse benefício, R\$ 23.000 foram compartilhados com todos os acionistas da Companhia, afetando positivamente o resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2016, e R\$ 670.897 foram registrados em contrapartida à conta "Reserva especial de ágio", no patrimônio líquido (nota explicativa nº 21.4.2). Esse ativo fiscal diferido está sendo realizado até o final da concessão da Companhia.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

O montante de benefício fiscal já utilizado pela Companhia e, portanto, disponível para capitalização é de R\$ 13.288 em 31 de dezembro de 2017.

8.4 Movimentação dos saldos de tributos e contribuições sociais diferidos:

	2017	2016
Saldo inicial	1.779.679	703.330
Impacto no resultado	456.722	(2.021)
Impacto no patrimônio líquido (Ajuste de avaliação patrimonial)	-	(12.414)
Impacto no patrimônio líquido (Outros resultados abrangentes)	(3.110)	419.887
Impacto no patrimônio líquido (Reserva especial de ágio na incorporação)	-	670.897
Saldo final	2.233.291	1.779.679

8.5 Expectativa de realização:

Uso de estimativas:

Com base no estudo técnico de geração de lucros tributários futuros e estimativas da Administração, para o exercício findo de 31 de dezembro de 2017, a Companhia estima a realização dos tributos diferidos ativos nos seguintes exercícios:

Prazo de recuperação dos tributos diferidos ativos:	Tributos e contribuições sociais diferidos ativos	Benefício fiscal do ágio incorporado	Total
2018	109.194	24.730	133.924
2019	178.112	24.730	202.842
2020	217.726	24.730	242.456
2021	281.108	24.730	305.838
2022	224.781	24.730	249.511
2023-2028	1.456.034	131.654	1.587.688
	2.466.955	255.304	2.722.259

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

As premissas utilizadas nas projeções de resultados operacionais e financeiros e o potencial de crescimento da Companhia foram baseados nas expectativas de sua Administração em relação ao futuro da Companhia e não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimento. A Administração entende que a presente estimativa é consistente com o seu plano de negócio, à época da elaboração do estudo técnico, de forma que não é esperada nenhuma perda na realização desses créditos, e os ajustes decorrentes não têm sido significativos em relação aos exercícios anteriores.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
31 de dezembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

9. Outros ativos circulantes e não circulante

	Nota	2017	2016
CIRCULANTE			
Contribuição para o custeio do serviço de iluminação pública - COSIP		61.018	64.709
Cauções e depósitos vinculados	9.1	55.189	2.955
Valores a receber da alienação de bens e direitos		6.336	6.303
Bens e direitos destinados a alienação	9.2	3.286	-
Serviços prestados		2.239	3.187
Repasse CDE	9.3	68.646	198.281
Outros créditos - partes relacionadas	30.1	168	928
Adiantamentos		4.841	7.740
Ressarcimento - acordos bilaterais	9.4	41.029	-
Ressarcimento - acordos bilaterais - partes relacionadas	9.4/30.1	4.922	-
Conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias - CCRBT	9.5	59.767	-
Cobrança contratual - empreiteiras	9.6	7.560	-
Cobrança contratual - empreiteiras - partes relacionadas	9.6/30.1	803	-
Outros		31.015	10.591
Subtotal		346.819	294.694
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa - serviços prestados	6	(626)	(227)
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa - outros créditos	6	(2.759)	(2.628)
Total		343.434	291.839
NÃO CIRCULANTE			
Valores a receber da alienação de bens e direitos		447	3.129
Bens e direitos destinados à alienação	9.2	-	40.572
Financiamento à CESP		7.163	7.057
Cauções contratuais - venda de imóveis		13.439	12.315
Ressarcimento - acordos bilaterais	9.4	3.231	-
Ressarcimento - acordos bilaterais - partes relacionadas	9.4/30.1	411	-
Cobrança contratual - empreiteiras	9.6	7.841	-
Cobrança contratual - empreiteiras - partes relacionadas	9.6/30.1	670	-
Seguro garantia judicial		11.793	-
Outros		1.767	6.416
Total		46.762	69.489

- 9.1** A Companhia deve disponibilizar em conta bancária específica, um dia útil antes do vencimento, o montante a pagar aos fornecedores de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs. Em 28 de dezembro de 2017, a Companhia disponibilizou o montante de R\$ 54.141, relacionado às faturas com vencimento em 31 de dezembro de 2017. A efetivação do pagamento, para esse vencimento, ocorreu no início de janeiro de 2018.
- 9.2** A Companhia reavaliou o saldo de bens e direitos destinados a alienação e identificou terrenos que, mesmo com os esforços de venda mantidos, possuem a expectativa de realização superior a 3 anos. Desta forma, a Companhia reclassificou o montante de R\$ 32.000 para a rubrica de investimentos. A classificação para bens e direitos destinados a alienação somente ocorrerá mediante premissas mais consistentes, como assinatura de compromisso de compra e venda. O montante de R\$ 3.286 foi reclassificado para o ativo circulante referente aos ativos que já possuem compromisso de venda assinados. A Companhia entende que essa reclassificação possibilita uma análise mais objetiva sobre as alienações de imóveis.
- 9.3** Conforme homologado pela ANEEL no Reajuste Tarifário de 2017, a Companhia efetuou a compensação dos créditos de repasse CDE - Descontos na tarifa no montante de R\$ 252.498, com os encargos a pagar de CDE (nota explicativa nº 19), relativo às competências de abril de 2016 a março de 2017. Vale ressaltar que a compensação financeira é realizada mensalmente desde 2015, quando a Companhia obteve liminar judicial sobre a matéria. Contudo, a Companhia registra contabilmente essa compensação somente após a homologação da ANEEL, a cada processo tarifário. A partir da

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

competência de abril de 2017, os repasses da CDE são de responsabilidade da CCEE, conforme determinado no despacho ANEEL nº 1.079, de 18 de abril de 2017. O saldo de R\$ 68.646 compreende R\$ 7.187 cujo recebimento será no próximo reajuste tarifário a partir de julho de 2018 e o valor de R\$ 61.459 compreende as competências de novembro e dezembro de 2017, cujo recebimento ocorreu em fevereiro de 2018.

- 9.4** Referem-se aos ressarcimentos de geradores que firmaram acordos bilaterais com a Companhia para redução de contratos, em conformidade à Resolução Normativa ANEEL nº 711 de 2016. Esses valores consistem nas compensações financeiras efetuadas pelos geradores, pelo ônus tarifário que a Companhia assume quando da homologação dos acordos bilaterais. Os recebimentos são realizados em parcelas mensais e consecutivas, corrigidas pela SELIC, com prazo de recebimento até janeiro de 2019 (nota explicativa nº 23).
- 9.5** Refere-se ao montante a receber da CCRBT da competência de novembro, recebido em janeiro de 2018 e dezembro de 2017, recebido em fevereiro de 2018 (nota explicativa nº 23).
- 9.6** Refere-se ao valor a receber de empreiteiras devido às faltas de materiais identificadas nos inventários realizados nos depósitos das mesmas. Os contratos firmados com estas empresas definem, em cláusula específica, que as mesmas são a “Fiel Depositária” dos materiais e as faltas identificadas nos processos de inventário devem ser ressarcidas à Companhia. Os valores a receber serão parcelados (média de 24 parcelas) com o primeiro vencimento a partir de fevereiro de 2018. Os valores serão corrigidos mensalmente pela Selic. Os valores reconhecidos em 2017 foram registrados em recuperação de despesas - outras despesas operacionais (nota explicativa nº 27).

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

Características do contrato de concessão da Companhia

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

Ao término do prazo de vigência do contrato de concessão, os bens e instalações vinculados à distribuição de energia elétrica passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados ainda não depreciados/amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, apurada através de fiscalização do próprio órgão regulador.

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

Em 3 de maio de 2010, foi assinado o Segundo Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998 - ANEEL entre a Companhia e a União Federal, cujo objeto foi a alteração dos procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais,

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da “Parcela A” da Receita Anual da Concessionária, na forma das alterações efetuadas na redação da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL.

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

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

O reajuste tarifário da Companhia ocorre no dia 4 de julho de cada ano e a revisão tarifária periódica, ocorre na mesma data a cada 4 anos, sendo a próxima em 4 de julho de 2019.

Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo estes ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Poder Concedente.

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

A reavaliação regulatória compulsória é valorada de acordo com o laudo da base de remuneração regulatória elaborado pela Companhia e homologado pela ANEEL na ocasião da Revisão Tarifária Ordinária. O valor contabilizado foi apurado pela diferença entre o valor contábil e o valor novo de reposição (VNR) do ativo imobilizado em serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada e índices de aproveitamento, em decorrência do 4º ciclo de Revisão Tarifária da Companhia, ocorrido em julho de 2015. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo da reavaliação regulatória compulsória registrada, correspondente ao 4º ciclo de Revisão Tarifária, é de R\$ 1.235.767 (R\$ 1.441.107 em 31 de dezembro de 2016). A reserva de reavaliação é realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social diferidos.

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

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

A Companhia agrega, mensalmente, ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o item do imobilizado ao qual foram incorporados. Os juros foram capitalizados (nota explicativa nº 28) a uma taxa média de 12,8% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (17% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2016), sobre os ativos imobilizados qualificáveis.

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

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

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

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

Para fins da contabilidade societária, a Lei nº 11.638/2007 permitiu a manutenção dos saldos de reservas de reavaliação existentes em 31 de dezembro de 2007 até a sua efetiva realização. A reavaliação compulsória foi estabelecida pela ANEEL.

Redução ao valor recuperável

Uso de estimativas:

A Companhia avalia trimestralmente eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Caso exista um indicador de perda de valor recuperável, o teste é realizado na data identificada. Para os ativos intangíveis ainda não disponíveis para uso, a Companhia efetua o teste anualmente.

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

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado com base no WACC regulatório. Os fluxos de caixa derivam do orçamento de curto prazo e das projeções de longo prazo, correspondentes ao período da concessão e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como os recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

Uma perda é reconhecida, na demonstração do resultado, pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapassa seu valor recuperável.

O teste de recuperação dos ativos intangíveis da Companhia não resultou na necessidade de reconhecimento de perdas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, em face de que o valor recuperável excede o seu valor contábil na data da avaliação.

Eletropaulo

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

10.1 A composição e movimentação do imobilizado é como segue:

	Valor bruto em 31.12.2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Valor bruto em 31.12.2017	Adições líquidas (A)+(B)+(C)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31.12.2017	Valor líquido em 31.12.2016
Ativo Imobilizado em Serviço									
Distribuição	21.424.254	39.281	(742.746)	1.054.558	21.775.347	351.093	(13.635.621)	8.139.726	7.703.456
Terrenos	401.635	-	(8.585)	10.000	403.050	1.415	-	403.050	401.635
Edifícios, obras civis e benfeitorias	522.567	924	(763)	20.746	543.474	20.907	(365.495)	177.979	170.773
Máquinas e equipamentos	20.300.745	12.477	(722.367)	1.015.001	20.605.856	305.111	(13.144.735)	7.461.121	7.037.020
Veículos	182.408	22.855	(7.777)	7.419	204.905	22.497	(115.161)	89.744	88.280
Móveis e utensílios	16.899	3.025	(3.254)	1.392	18.062	1.163	(10.230)	7.832	5.748
Administração	203.861	-	(1.312)	11.831	214.380	10.519	(101.465)	112.915	112.617
Terrenos	599	-	-	-	599	-	-	599	599
Edifícios, obras civis e benfeitorias	77.387	-	(209)	129	77.307	(80)	(39.308)	37.999	39.906
Máquinas e equipamentos	97.409	-	(418)	10.386	107.377	9.968	(45.129)	62.248	60.074
Veículos	2.064	-	-	-	2.064	-	(599)	1.465	1.653
Móveis e utensílios	26.402	-	(685)	1.316	27.033	631	(16.429)	10.604	10.385
Subtotal	21.628.115	39.281	(744.058)	1.066.389	21.989.727	361.612	(13.737.086)	8.252.641	7.816.073
Ativo Imobilizado em Curso									
Distribuição	681.672	1.060.836	-	(1.051.102)	691.406	9.734	-	691.406	681.672
Máquinas e equipamentos	449.193	944.323	-	(1.013.691)	379.825	(69.368)	-	379.825	449.193
Estoque	189.886	78.542	-	-	268.428	78.542	-	268.428	189.886
Terrenos	22.969	7.429	-	(10.052)	20.346	(2.623)	-	20.346	22.969
Edificações	16.404	19.122	-	(19.058)	16.468	64	-	16.468	16.404
Veículos	3.059	9.155	-	(7.238)	4.976	1.917	-	4.976	3.059
Móveis e utensílios	161	2.265	-	(1.063)	1.363	1.202	-	1.363	161
Administração	28.490	7.856	-	(21.380)	14.966	(13.524)	-	14.966	28.490
Máquinas e equipamentos	22.318	6.108	-	(18.897)	9.529	(12.789)	-	9.529	22.318
Outros	6.172	1.748	-	(2.483)	5.437	(735)	-	5.437	6.172
Subtotal	710.162	1.068.692	-	(1.072.482)	706.372	(3.790)	-	706.372	710.162
Total do Ativo Imobilizado	22.338.277	1.107.973	(744.058)	(6.093)	22.696.099	357.822	(13.737.086)	8.959.013	8.526.235

Eletropaulo

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

	Valor bruto em 31.12.2015	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros (D)	Valor bruto em 31/12/2016	Adições líquidas (A)+(B)+(C)+(D)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31.12.2016	Valor líquido em 31.12.2015
Ativo Imobilizado em Serviço											
Distribuição	21.594.240	57.044	(417.071)	572.798	(382.757)	-	21.424.254	212.771	(13.720.798)	7.703.456	7.671.565
Terrenos	281.797	-	-	2	119.836	-	401.635	2	-	401.635	281.797
Edifícios, obras civis e benfeitorias	411.377	38	(548)	11.301	100.407	(8)	522.567	10.783	(351.794)	170.773	152.508
Máquinas e equipamentos	20.740.040	12.513	(392.632)	555.068	(614.252)	8	20.300.745	174.957	(13.263.725)	7.037.020	7.174.969
Veículos	143.441	38.154	(18.805)	6.066	13.552	-	182.408	25.415	(94.128)	88.280	60.511
Móveis e utensílios	17.585	6.339	(5.086)	361	(2.300)	-	16.899	1.614	(11.151)	5.748	1.780
Administração	195.956	-	(8.192)	16.464	(367)	-	203.861	8.272	(91.244)	112.617	83.111
Terrenos	(6.765)	-	-	-	7.364	-	599	-	-	599	(6.765)
Edifícios, obras civis e benfeitorias	42.381	-	(11)	88	34.929	-	77.387	77	(37.481)	39.906	35.951
Máquinas e equipamentos	134.900	-	(8.170)	16.293	(45.614)	-	97.409	8.123	(37.335)	60.074	41.068
Veículos	1.961	-	-	2	101	-	2.064	2	(411)	1.653	1.743
Móveis e utensílios	23.479	-	(11)	81	2.853	-	26.402	70	(16.017)	10.385	11.114
Subtotal	21.790.196	57.044	(425.263)	589.262	(383.124)	-	21.628.115	221.043	(13.812.042)	7.816.073	7.754.676
Ativo Imobilizado em Curso											
Distribuição	442.357	809.696	-	(570.381)	-	-	681.672	239.315	-	681.672	442.357
Máquinas e equipamentos	292.572	714.805	-	(558.184)	-	-	449.193	156.621	-	449.193	292.572
Estoque	124.724	65.162	-	-	-	-	189.886	65.162	-	189.886	124.724
Terrenos	15.066	7.903	-	-	-	-	22.969	7.903	-	22.969	15.066
Edificações	8.538	13.802	-	(5.936)	-	-	16.404	7.866	-	16.404	8.538
Veículos	1.131	7.832	-	(5.904)	-	-	3.059	1.928	-	3.059	1.131
Móveis e utensílios	326	192	-	(357)	-	-	161	(165)	-	161	326
Administração	26.132	19.900	-	(17.542)	-	-	28.490	2.358	-	28.490	26.132
Máquinas e equipamentos	24.154	14.016	-	(15.852)	-	-	22.318	(1.836)	-	22.318	24.154
Outros	1.978	5.884	-	(1.690)	-	-	6.172	4.194	-	6.172	1.978
Subtotal	468.489	829.596	-	(587.923)	-	-	710.162	241.673	-	710.162	468.489
Total do Ativo Imobilizado	22.258.685	886.640	(425.263)	1.339	(383.124)	-	22.338.277	462.716	(13.812.042)	8.526.235	8.223.165

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

10.2 A composição e movimentação do intangível é como segue:

	Valor bruto em 31.12.2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Valor bruto em 31.12.2017	Adições líquidas (A)+(B)+(C)+(D)	Amortização acumulada	Valor líquido em 31.12.2017	Valor líquido em 31.12.2016
Ativo Intangível em Serviço									
<u>Distribuição</u>	575.423	-	(1.823)	560	574.160	(1.263)	(484.764)	89.396	99.168
Servidões	69.776	-	(438)	560	69.898	122	-	69.898	69.776
Softwares	505.647	-	(1.385)	-	504.262	(1.385)	(484.764)	19.498	29.392
<u>Administração</u>	258.025	-	-	58.692	316.717	58.692	(207.646)	109.071	83.308
Softwares	258.025	-	-	58.692	316.717	58.692	(207.646)	109.071	83.308
<u>Subtotal</u>	833.448	-	(1.823)	59.252	890.877	57.429	(692.410)	198.467	182.476
Ativo Intangível em Curso									
<u>Distribuição</u>	15.503	2.212	-	(984)	16.731	1.228	-	16.731	15.503
Servidões	11.843	1.173	-	(508)	12.508	665	-	12.508	11.843
Software	3.660	1.039	-	(476)	4.223	563	-	4.223	3.660
<u>Administração</u>	54.570	42.640	-	(52.175)	45.035	(9.535)	-	45.035	54.570
Servidões	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Software	54.570	42.640	-	(52.175)	45.035	(9.535)	-	45.035	54.570
<u>Subtotal</u>	70.073	44.852	-	(53.159)	61.766	(8.307)	-	61.766	70.073
<u>Total do Ativo Intangível</u>	903.521	44.852	(1.823)	6.093	952.643	49.122	(692.410)	260.233	252.549

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

	Valor bruto em 31.12.2015	Adições (A)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros (D)	Valor bruto em 31.12.2016	Adições líquidas (A)+(B)+(C)+(D)	Amortização acumulada	Valor líquido em 31.12.2016	Valor líquido em 31.12.2015
Ativo Intangível em Serviço										
Distribuição	451.853	-	22.648	100.922	-	575.423	22.660	(476.255)	99.168	67.264
Servidões	57.016	-	1.743	11.017	-	69.776	1.743	-	69.776	57.016
Softwares	394.837	-	20.893	89.905	12	505.647	20.905	(476.255)	29.392	10.248
Outros	-	-	12	-	(12)	-	12	-	-	-
Administração	134.201	-	81.102	42.722	-	258.025	81.102	(174.717)	83.308	20.187
Softwares	134.201	-	81.102	42.722	-	258.025	81.102	(174.717)	83.308	20.187
Subtotal	586.054	-	103.750	143.644	-	833.448	103.762	(650.972)	182.476	87.451
Ativo Intangível em Curso										
Distribuição	32.350	5.801	(22.648)	-	-	15.503	(16.847)	-	15.503	32.350
Servidões	25.602	4.196	(17.955)	-	-	11.843	(13.759)	-	11.843	25.602
Software	6.748	1.605	(4.693)	-	-	3.660	(3.088)	-	3.660	6.748
Administração	102.437	34.574	(82.441)	-	-	54.570	(47.867)	-	54.570	102.437
Software	102.437	34.574	(82.441)	-	-	54.570	(47.867)	-	54.570	102.437
Subtotal	134.787	40.375	(105.089)	-	-	70.073	(64.714)	-	70.073	134.787
Total do Ativo Intangível	720.841	40.375	(1.339)	143.644	-	903.521	39.048	(650.972)	252.549	222.238

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

Os montantes registrados como Reavaliação referem-se aos ajustes e complementos realizados em agosto de 2016, decorrentes do laudo final da Base de Remuneração Regulatória do 4CRTP, a fim de registrar os saldos pertinentes e adequar a abertura por classe de ativo imobilizado e intangível. Os impactos são resumidos como segue:

	Valor líquido em 31.12.2016
Reavaliação registrada no ativo imobilizado bruto	(383.124)
Reavaliação registrada no ativo intangível bruto	143.644
Reavaliação registrada em depreciação e amortização acumulada	275.993
Impacto no patrimônio líquido (Ajustes de avaliação patrimonial)	36.513

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

Nota	Valor bruto em 31.12.2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Valor bruto em 31.12.2017	Adições líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	20.300.745	12.477	(722.367)	1.015.001	20.605.856	305.111
Distribuição:						
Transformador de distribuição	1.061.629	-	(50.417)	73.130	1.084.342	22.713
Medidor	1.247.620	-	(255.994)	130.070	1.121.696	(125.924)
Redes média tensão (2,3 KV a 44 KV)	7.037.661	-	(374.990)	589.364	7.252.035	214.374
Redes alta tensão (88 KV a 138 KV)	2.310.415	-	(102)	84.645	2.394.958	84.543
Subestações média tensão (primário 30 KV a 44 KV)	48.806	-	(4.015)	240	45.031	(3.775)
Subestações alta tensão (primário 88 KV a 138 KV)	2.769.584	-	(35.645)	81.494	2.815.433	45.849
Demais máquinas e equipamentos	5.825.030	12.477	(1.204)	56.058	5.892.361	67.331
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(2.415.133)	-	-	(85.768)	(2.500.900)	(85.767)
Participações, doações, subvenções, PEE, P&D, universalização	(975.644)	-	-	(67.203)	(1.042.847)	(67.203)
Outros	(1.439.489)	-	-	(18.565)	(1.458.053)	(18.564)
Originadas da Receita:	(1.439.489)	-	-	(18.565)	(1.458.053)	(18.564)
Untrapassagem de demanda	(102.237)	-	-	-	(102.237)	-
Excedente de reativos	(259.805)	-	-	-	(259.805)	-
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-
Outros	(1.077.447)	-	-	(18.564)	(1.096.011)	(18.564)

Nota	Valor bruto em 31.12.2015	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros (D)	Valor bruto em 31.12.2016	Adições líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	20.740.040	12.513	(392.632)	555.068	(614.252)	8	20.300.745	174.949
Distribuição:								
Transformador de distribuição	1.125.247	-	(32.610)	71.934	(102.942)	-	1.061.629	39.324
Medidor	1.293.330	-	(64.511)	98.259	(79.458)	-	1.247.620	33.748
Redes média tensão (2,3 KV a 44 KV)	7.207.408	-	(195.782)	307.059	(281.024)	-	7.037.661	111.277
Redes alta tensão (88 KV a 138 KV)	2.430.177	-	(63.265)	5.489	(61.986)	-	2.310.415	(57.776)
Subestações média tensão (primário 30 KV a 44 KV)	50.807	-	(234)	150	(1.917)	-	48.806	(84)
Subestações alta tensão (primário 88 KV a 138 KV)	2.815.066	-	(32.655)	53.383	(66.210)	-	2.769.584	20.728
Demais máquinas e equipamentos	5.818.005	12.513	(3.575)	18.794	(20.715)	8	5.825.030	27.732
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(2.349.433)	-	-	(65.700)	-	-	(2.415.133)	(65.700)
Participações, doações, subvenções, PEE, P&D, universalização	(935.114)	-	-	(40.530)	-	-	(975.644)	(40.530)
Outros	(1.414.319)	-	-	(25.170)	-	-	(1.439.489)	(25.170)
Originadas da Receita:	(1.414.319)	-	-	(25.170)	-	-	(1.439.489)	(25.170)
Untrapassagem de demanda	(102.237)	-	-	-	-	-	(102.237)	-
Excedente de reativos	(259.805)	-	-	-	-	-	(259.805)	-
Outros	(1.052.277)	-	-	(25.170)	-	-	(1.077.447)	(25.170)

10.3.1 O montante de R\$ 12.477 e R\$ 12.513 adicionado diretamente no ativo imobilizado em serviço refere-se ao ajuste a valor presente sobre os créditos de ICMS originados nas compras para o ativo imobilizado.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

10.3.2 Do montante de R\$ 1.096.011 identificado como “Outros”, R\$ 1.023.163 refere-se à reavaliações de obrigações especiais registradas em exercícios anteriores.

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

	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2017		2016
		Valor Bruto	Depreciação e amortização acumulada	Valor líquido
Em serviço:				
Distribuição	3,83%	22.349.507	(14.120.385)	8.229.122
Custo histórico		12.657.667	(6.214.270)	6.443.397
Reavaliação		9.691.840	(7.906.115)	1.785.725
Administração	4,64%	531.097	(309.111)	221.986
Custo histórico		458.105	(250.583)	207.522
Reavaliação		72.992	(58.528)	14.464
Bens e atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	26,09%	4.644	(3.776)	868
Custo histórico		4.644	(3.776)	868
Total em serviço		22.885.248	(14.433.272)	8.451.976
Em curso:				
Distribuição		708.137	-	708.137
Administração		60.001	-	60.001
Total em curso		768.138	-	768.138
Total: em serviço + em curso		23.653.386	(14.433.272)	9.220.114

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

	Material / equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Juros capitalizados	Outros gastos	Valor bruto em 31.12.2017
Em curso						
Terrenos	1	1.198	238	(344)	6.336	7.429
Edificações, obras civis e benfeitorias	90	19.624	40	183	28	19.965
Máquinas e equipamentos	477.904	349.581	92.471	12.295	18.181	950.432
Móveis e utensílios	2.771	390	-	(2)	12	3.171
Transformação, fabricação e reparo de materiais	5.363	-	-	-	-	5.363
Material em depósito	79.356	-	-	-	-	79.356
Compras em andamento	2.230	-	-	-	-	2.230
Outros	9.124	39.240	4.742	(240)	(7.268)	45.598
Total do imobilizado em curso	576.839	410.033	97.491	11.892	17.289	1.113.544

	Material / equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Juros capitalizados	Outros gastos	Valor bruto em 31.12.2016
Em curso						
Terrenos	-	402	39	554	6.908	7.903
Edificações, obras civis e benfeitorias	232	16.721	507	733	5	18.198
Máquinas e equipamentos	393.446	245.310	74.005	11.947	4.113	728.821
Móveis e utensílios	1.387	10	-	(6)	-	1.391
Transformação, fabricação e reparo de materiais	(141)	-	-	-	-	(141)
Material em depósito	72.770	-	-	-	-	72.770
Compras em andamento	2.274	-	-	-	-	2.274
Outros	(1.694)	24.833	3.695	11.095	826	38.755
Total do imobilizado em curso	468.274	287.276	78.246	24.323	11.852	869.971

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

	Descrição do bem	R\$ mil
1.	Indicador de Falta TECSYS 33mm	17.691
2.	Banco Dutos Backfill 3 dutos plast 150mm	15.855
3.	Condutor AL isolado-XLPE 800mm ² monof	15.385
4.	Modulo concentradora transmissão de dado	10.203
5.	Condutor AL isolado-XLPE 1000mm ² monof	9.785
6.	Banco dutos backfill 6 dutos plast 150mm	8.834
7.	Condutor AL isolado-XLPE 400mm ² monof	6.773
8.	Condutor AL isolado-XLPE 500mm ² monof	6.241
9.	Equip Geral Inform Palm Top	5.636
10.	Banco Dutos Terra 12 Dutos Plast 200MM	4.671

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

	Descrição do bem	R\$ mil
1.	Poste circular concreto 10,5 m 600dan	(8.096)
2.	Condutor cu isolado-xlpe 500mm ² monof	(6.827)
3.	Poste circular concreto 10,5 m 400 dan	(6.336)
4.	Medidor eletromecânico energia bif n/a s/mod s/mod	(6.044)
5.	Condutor cu isolado-pvc 6mm ² monof	(5.971)
6.	Condutor cu isolado-pvc 6mm ² monof	(4.165)
7.	Med eletromecânico ener mono/unip n/a s/mod s/mod	(4.145)
8.	Poste circular concreto 10,5 m 600dan	(4.132)
9.	Medidor eletr energia mono/unip outros s/mod s/mod	(3.324)
10.	Poste circular concreto 12 m 600 dan	(3.277)

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

	Descrição do bem	R\$ mil
1.	Desenvolv e Implement do Sistema POWER ON e INSIGH	30.797
2.	Lic SAP CCS-SAP Sales Mgmt a. Cust. Serv.E 8.000 L	3.064
3.	Lic SAP CCS-SAP Bill-To-Cash Mgmt f.Energy 8.000 L	3.064
4.	Lic SAP CCS-SAP Meter Admin a.Oper.f.En. 8.000 LIC	3.064
5.	LICENÇA DE SOFTWARE OMS	2.548

11. Ativo e passivo financeiro setorial

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

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

Eletropaulo

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

A composição, movimentação dos saldos e a composição por ciclo tarifário estão demonstradas da seguinte forma:

	Nota	Saldo em 31.12.2016	Adição	Amortização	Recebimento Bandeiras tarifárias (i)	Remuneração	Reclassificações (ii)	Saldo em 31.12.2017	Valores em constituição	Valores em amortização	Circulante	Não Circulante
Ativos Financeiros Setoriais												
CVA Ativa		1.332.490	2.436.971	(1.167.882)	(949.517)	95.878	23.405	1.771.345	1.522.334	249.011	1.010.178	761.167
Custos de Aquisição de Energia - (CVA energ)	11.4	-	1.947.203	32.786	(949.517)	25.703	158.036	1.214.211	1.132.478	81.733	647.972	566.239
Custos de energia de Itaipu		995.438	424.409	(875.407)		55.787	(119.455)	480.772	331.505	149.267	315.019	165.753
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		24.909	(3.603)	(24.400)		862	2.896	664	-	664	664	-
Transporte de energia pela rede básica		29.703	56.040	(27.651)		3.224	-	61.316	46.602	14.714	38.015	23.301
Transporte de energia elétrica - Itaipu		5.774	12.922	(4.926)		612	-	14.382	11.749	2.633	8.508	5.874
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		276.666	-	(268.284)		9.690	(18.072)	-	-	-	-	-
Demais ativos financeiros setoriais		425.622	269.481	(388.407)	-	22.808	(45.594)	283.910	-	283.910	283.910	-
Neutralidade da Parcela A		200.408	84.613	(196.992)		7.050	(693)	94.386	-	94.386	94.386	-
Sobrecontratação de energia		223.324	9.738	(122.608)		12.736	(582)	122.608	-	122.608	122.608	-
Devolução do ajuste tarifário de Angra III - Outros	11.3	-	175.130	(66.917)		3.022	(44.319)	66.916	-	66.916	66.916	-
Outros		1.890	-	(1.890)		-	-	-	-	-	-	-
Total Ativos Financeiros Setoriais		1.758.112	2.706.452	(1.556.289)	(949.517)	118.686	(22.189)	2.055.255	1.522.334	532.921	1.294.088	761.167
Passivos Financeiros Setoriais												
CVA Passiva		1.210.082	1.218.683	(1.207.566)	26.882	134.303	63.356	1.445.740	763.334	682.406	1.075.356	370.384
Custos de Aquisição de Energia - (CVA energ)	11.4	581.210	179.802	(680.242)	26.882	62.585	82.895	253.132	22.567	230.565	253.132	-
Custos de energia de Itaipu		17.262	10.577	(9.773)		1.786	(9.825)	10.027	-	10.027	10.027	-
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		301	18.363	(11.660)		1.419	2.896	11.319	365	10.954	11.137	182
Encargos de Serviços de Sistema - ESS	11.6	376.737	759.436	(282.270)		37.692	(44.319)	847.276	621.871	225.405	536.339	310.937
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		234.572	250.505	(223.621)		30.821	31.709	323.986	118.531	205.455	264.721	59.265
Demais passivos financeiros setoriais		816.689	412.763	(489.869)	-	50.568	(85.545)	704.606	688.698	15.908	200.444	504.162
Neutralidade da Parcela A		-	2.309	-		23	(693)	1.639	1.639	-	820	819
Sobrecontratação de energia		126.849	102.076	(126.849)		3.630	-	105.706	105.706	-	52.853	52.853
Revisão Tarifária Extraordinária - RN ANEEL 1.858/2015 - Devolução tarifária		416.222	-	(347.110)		15.740	(84.852)	-	-	-	-	-
Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos - 4CRTP (*) - Devolução tarifária	11.1	206.142	88.760	-		24.724	-	319.626	319.626	-	-	319.626
Fator Xq - Devolução tarifária	11.2	61.333	(55.733)	-		(5.600)	-	-	-	-	-	-
Risco hidrológico - Outros	11.5	-	226.608	-		3.408	-	230.016	230.016	-	115.008	115.008
Outros		6.143	48.743	(15.910)		8.643	-	47.619	31.711	15.908	31.763	15.856
Total Passivos Financeiros Setoriais		2.026.771	1.631.446	(1.697.435)	26.882	184.871	(22.189)	2.150.346	1.452.032	698.314	1.275.800	874.546
Ativo (passivo) financeiro setorial, líquido		(268.659)	1.075.006	141.146	(976.399)	(66.185)	-	(95.091)	70.302	(165.393)	18.288	(113.379)

- (i) O montante de R\$ 976.399 contempla o recebimento das bandeiras tarifárias da competência de dezembro de 2016, que foi registrado no passivo financeiro setorial somente em janeiro de 2017, quando da homologação pela ANEEL, e as competências de janeiro a dezembro de 2017 (nota explicativa nº 23).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

Nota	Saldo em 31.12.2015	Adição	Amortização	Recebimento Bandeiras tarifárias (i)	Remuneração	Reclassificações (ii)	Saldo em 31.12.2016	Valores em constituição	Valores em amortização	Circulante	Não Circulante
Ativos Financeiros Setoriais											
CVA Ativa	3.055.225	385.062	(2.153.892)	(260.255)	297.490	8.861	1.332.491	206.078	1.126.413	1.229.452	103.039
Custos de Aquisição de Energia - (CVA energ)	761.625	(2.305)	(696.549)	-	20.850	(83.621)	-	-	-	-	-
Custos de energia de Itaipu	1.142.960	518.091	(844.950)	-	194.804	(15.466)	995.439	185.225	810.214	902.826	92.613
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA	209	44.170	(23.713)	-	4.429	(186)	24.909	755	24.154	24.532	377
Transporte de energia pela rede básica	33.219	21.178	(27.970)	-	3.276	-	29.703	16.958	12.745	21.224	8.479
Transporte de energia elétrica - Itaipu	7.183	4.319	(6.412)	-	684	-	5.774	3.140	2.634	4.204	1.570
Encargos de Serviços de Sistema - ESS	34.848	165.886	-	(260.255)	(2.662)	62.183	-	-	-	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.075.181	(366.277)	(554.298)	-	76.109	45.951	276.666	-	276.666	276.666	-
Demais ativos financeiros setoriais	132.580	415.485	(114.536)	-	25.103	(33.011)	425.621	321.126	104.495	265.165	160.456
Neutralidade da Parcela A	112.432	190.386	(112.647)	-	10.236	-	200.407	97.802	102.605	151.507	48.900
Sobrecontratação de energia	-	222.602	-	-	14.603	(13.881)	223.324	223.324	-	111.768	111.556
Outros	20.148	2.497	(1.889)	-	264	(19.130)	1.890	-	1.890	1.890	-
Total Ativos Financeiros Setoriais	3.187.805	800.547	(2.268.428)	(260.255)	322.593	(24.150)	1.758.112	527.204	1.230.908	1.494.617	263.495

Nota	Saldo em 31.12.2015	Adição	Amortização	Recebimento Bandeiras tarifárias	Remuneração	Reclassificações	Saldo em 31.12.2016	Valores em constituição	Valores em amortização	Circulante	Não Circulante
Passivos Financeiros Setoriais											
CVA Passiva	477.861	1.065.154	(768.145)	236.896	128.474	69.842	1.210.082	645.093	564.989	889.578	320.504
Custos de Aquisição de Energia - (CVA energ)	211.726	580.417	(456.862)	227.700	97.727	(79.498)	581.210	96.103	485.107	535.200	46.010
Custos de energia de Itaipu	595	22.358	(595)	-	1.179	(6.275)	17.262	17.262	-	8.631	8.631
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA	6.073	-	(5.759)	-	173	(186)	301	-	301	301	-
Encargos de Serviços de Sistema - ESS	259.467	323.152	(294.029)	9.196	16.768	62.183	376.737	308.056	68.681	222.710	154.027
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	139.227	(10.900)	-	12.627	93.618	234.572	223.672	10.900	122.736	111.836
Demais passivos financeiros setoriais	1.369.044	315.673	(945.347)	-	146.144	(68.825)	816.689	273.618	543.071	560.796	255.893
Sobrecontratação de energia	270.812	219.897	(366.261)	-	21.748	(19.347)	126.849	-	126.849	126.849	-
Revisão Tarifária Extraordinária - RN ANEEL 1.858/2015	952.454	(12)	(579.036)	-	98.331	(55.515)	416.222	-	416.222	416.222	-
Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos - 4CRTP (*)	87.629	92.317	-	-	26.196	-	206.142	206.142	-	-	206.142
Fator Xq - Devolução tarifária	58.100	(2.367)	-	-	(437)	6.037	61.333	61.333	-	14.654	46.679
Outros	49	5.838	(50)	-	306	-	6.143	6.143	-	3.071	3.072
Total Passivos Financeiros Setoriais	1.846.905	1.380.827	(1.713.492)	236.896	274.618	1.017	2.026.771	918.711	1.108.060	1.450.374	576.397
Ativo (passivo) financeiro setorial, líquido	1.340.900	(580.280)	(554.936)	(497.151)	47.975	(25.167)	(268.659)	(391.507)	122.848	44.243	(312.902)

11.1 Referem-se às receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos auferidas a partir do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP). Este montante será subtraído da Parcela B na próxima revisão tarifária da Companhia.

11.2 No final de 2015, a Companhia constatou inconsistências na apuração dos seus indicadores de continuidade DEC e FEC no período compreendido entre 2011 e maio de 2015, havendo a necessidade de reproprocessamento destes indicadores e alteração dos valores globais de DEC e FEC anteriormente informados ao órgão regulador. Como consequência, a Companhia registrou uma provisão de devolução tarifária do Fator Xq, entendendo que esse reproprocessamento resultasse no recálculo do componente do Fator Xq, tal como já havia ocorrido com outras distribuidoras até o momento.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

No entanto, conforme homologado no Reajuste Tarifário de 2017, a solicitação da Companhia para o recálculo do componente do Fator Xq não foi aprovada pela ANEEL. O recálculo do componente do Fator Xq, motivado pelo reprocessamento dos indicadores DEC e FEC, estava explicitamente determinado para as distribuidoras que estão no 3º ciclo de revisão. Para as distribuidoras que estão no 4º ciclo de revisão tarifária, como é o caso da Companhia, não há determinação explícita no Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET) sobre o recálculo do Fator Xq. Em 27 de junho de 2017, a decisão da Diretoria da ANEEL foi por não recalculer o Fator Xq. Dessa forma, a Companhia reverteu o montante de R\$ 61.333 provisionado em 31 de dezembro de 2016.

- 11.3 Em 28 de março de 2017, a ANEEL decidiu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.214/2017, republicar as tarifas de energia das distribuidoras, com o objetivo de excluir da cobertura tarifária relativa ao Encargo de Energia de Reserva (EER) os custos correspondentes à contratação da usina de Angra III no ano de 2016.

O procedimento de devolução foi implementado em duas etapas. Na primeira etapa, válida para o consumo de energia elétrica no mês de abril de 2017, além da exclusão da tarifa dos custos de Angra III no mês, houve também a reversão do montante de custos da usina de Angra III incluídos nas tarifas vigentes desde o processo tarifário anterior, atualizado pela SELIC. Na segunda etapa, válida de 01 de maio de 2017 até o Reajuste Tarifário de 2017 (4 de julho de 2017), foram excluídos da tarifa os custos da usina de Angra III, sem efeitos retroativos. Como os custos previstos da usina de Angra III não integraram os montantes de EER cobrados das distribuidoras, mas foi prevista cobertura tarifária no último Reajuste Tarifário, a Companhia constituiu um passivo financeiro setorial referente a estes montantes.

Com a devolução tarifária antecipada dos custos de Angra III, a Companhia teve como contrapartida o registro de um ativo financeiro setorial no mesmo montante do passivo financeiro setorial anteriormente registrado, não gerando, portanto, efeitos em seu resultado. Os efeitos da devolução tarifária de abril de 2017 retroativos desde o Reajuste Tarifário de 2016 foram incluídos nas tarifas homologadas pela ANEEL no Reajuste Tarifário de 2017 da Companhia.

- 11.4 Diante de uma condição hidrológica desfavorável desde julho de 2017, houve menor geração hídrica, e com isso o maior despacho de usinas térmicas, aumentando o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) e impactando no nível de rebaixamento da garantia física das usinas hidrelétricas. Para as distribuidoras, isso acarreta em maiores custos de CCEARs de térmicas e maiores custos de risco hidrológico para as usinas de Itaipu, para aquelas que comercializam energia sob Cotas de Garantia Física e para aquelas que venderam CCEARs e repactuaram o Risco Hidrológico. Diante desses fatos, a diferença para o custo contemplado na tarifa é maior, ocasionando um aumento no diferimento ativo com compra de energia em 31 de dezembro de 2017, e consequentemente um montante que deverá ser ressarcido pelos consumidores.
- 11.5 No início de 2017, a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 04/2017, com o intuito de atualizar o Submódulo 4.4 do PRORET (Demais Componentes Financeiros) e dar tratamento tarifário para a previsão do risco hidrológico.

De acordo com a revisão de tal submódulo, foi previsto que nos processos tarifários das distribuidoras de 2017 seria considerado um componente financeiro referente a uma previsão para cobertura dos riscos hidrológicos associados às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF), à usina de Itaipu e às usinas hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203/2015.

Dessa forma, a Companhia teve reconhecido no seu reajuste tarifário de 2017 um componente financeiro referente a essa antecipação, no valor de R\$ 473.072. Conforme entendimento da ANEEL, resultado da audiência pública nº 4/2017, a previsão de risco hidrológico possui natureza de CVA de compra de energia. Dessa maneira, a reversão da previsão seguirá o modelo de saldo a compensar da

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

CVA de compra de energia, ou seja, efetuada de acordo com o mercado faturado deste componente e atualizado por SELIC. Cabe destacar que a referência para o cálculo da remuneração financeira corresponde à data do último dia útil de cada mês.

- 11.6** O aumento do diferimento passivo da CVA de ESS, foi impactado principalmente pelo aumento do PLD, que ocasiona menor despacho térmico fora da ordem de mérito (com aumento do PLD ocorre maior despacho dentro da ordem de mérito), e maior recebimento de recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER) no montante de R\$ 309.647- nota explicativa nº 24.3. Devido a esses fatores, a cobertura tarifária foi superior ao custo, gerando um saldo a devolver ao consumidor.

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

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

Depreciação Taxa média anual (%)	2017			2016		
	Custo histórico	Reavaliação	Total	Custo histórico	Reavaliação	Total
Em serviço	(1.477.737)	(1.023.163,00)	(2.500.900)	(1.391.970)	(1.023.163)	(2.415.133)
Participação da União, Estados e Municípios	3,77	(41.123)	(41.123)	(40.353)	-	(40.353)
Participação Financeira do Consumidor	3,77	(885.954)	(885.954)	(819.521)	-	(819.521)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	3,77	(51.828)	(51.828)	(51.828)	-	(51.828)
Programa de Eficiência Energética - PEE	3,77	(32.470)	(32.470)	(32.470)	-	(32.470)
Pesquisa e Desenvolvimento	3,77	(31.473)	(31.473)	(31.473)	-	(31.473)
Outros		(434.889)	(1.023.163)	(416.325)	(1.023.163)	(1.439.488)
Ultrapassagem de demanda	4,16	(102.237)	(102.237)	(102.237)	-	(102.237)
Excedente de reativos	4,16	(259.804)	(259.804)	(259.805)	-	(259.805)
Outros	3,77	(72.848)	(1.023.163)	(54.283)	(1.023.163)	(1.077.446)
(-) Amortização Acumulada - AIS	359.772	454.587	814.359	304.736	416.014	720.750
Participação da União, Estados e Municípios	3,77	9.691	9.691	8.149	-	8.149
Participação Financeira do Consumidor	3,77	265.688	265.688	235.602	-	235.602
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	3,77	21.526	21.526	19.572	-	19.572
Programa de Eficiência Energética - PEE	3,77	9.244	9.244	8.020	-	8.020
Pesquisa e Desenvolvimento	3,77	12.472	12.472	11.286	-	11.286
Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos	4,16	43.893	43.893	28.834	-	28.834
Outros	3,77	(2.742)	454.587	(6.727)	416.014	409.287
Em curso	(137.656)	-	(137.656)	(107.806)	-	(107.806)
Participação da União, Estados e Municípios		-	(1.645)	(1.037)	-	(1.037)
Participação Financeira do Consumidor		-	(136.011)	(106.769)	-	(106.769)
Total	(1.255.621)	(568.576)	(1.824.197)	(1.195.040)	(607.149)	(1.802.189)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

A movimentação ocorrida nos exercícios pode assim ser resumida:

	Saldo em 31.12.2015	Adição	Transferências	Saldo em 31.12.2016	Adição	Transferências	Saldo em 31.12.2017
Em serviço	(2.349.433)	-	(65.700)	(2.415.133)	-	(85.767)	(2.500.900)
Participação da União, Estados e Municípios	(37.762)	-	(2.591)	(40.353)	-	(770)	(41.123)
Participação Financeira do Consumidor	(781.582)	-	(37.939)	(819.521)	-	(66.433)	(885.954)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(51.828)	-	-	(51.828)	-	-	(51.828)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(32.470)	-	-	(32.470)	-	-	(32.470)
Pesquisa e Desenvolvimento	(31.473)	-	-	(31.473)	-	-	(31.473)
Outros	(1.414.318)	-	(25.170)	(1.439.488)	-	(18.564)	(1.458.052)
Ultrapassagem de demanda	(102.237)	-	-	(102.237)	-	-	(102.237)
Excedente de reativos	(259.805)	-	-	(259.805)	-	-	(259.805)
Outros	(1.052.276)	-	(25.170)	(1.077.466)	-	(18.564)	(1.096.010)
(-) Amortização Acumulada - AIS	629.601	91.149	-	720.750	93.610	-	814.360
Participação da União, Estados e Municípios	6.698	1.451	-	8.149	1.542	-	9.691
Participação Financeira do Consumidor	207.149	28.453	-	235.602	30.086	-	265.688
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	17.618	1.954	-	19.572	1.954	-	21.526
Programa de Eficiência Energética - PEE	6.796	1.224	-	8.020	1.224	-	9.244
Pesquisa e Desenvolvimento	10.099	1.187	-	11.286	1.186	-	12.472
Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos	13.773	15.061	-	28.834	15.059	-	43.893
Outros	367.468	41.819	-	409.287	42.559	-	451.846
Em curso	(72.067)	(101.439)	65.700	(107.806)	(115.618)	85.767	(137.657)
Participação da União, Estados e Municípios	(2.710)	(918)	2.591	(1.037)	(1.378)	770	(1.645)
Participação Financeira do Consumidor	(69.357)	(75.351)	37.939	(106.769)	(114.240)	84.997	(136.012)
Outros	-	(25.170)	25.170	-	-	-	-
Ultrapassagem de demanda	-	-	-	-	-	-	-
Excedente de reativos	-	-	-	-	-	-	-
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	(25.170)	25.170	-	-	-	-
Total	(1.791.899)	(10.290)	-	(1.802.189)	(22.008)	-	(1.824.197)

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

	Descrição do bem	R\$ mil
1.	Participação Financeira do Consumidor	15.094
2.	Incorporação de Rede	8.496
3.	Participação Financeira do Consumidor	5.773
4.	Participação Financeira do Consumidor	3.103
5.	Participação Financeira do Consumidor	1.449
6.	Incorporação de Rede	1.324
7.	Participação Financeira do Consumidor	1.283
8.	Participação Financeira do Consumidor	1.281
9.	Participação Financeira do Consumidor	1.246
10.	Participação Financeira do Consumidor	1.172

13. Fornecedores

	Nota	2017	2016
CIRCULANTE			
Itaipu		365.593	314.994
Energia curto prazo - CCEE	13.1	418.772	175.046
Suprimento de energia elétrica		493.031	473.297
Suprimento de energia elétrica - partes relacionadas	30.1	-	4.920
Energia livre	13.2	105.583	96.099
Encargos de uso de rede elétrica		130.475	94.162
Total energia		1.513.454	1.158.518
Materiais e serviços		276.264	303.724
Materiais e serviços - partes relacionadas	30.1	-	6.012
Total Fornecedores		1.789.718	1.468.254

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

- 13.1** O saldo a pagar no âmbito da CCEE refere-se basicamente ao risco hidrológico de quotas e Itaipu. Conforme explicado na nota explicativa nº 11.4, o aumento do saldo a pagar de risco hidrológico, assim como dos CCEARs está atribuído ao cenário hidrológico desfavorável.
- 13.2** A energia livre refere-se a valores a pagar a geradoras de energia elétrica referente às perdas ocorridas no período de racionamento de energia entre junho de 2001 a fevereiro de 2002.

A Resolução Normativa nº 387, de 15 de dezembro de 2009 da ANEEL, estabeleceu uma nova metodologia de cálculo dos saldos de Energia Livre e da Perda de Receita, para o período posterior ao encerramento da cobrança da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE nas tarifas de fornecimento. A ANEEL por meio dos despachos nº 2.517/10 e nº 1.072/11 determinou os saldos de Energia Livre devido pela Companhia. A ABRADÉE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, na qualidade de representante de suas associadas, dentre elas a Companhia, impetrou Mandado de Segurança com pedido de liminar contra os despachos ANEEL nº 2.517/10 e nº 1.072/11, alegando que os mesmos afetam prejudicialmente toda a sistemática originalmente estabelecida na Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) entre geradoras e distribuidoras de energia elétrica.

Dessa forma, os pagamentos referentes à energia livre estão condicionados à decisão final do referido mandado de segurança. O saldo a pagar é atualizado mensalmente pela SELIC.

14. Tributos a pagar

Imposto de renda e contribuição social a pagar:

CIRCULANTE

	2017	2016
Imposto de renda	-	1.932
Contribuição social	-	695
Total	-	2.627

Outros tributos a pagar:

CIRCULANTE

Tributos Federais

PIS	13.255	31.961
COFINS	61.052	138.062
INSS	11.305	10.058
IRRF	562	556
Outros	7.765	7.058
Subtotal - Federais	93.939	187.695

Tributos Estaduais

ICMS	357.199	335.825
Subtotal - Estaduais	357.199	335.825

Tributos Municipais

ISS	1.814	1.331
Subtotal - Municipais	1.814	1.331

Total - Outros tributos a pagar	452.952	524.851
--	----------------	----------------

A Companhia é tributada pelo regime de lucro real com recolhimentos por estimativa mensal, em relação ao Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (IRPJ e CSLL). No exercício findo de 31 de dezembro de 2017, a Companhia não efetuou recolhimentos por estimativa

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

(antecipações) por não ter apurado lucro tributável, efetuando somente pagamentos relativos ao imposto de renda retido na fonte (IRRF) no montante de R\$ 15.656.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

15. Empréstimos e financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro

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

Abertura do endividamento:

Instituição / Linha credora	Juros de curto prazo	Principal curto prazo	Principal + Juros LP	Saldo total	Adimplente?	Data captação / repactuação	Tipo de garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data próximo pagamento Juros	Frequência pagamento Juros	Data próxima amortização	Vencimento final	Frequência de amortização	Sistemática amortização	Cronograma de amortização de principal, líquido dos custos a amortizar							
																2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total	
(a) Financiamentos/Empréstimos e debêntures	65.967	960.476	2.542.569	3.569.012													704.081	896.039	732.313	186.775	16.057	7.304	2.542.569
Debêntures - 9ª emissão	455	14.307	-	14.762	Sim	mar-13	Não há	CDI	1,12%	fev-18	Semestral	ago-18	ago-18	Anual	SAC	-	-	-	-	-	-	-	-
Debêntures - 11ª emissão	1.352	98.167	-	99.519	Sim	dez-16	Não há	CDI	1,75%	mai-18	Semestral	nov-18	nov-18	Outro	SAC	-	-	-	-	-	-	-	-
Debêntures - 13ª emissão	2.076	76.833	117.957	196.866	Sim	dez-16	Não há	CDI	1,50%	mai-18	Semestral	mai-18	mai-20	Anual	SAC	78.349	39.608	-	-	-	-	-	117.957
Debêntures - 14ª emissão	4.364	54.594	529.451	588.409	Sim	dez-16	Não há	CDI	1,50%	mai-18	Semestral	nov-18	nov-21	Anual	SAC	174.783	176.435	178.233	-	-	-	-	529.451
Debêntures - 15ª emissão	649	33.767	-	34.416	Sim	dez-16	Não há	CDI	1,24%	abr-18	Semestral	out-18	out-18	Anual	SAC	-	-	-	-	-	-	-	-
Debêntures - 18ª emissão (1ª série)	3.860	37.825	151.884	193.569	Sim	jul-15	Recebíveis	CDI	2,85%	jan-18	Trimestral	jan-18	jul-22	Outro	SAC	37.864	37.915	37.974	38.131	-	-	-	151.884
Debêntures - 18ª emissão (2ª série)	3.860	37.807	151.848	193.515	Sim	jul-15	Recebíveis	CDI	2,85%	jan-18	Trimestral	jan-18	jul-22	Outro	SAC	37.849	37.903	37.967	38.129	-	-	-	151.848
Debêntures - 19ª emissão	8.882	68.924	174.918	252.724	Sim	dez-16	Não há	CDI	2,95%	jun-18	Semestral	jun-18	jul-21	Semestral	SAC	69.445	70.108	35.365	-	-	-	-	174.918
Debêntures - 20ª emissão	12.442	65.794	622.151	700.387	Sim	mai-17	Recebíveis	CDI	120,00%	abr-18	Semestral	abr-18	abr-21	Semestral	SAC	65.742	277.049	279.360	-	-	-	-	622.151
Debêntures - 21ª emissão	9.672	(902)	268.437	277.207	Sim	ago-17	Não há	CDI	2,95%	jan-18	Semestral	jan-20	jul-22	Semestral	SAC	(1.032)	89.464	89.810	90.195	-	-	-	268.437
Total Debêntures - moeda nacional	47.612	487.116	2.016.646	2.551.374													463.000	728.482	658.709	166.455	-	-	2.016.646
Cédulas de Crédito Bancário - Bradesco (CCBs)	5.534	115.940	58.586	180.060	Sim	nov-15	Não há	CDI	1,50%	mai-18	Semestral	nov-18	nov-19	Anual	SAC	58.586	-	-	-	-	-	-	58.586
Cédulas de Crédito Bancário (CCBs) - Banco ABC - I	824	18.355	37.083	56.262	Sim	jan-16	Não há	CDI	3,19%	mai-18	Semestral	mai-18	abr-20	Semestral	SAC	18.466	18.617	-	-	-	-	-	37.083
Cédulas de Crédito Bancário (CCBs) - Banco ABC - II	604	12.947	26.752	40.303	Sim	mai-17	Não há	CDI	3,19%	mai-18	Semestral	mai-18	abr-20	Semestral	SAC	13.203	13.549	-	-	-	-	-	26.752
Cédulas de Crédito Bancário (CCBs) - Banco Safra	206	199.215	-	199.421	Sim	nov-17	Não há	CDI	0,24%	jan-18	Mensal	mai-18	mai-18	Semestral	SAC	-	-	-	-	-	-	-	-
Nota Promissória - 3ª emissão	9.965	8.690	85.893	104.548	Sim	fev-17	Recebíveis	CDI	2,85%	fev-18	Semestral	fev-18	fev-21	Semestral	SAC	40.592	36.216	9.084	-	-	-	-	85.892
FINEM - Subcrédito A	159	11.106	25.243	36.508	Sim	fev-15	Recebíveis	TJLP	4,22%	jan-18	Mensal	jan-18	mar-21	Mensal	SAC	11.242	11.242	2.759	-	-	-	-	25.243
FINEM - Subcrédito A (2º protocolo)	220	12.381	38.542	51.143	Sim	fev-15	Recebíveis	TJLP	4,07%	jan-18	Mensal	jan-18	jan-22	Mensal	SAC	12.497	12.497	12.497	1.051	-	-	-	38.542
FINEM - Subcrédito B	73	14.729	33.289	48.091	Sim	fev-15	Recebíveis	SELIC	4,22%	jan-18	Mensal	jan-18	mar-21	Mensal	SAC	14.831	14.832	3.626	-	-	-	-	33.289
FINEM - Subcrédito B (2º protocolo)	88	14.546	45.244	59.878	Sim	fev-15	Recebíveis	SELIC	4,15%	jan-18	Mensal	jan-18	jan-22	Mensal	SAC	14.670	14.670	14.670	1.234	-	-	-	45.244
FINEM - Subcrédito C	66	5.036	11.449	16.551	Sim	fev-15	Recebíveis	Não há	9,50%	jan-18	Mensal	jan-18	mar-21	Mensal	SAC	5.098	5.099	1.252	-	-	-	-	11.449
FINEM - Subcrédito C (2º protocolo)	27	4.393	13.664	18.084	Sim	fev-15	Recebíveis	SELIC	4,15%	jan-18	Mensal	jan-18	jan-22	Mensal	SAC	4.431	4.430	4.430	373	-	-	-	13.664
FINEM - Subcrédito D	1	192	432	625	Sim	ago-16	Recebíveis	TJLP	N/A	jan-18	Mensal	jan-18	mar-21	Mensal	SAC	192	192	48	-	-	-	-	432
FINEM - Subcrédito D (2º protocolo)	68	4.115	12.816	16.999	Sim	jun-16	Recebíveis	Não há	9,50%	jan-18	Mensal	jan-18	jan-22	Mensal	SAC	4.155	4.156	4.156	349	-	-	-	12.816
FINEM - Subcrédito E	23	5.435	12.283	17.741	Sim	fev-15	Recebíveis	SELIC	3,20%	jan-18	Mensal	jan-18	mar-21	Mensal	SAC	5.463	5.463	1.357	-	-	-	-	12.283
FINEP 1º protocolo	23	5.604	6.904	12.531	Sim	mar-12	Aval/Fiança	Não há	4,00%	jan-18	Mensal	jan-18	fev-20	Mensal	SAC	5.892	1.012	-	-	-	-	-	6.904
FINEP 2º protocolo	199	10.060	64.876	75.135	Sim	abr-14	Aval/Fiança	TJLP	5,00%	jan-18	Mensal	jan-18	abr-24	Mensal	SAC	10.245	11.219	12.283	12.723	13.581	4.826	-	64.877
Fundo de Reversão Aplicado	275	-	-	275	Sim	N/A	Não há	Não há	4,00%	jan-18	Mensal	N/A	N/A	N/A	Outro	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	18.355	442.744	473.056	934.155													219.563	153.194	66.162	15.730	13.581	4.826	473.056
Arrendamento financeiro	-	-	30.616	52.867	Sim	N/A	Próprio bem	CDI	1,50%	jan-18	Mensal	jan-18	abr-27	Mensal	Outro	-	21.518	14.363	7.442	4.590	2.476	2.478	52.867
Total Arrendamento mercantil	-	-	30.616	52.867													21.518	14.363	7.442	4.590	2.476	2.478	52.867
(a) Dividas com fundo de pensão	-	-	3.707.100	3.707.100																			
FUNCESP	-	-	3.707.100	3.707.100	Sim	jul-14	Recebíveis	IGP-DI	5,76%	jan-17	Mensal	jan-17	mai-28	Mensal	Price		872.475	411.050	387.660	366.252	346.234	1.323.429	3.707.100

Os saldos de principal (circulante e não circulante) estão apresentados líquidos dos custos a amortizar.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

Abertura dos Ativos Financeiros:

Instituição / Linha devedora	Principal curto prazo
Ativos Financeiros - Caixa e aplicações financeiras	601.277
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	309.283
Aplic. Financ. CDB	253.409
Aplic. Financ. Fundos DI	2.385
Aplic. Financ. Operação Compromissada	36.200

Composição do endividamento e dívida líquida:

Resumo	Juros de curto prazo	Principal de curto prazo	Principal + Juros LP	Total 2017	Total 2016
Dívida bruta (a)	65.967	960.476	6.249.669	7.276.112	7.048.742
Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	18.355	442.744	473.056	934.155	788.826
Debêntures - moeda nacional	47.612	487.116	2.016.646	2.551.374	2.405.847
Arrendamento mercantil	-	30.616	52.867	83.483	76.722
Fundo de pensão	-	-	3.707.100	3.707.100	3.777.347
Ativos financeiros (b)	-	601.277	-	601.277	1.067.631
Alta liquidez (caixa e equivalentes de caixa)	-	309.283	-	309.283	58.677
Demais aplicações financeiras	-	291.994	-	291.994	1.008.954
Dívida líquida (a) - (b)	65.967	359.199	6.249.669	6.674.835	5.981.111

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS 31 de dezembro de 2017 e 2016 (em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

15.2 Os saldos de empréstimos e financiamentos, debêntures não conversíveis e arrendamento financeiro são compostos da seguinte forma:

		2017							
		Circulante				Não Circulante			Total
Moeda nacional	Vencimento	Taxa efetiva a.a (%) (ii)	Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar	Total
Empréstimos e financiamentos:									
FINEP 1 ⁽ⁱ⁾ - b.6	2020	4,00	23	5.604	-	5.627	6.904	-	6.904
FINEP 2 ⁽ⁱ⁾ - a.6 e b.6	2024	TJLP+5,00	199	10.060	-	10.259	64.876	-	64.876
Cédulas de Crédito Bancário - Bradesco - b.7	2019	CDI+4,12	5.534	120.000	(4.060)	121.474	60.000	(1.414)	58.586
Cédulas de Crédito Bancário - Banco ABC (I) - b.12	2020	CDI+4,02	824	18.667	(312)	19.179	37.334	(251)	37.083
Cédulas de Crédito Bancário - Banco ABC (II) - a.2	2020	CDI+5,88	604	13.666	(719)	13.551	27.334	(582)	26.752
Cédulas de Crédito Bancário - SAFRA - a.5	2018	CDI+2,97	206	200.000	(785)	199.421	-	-	199.421
FINEM - Subcrédito A - b.8	2021	TJLP+5,00	159	11.313	(207)	11.265	25.453	(210)	25.243
FINEM - Subcrédito B - b.8	2021	SELIC+4,85	73	14.941	(212)	14.802	33.617	(328)	33.289
FINEM - Subcrédito C - b.8	2021	10,31	66	5.130	(94)	5.102	11.543	(94)	11.449
FINEM - Subcrédito D - b.8	2021	TJLP	1	192	-	193	432	-	432
FINEM - Subcrédito E - b.8	2021	SELIC+3,82	23	5.513	(78)	5.458	12.404	(121)	12.283
FINEM - Subcrédito A (2º protocolo) - b.11	2022	TJLP+4,70	220	12.612	(231)	12.601	38.886	(344)	38.542
FINEM - Subcrédito B (2º protocolo) - b.11	2022	SELIC+4,77	88	14.803	(257)	14.634	45.644	(400)	45.244
FINEM - Subcrédito C (2º protocolo) - b.11	2022	SELIC+4,77	27	4.471	(78)	4.420	13.785	(121)	13.664
FINEM - Subcrédito D (2º protocolo) - b.11	2022	10,15	68	4.193	(78)	4.183	12.929	(113)	12.816
Notas promissórias - 3ª emissão - a.1	2021	CDI+3,37	9.965	9.090	(400)	18.655	86.365	(472)	85.893
Outros			275	-	-	275	-	-	275
Total - Empréstimos e financiamentos			18.355	450.255	(7.511)	461.099	477.506	(4.450)	473.056
Debêntures:									
Debêntures - 9ª emissão - b.1	2018	CDI+4,94	455	14.667	(360)	14.762	-	-	14.762
Debêntures - 11ª emissão - b.2	2018	CDI+3,86	1.352	100.000	(1.833)	99.519	-	-	99.519
Debêntures - 13ª emissão - b.3	2020	CDI+3,84	2.076	80.000	(3.167)	78.909	120.000	(2.043)	117.957
Debêntures - 14ª emissão - b.4	2021	CDI+2,62	4.364	60.000	(5.406)	58.958	540.000	(10.549)	529.451
Debêntures - 15ª emissão - b.5	2018	CDI+6,13	649	35.110	(1.343)	34.416	-	-	34.416
Debêntures - 18ª emissão (1ª série) - b.9	2022	CDI+3,06	3.860	38.080	(255)	41.685	152.400	(516)	151.884
Debêntures - 18ª emissão (2ª série) - b.9	2022	CDI+3,07	3.860	38.080	(273)	41.667	152.400	(552)	151.848
Debêntures - 19ª emissão - b.10	2021	CDI+4,11	8.882	71.104	(2.180)	77.806	177.792	(2.874)	174.918
Debêntures - 20ª emissão - a.3	2021	128% do CDI	12.442	70.000	(4.206)	78.236	630.000	(7.849)	622.151
Debêntures - 21ª emissão - a.4	2022	CDI+3,42	9.672	-	(902)	8.770	271.000	(2.563)	268.437
Total - Debêntures			47.612	507.041	(19.925)	534.728	2.043.592	(26.946)	2.016.646
Arrendamento financeiro - c	13,39 à 39,97		-	30.616	-	30.616	52.867	-	52.867
Total - Arrendamento financeiro			-	30.616	-	30.616	52.867	-	52.867
Total da dívida			65.967	987.912	(27.436)	1.026.443	2.573.965	(31.396)	2.542.569

		2016							
		Circulante				Não Circulante			Total
Moeda nacional	Vencimento	Taxa efetiva a.a (%) (ii)	Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar	Total
Empréstimos e financiamentos:									
FINEP 1 ⁽ⁱ⁾ - b.6	2020	4,00	34	5.351	-	5.385	12.508	-	12.508
FINEP 2 ⁽ⁱ⁾ - b.6	2024	TJLP+5,00	122	2.725	-	2.847	38.987	-	38.987
Cédulas de Crédito Bancário - Bradesco - b.7	2019	CDI + 2,64	27.626	120.000	(2.735)	144.891	180.000	(2.318)	177.682
Cédulas de Crédito Bancário - Banco ABC (I) - b.12	2018	CDI + 6,40	13.330	42.000	(745)	54.585	28.000	(338)	27.662
FINEM - Subcrédito A - b.8	2021	TJLP + 4,22	206	11.192	-	11.398	36.373	-	36.373
FINEM - Subcrédito B - b.8	2021	SELIC + 4,22	105	13.508	-	13.613	44.221	-	44.221
FINEM - Subcrédito C - b.8	2021	9,50	87	5.130	-	5.217	16.674	-	16.674
FINEM - Subcrédito D - b.8	2021	TJLP	1	190	-	191	617	-	617
FINEM - Subcrédito E - b.8	2021	SELIC + 3,20	32	5.012	-	5.044	16.289	-	16.289
FINEM - Subcrédito A (2º protocolo) - b.11	2022	TJLP + 4,07	292	12.477	-	12.769	50.948	-	50.948
FINEM - Subcrédito B (2º protocolo) - b.11	2022	SELIC + 4,15	131	13.459	-	13.590	54.956	-	54.956
FINEM - Subcrédito C (2º protocolo) - b.11	2022	SELIC + 4,15	39	4.065	-	4.104	16.597	-	16.597
FINEM - Subcrédito D (2º protocolo) - b.11	2022	9,50	88	4.218	-	4.306	17.097	-	17.097
Outros			275	-	-	275	-	-	275
Total - Empréstimos e financiamentos			42.368	239.327	(3.480)	278.215	513.267	(2.656)	510.611
Debêntures:									
Debêntures - 9ª emissão - b.1	2018	CDI + 2,98	5.187	25.000	(1.549)	28.638	75.000	(910)	74.090
Debêntures - 11ª emissão - b.2	2018	CDI + 2,76	2.407	-	(881)	1.526	100.000	(888)	99.112
Debêntures - 13ª emissão - b.3	2020	CDI + 3,02	5.310	80.000	(2.807)	82.503	200.000	(3.261)	196.739
Debêntures - 14ª emissão - b.4	2021	CDI + 2,19	8.224	-	(3.114)	5.110	600.000	(9.935)	590.065
Debêntures - 15ª emissão - b.5	2018	CDI + 3,69	16.001	250.000	(10.210)	255.791	250.000	(4.897)	245.103
Debêntures - 17ª emissão (2ª série)	2017	CDI + 2,24	6.419	90.000	(15)	96.404	-	-	96.404
Debêntures - 18ª emissão (1ª série) - b.9	2022	CDI + 3,06	6.730	9.521	(272)	15.979	190.480	(771)	189.709
Debêntures - 18ª emissão (2ª série) - b.9	2022	CDI + 3,07	6.730	9.521	(288)	15.963	190.480	(827)	189.653
Debêntures - 19ª emissão - b.10	2021	CDI + 3,59	3.404	71.103	(1.356)	73.151	248.896	(2.585)	246.311
Total - Debêntures			60.412	535.145	(20.492)	575.065	1.854.856	(24.074)	1.830.782
Arrendamento financeiro - c	8,40 a 15,64		-	28.599	-	28.599	48.123	-	48.123
Total - Arrendamento financeiro			-	28.599	-	28.599	48.123	-	48.123
Total da dívida			102.780	803.071	(23.972)	881.879	2.416.246	(26.730)	2.389.516

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

- (i) FINEP - saldo apresentado líquido das subvenções governamentais. O contrato do FINEP 2 (TJLP+5% a.a.) prevê uma redução (benefício de equalização) de 6% sobre a TJLP condicionada a adimplência e execução dos projetos.
- (ii) A taxa efetiva de juros difere da taxa contratual, pois são considerados os custos de transação incorridos de cada dívida. Os custos de transação incorridos na captação de recursos junto a terceiros são apropriados ao resultado do período pelo prazo da dívida que os originaram, por meio do método do custo amortizado. A utilização do método do custo amortizado resulta no cálculo e apropriação de encargos financeiros com base na taxa efetiva de juros em vez da taxa de juros contratual do instrumento.

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

Em março de 2016, a Companhia firmou com a Caixa Econômica Federal uma operação de conta garantida, mas que não foi utilizada até 31 de dezembro de 2017, com as características abaixo:

Valor	Prazo	Taxa de juros	Taxa de disponibilização de limite
R\$ 100.000	36 meses	CDI + 0,34% a.m.	0,025% a.m. sobre o saldo não utilizado

Garantias: Os financiamentos referentes ao FINEM, 3ª emissão de notas promissórias, a 18ª e 20ª emissões de debêntures e CCB Safra possuem como garantia os recebíveis da Companhia, sendo passíveis de bloqueio em conta bancária, em caso de descumprimento contratual. Essa garantia corresponde a: (i) 25% do saldo devedor do financiamento, no caso do FINEM; (ii) 130% do próximo pagamento de principal e/ou juros, no caso da 3ª emissão de notas promissórias e da 18ª emissão de debêntures; (iii) até 1/3 do saldo devedor, no caso da 20ª emissão de debêntures, e (iv) 40% do saldo devedor do financiamento, no caso do CCB Safra. Para a FINEP, a Companhia possui 5 cartas de fiança como garantia contratada no montante de R\$ 108.818, com taxas contratuais que variam de 2,00% a 3,85% a.a..

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

a) Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos durante o exercício de 2017:

Referência	Descrição	Valor do Ingresso	Data da emissão	Taxa contratual a.a	Pagamentos juros	Principal a vencer	Data da amortização	Finalidade
a.1	Notas promissórias - 3ª emissão	R\$ 100.000	Fevereiro de 2017	CDI + 2,85%	Nas mesmas datas da amortização das parcelas de principal	R\$ 4.545 R\$ 4.545 R\$ 13.637 R\$ 9.091 R\$ 9.091 R\$ 9.091 R\$ 9.091 R\$ 9.091 R\$ 9.091 R\$ 9.091 R\$ 9.091	Fevereiro de 2018 Agosto de 2018 Fevereiro de 2019 Maio de 2019 Agosto de 2019 Novembro de 2019 Fevereiro de 2020 Maio de 2020 Agosto de 2020 Novembro de 2020 Fevereiro de 2021	Reforço do capital de giro e refinanciamento de dívidas
a.2	CCB - Banco ABC (II)	R\$ 41.000	Maio de 2017	CDI + 3,19%	Semestrais	R\$ 13.666 R\$ 13.667 R\$ 13.667	Maio de 2018 Maio de 2019 Abril de 2020	Reforço de capital de giro
a.3	20ª Emissão	R\$ 700.000	Maio de 2017	120% do CDI	Semestrais	R\$ 70.000 R\$ 70.000 R\$ 280.000 R\$ 280.000	Abril de 2018 Abril de 2019 Abril de 2020 Abril de 2021	Reperfilamento do passivo da Companhia e reforço do capital de giro
a.4	21ª Emissão	R\$ 271.000	Agosto de 2017	CDI + 2,95%	Semestrais	R\$ 45.167 R\$ 45.167 R\$ 45.167 R\$ 45.167 R\$ 45.166 R\$ 45.166	Janeiro de 2020 Julho de 2020 Janeiro de 2021 Julho de 2021 Janeiro de 2022 Julho de 2022	Refinanciamento do passivo da Companhia e reforço do capital de giro
a.5	CCB - Banco Safra	R\$ 200.000	Novembro de 2017	CDI + 2,00%	Mensal	R\$ 200.000	Maio de 2018	Empréstimo-ponte FINEM
a.6	FINEP 2 (3ª liberação)	R\$ 41.448	Novembro de 2017	TJLP + 5%	Mensal	Mensal	Abril de 2024	Financiamento de desenvolvimento de projetos

- (a.3) Em 24 de maio de 2017, a Companhia concluiu a 20ª emissão de debentures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, em série única, para distribuição pública, com esforços restritos de distribuição. Foram emitidas 700.000.000 debêntures, com valor nominal unitário de R\$

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

1,00 (um real), perfazendo o montante total de R\$ 700.000, sendo que R\$ 185.896 decorreram de moeda nacional corrente e o restante mediante a dação em pagamento de debêntures integrantes da 9ª e 15ª emissão de debêntures da Companhia, nos montantes de R\$ 82.033 e R\$ 432.071, respectivamente. A dação em pagamento da 9ª e 15ª emissão de debêntures foi avaliada pela Companhia como uma modificação não substancial e, por este motivo, os custos não amortizados das referidas debêntures foram incorporados parcialmente aos custos de emissão da 20ª debênture, e estão sendo amortizados pela nova taxa efetiva. Dessa forma, foram transferidos aos custos de emissão da nova dívida os montantes de R\$ 1.551 e R\$ 9.907 correspondentes a 9ª e 15ª emissão de debêntures, respectivamente.

b) Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos em exercícios anteriores:

Referência	Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão ou repactuação	Taxa contratual a.a	Pagamentos juros	Principal a vencer	Data da amortização	Finalidade
b.1	9ª Emissão	R\$ 250.000	Dezembro de 2005	CDI + 1,12%	Semestrais	Anual R\$ 14.667	Agosto de 2018	Pré-pagamento de dívidas renegociadas entre a Companhia e bancos credores em 2004
b.2	11ª Emissão	R\$ 200.000	Novembro de 2007	CDI + 1,75%	Semestrais	Anual R\$ 100.000	Novembro de 2018	Realização de investimentos no sistema de distribuição
b.3	13ª Emissão	R\$ 400.000	Dezembro de 2015	CDI + 1,50%	Semestrais	Anual R\$ 80.000 R\$ 80.000 R\$ 40.000	Maio de 2018 Maio de 2019 Maio de 2020	Pagamento dos Bonds denominados em reais, emitidos pela Companhia em junho de 2005 e vencidos em junho de 2010, e para financiamento de parte dos investimentos de 2010
b.4	14ª Emissão	R\$ 600.000	Novembro de 2011	CDI + 1,50%	Semestrais	Anual R\$ 60.000 R\$ 180.000 R\$ 180.000 R\$ 180.000	Novembro de 2018 Novembro de 2019 Novembro de 2020 Novembro de 2021	Recomposição do caixa em virtude das amortizações de dívida referentes a 2011 e 2012
b.5	15ª Emissão	R\$ 750.000	Outubro de 2012	CDI + 1,24%	Semestrais	Anual R\$ 35.110	Outubro de 2018	Pagamento antecipado da 10ª Emissão de Debêntures, 12ª Emissão de Debêntures e Cédulas de Crédito Bancário (CCB's Citibank S.A)
b.6	FINEP 1	R\$ 37.096	Fevereiro de 2012	4,0%	Mensal	Mensal (a partir de fevereiro de 2014)	Fevereiro de 2020	Financiamento de projetos de inovação
b.6	FINEP 2	R\$ 55.301	Abril de 2014	TJLP + 5%	Mensal	Mensal (a partir de abril de 2017)	Abril de 2024	Financiamento de desenvolvimento de projetos
b.7	Bradesco (CCB's)	R\$ 600.000	Novembro de 2009	CDI + 1,50%	Semestrais	Anual R\$ 120.000 R\$ 60.000	Novembro de 2018 Novembro de 2019	Liquidação de valores que eram devidos à Receita Federal e que foram renegociados com a adesão ao Programa REFIS da Receita Federal em novembro de 2009
b.8	FINEM - Subcrédito A (1º protocolo) FINEM - Subcrédito B (1º protocolo) FINEM - Subcrédito C (1º protocolo) FINEM - Subcrédito E (1º protocolo) FINEM - Subcrédito D (1º protocolo)	R\$ 172.000	Fevereiro de 2015	TJLP + 4,22% SELIC + 4,22% 9,5% SELIC + 3,20% TJLP	Trimestral até a carência. A partir desta data, mensal	Mensal (a partir de outubro de 2015)	Março de 2021	Implementação do programa de investimento, referente ao ano de 2014, objetivando a expansão e melhorias no sistema de distribuição de energia elétrica
b.9	18ª Emissão (1ª série)	R\$ 200.000	Julho de 2015	CDI + 2,85%	Trimestrais	Trimestral Única R\$ 9.520 R\$ 19.120	Janeiro de 2018 a Abril de 2022 Julho de 2022	Reforço de capital de giro, refinanciamento de dívidas e investimentos nos exercícios sociais de 2015, 2016 e 2017
b.9	18ª Emissão (2ª série)	R\$ 200.000		CDI + 2,85%	Trimestrais	Trimestral Única R\$ 9.520 R\$ 19.120	Janeiro de 2018 a Abril de 2022 Julho de 2022	
b.10	19ª Emissão	R\$ 320.000	Dezembro de 2015	CDI + 2,95%	Semestrais	Semestral R\$ 35.552 Única R\$ 35.584	Janeiro de 2018 a Dezembro de 2020 Julho de 2021	Resgate antecipado obrigatório das Notas promissórias - 2ª Emissão, recomposição de caixa referente aos pagamentos das parcelas de principal vencidas em 2015 e 2016 da CCB Bradesco e da parcela de principal vencida em 2016 da 13ª emissão de debêntures
b.11	FINEM - Subcrédito A (2º protocolo) FINEM - Subcrédito B (2º protocolo) FINEM - Subcrédito C (2º protocolo) FINEM - Subcrédito D (2º protocolo)	R\$ 67.000 R\$ 66.999 R\$ 20.235 R\$ 22.875	Fevereiro de 2016 Fevereiro de 2016 Fevereiro de 2016 Junho de 2016	TJLP + 4,07% SELIC + 4,15% SELIC + 4,15% 9,5%	Trimestral até a carência (15/07/2016). A partir desta data, mensal	Mensal (a partir de agosto de 2016)	Janeiro de 2022	Programa de investimento objetivando a expansão e melhorias no sistema de distribuição de energia elétrica
b.12	CCB - Banco ABC (I)	R\$ 70.000	Maio de 2017	CDI + 3,19%	Semestrais	R\$ 18.667 R\$ 18.667 R\$ 18.667	Maio de 2018 Maio de 2019 Abril de 2020	Reforço de capital de giro

Alterações realizadas durante o exercício findo de 31 de dezembro de 2017:

CCB - Banco ABC (I) (b.12): Em 11 de maio de 2017, foi assinado o 1º aditamento desse empréstimo, sendo alterados: (i) os juros remuneratórios, que passaram de CDI + 4,60% para CDI + 3,19%; (ii) o prazo final, passando de 21 de dezembro de 2018 para 27 de abril de 2020; e (iii) a forma de pagamento da dívida, passando as parcelas de principal e juros a serem pagas conforme o fluxo detalhado no quadro anterior. Não houve custos com a obtenção desse aditamento.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

c) Arrendamento financeiro

Os bens relacionados a contratos de arrendamento mercantil cujo controle, riscos e benefícios são substancialmente exercidos pela Companhia (arrendamento mercantil financeiro) estão registrados como um ativo imobilizado da Companhia em contrapartida a uma conta do passivo circulante ou não circulante, conforme o caso. Os bens registrados no ativo imobilizado são depreciados de acordo com a vida útil-econômica estimada dos bens ou a duração prevista do contrato de arrendamento, dos dois, o menor.

Os juros sobre o arrendamento mercantil financeiro são apropriados ao resultado de acordo com o prazo do contrato pelo método da taxa efetiva de juros.

Os contratos de arrendamentos financeiros referem-se a arrendamentos de equipamentos de informática, veículos e aluguel de edificações e não contêm cláusulas sobre pagamentos contingentes, renovação, opção de compra ou que imponham restrições sobre pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio ou de limites em indicadores financeiros. A garantia do arrendamento financeiro é o valor residual dos ativos.

O saldo de arrendamento financeiro registrado em 31 de dezembro de 2017 era de R\$ 83.483 (R\$ 76.722 em 31 de dezembro de 2016) no passivo, e R\$ 72.762 (R\$ 69.645 em 31 de dezembro de 2016) no ativo, e referem-se exclusivamente a bens administrativos.

Nos contratos de arrendamento mercantil classificados como “operacional”, pagamentos são reconhecidos como despesas na demonstração do resultado, de forma linear, ao longo do prazo do arrendamento mercantil.

15.4 Os valores relativos ao principal e custos a amortizar apresentam a seguinte composição de indexadores:

	2017		2016	
	R\$	%	R\$	%
CDI	3.067.223	87,56	2.709.299	85,50
SELIC	143.583	4,10	168.107	5,31
TJLP	162.832	4,65	153.509	4,84
Taxa fixa	129.407	3,69	137.700	4,35
Total	3.503.045	100,00	3.168.615	100,00

15.5 Em 31 de dezembro de 2017, as parcelas relativas ao principal dos empréstimos, financiamentos e debêntures e o custo de transação a amortizar, atualmente classificados no passivo não circulante, têm os seguintes vencimentos:

	Moeda nacional				
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Arrendamento financeiro	Custos a amortizar	Total
2019	222.907	477.264	21.518	(17.608)	704.081
2020	154.090	737.598	14.363	(10.012)	896.039
2021	66.369	662.078	7.443	(3.577)	732.313
2022	15.732	166.652	4.590	(199)	186.775
2023	13.581	-	2.476	-	16.057
2024 em diante	4.827	-	2.477	-	7.304
	477.506	2.043.592	52.867	(31.396)	2.542.569

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

15.6 Os indexadores utilizados para atualização dos empréstimos, financiamentos e debêntures tiveram a seguinte variação:

	2017	2016
	%	%
CDI ^(*)	6,89	13,63
SELIC ^(*)	6,90	13,65
TJLP ^(*)	7,00	7,50

(*) Índice do último dia do exercício.

15.7 A movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures foi como segue:

Moeda nacional	Saldo inicial 31.12.2016	Ingressos	Encargos financeiros	Variação monetária	Pagamentos principal	Pagamentos encargos financeiros	Migração de credores ^(*)	Diferimento custos de transação	Amortização custos de transação	Outras movimentações	Saldo final 31.12.2017
Empréstimos e financiamentos:											
FINEP	59.727	41.447	3.527	618	(12.628)	(3.460)	-	-	-	(1.565)	87.666
Cédulas de Crédito Bancário - Bradesco	322.573	-	31.294	-	(120.000)	(53.386)	-	(3.084)	2.663	-	180.060
Cédulas de Crédito Bancário - Banco ABC (I)	82.247	-	7.603	-	(14.000)	(20.108)	-	-	520	-	56.262
Cédulas de Crédito Bancário - Banco ABC (II)	-	41.000	3.120	-	-	(2.516)	-	(1.835)	534	-	40.303
Cédulas de Crédito Bancário - Safra	-	200.000	1.758	-	-	(1.552)	-	(917)	132	-	199.421
FINEM - Subcrédito A	47.771	-	4.182	458	(11.257)	(4.229)	-	(436)	19	-	36.508
FINEM - Subcrédito B	57.834	-	2.203	5.156	(14.328)	(2.234)	-	(561)	21	-	48.091
FINEM - Subcrédito C	21.891	-	1.752	-	(5.130)	(1.774)	-	(197)	9	-	16.551
FINEM - Subcrédito D	808	-	43	8	(191)	(43)	-	-	-	-	625
FINEM - Subcrédito E	21.333	-	620	1.903	(5.287)	(629)	-	(206)	7	-	17.741
FINEM - Subcrédito A (2º protocolo)	63.717	-	5.619	623	(12.550)	(5.691)	-	(596)	21	-	51.143
FINEM - Subcrédito B (2º protocolo)	68.546	-	2.625	6.230	(14.197)	(2.669)	-	(680)	23	-	59.878
FINEM - Subcrédito C (2º protocolo)	20.701	-	793	1.881	(4.288)	(804)	-	(206)	7	-	18.084
FINEM - Subcrédito D (2º protocolo)	21.403	-	1.751	-	(4.193)	(1.771)	-	(198)	7	-	16.999
Notas promissórias - 3ª emissão	-	100.000	10.267	-	(4.545)	(302)	-	(1.193)	321	-	104.548
Outros	275	-	2.478	-	-	(2.478)	-	-	-	-	275
Total - Empréstimos e financiamentos	788.826	382.447	79.635	16.877	(222.594)	(103.646)	-	(10.109)	4.284	(1.565)	934.155
Debêntures:											
Debêntures - 9ª emissão	102.728	-	5.206	-	(4.889)	(8.349)	(80.482)	(204)	752	-	14.762
Debêntures - 11ª emissão	100.638	-	11.569	-	-	(12.624)	-	(1.025)	961	-	99.519
Debêntures - 13ª emissão	279.242	-	26.563	-	(80.000)	(29.797)	-	(2.070)	2.928	-	196.866
Debêntures - 14ª emissão	595.175	-	67.806	-	-	(71.666)	-	(6.178)	3.272	-	588.409
Debêntures - 15ª emissão	500.894	-	25.644	-	(35.100)	(38.715)	(422.164)	(606)	4.463	-	34.416
Debêntures - 17ª emissão (2ª série)	96.404	-	614	-	(90.000)	(7.033)	-	-	15	-	-
Debêntures - 18ª emissão (1ª série)	205.688	-	24.738	-	(9.520)	(27.609)	-	-	272	-	193.569
Debêntures - 18ª emissão (2ª série)	205.616	-	24.738	-	(9.520)	(27.609)	-	-	290	-	193.515
Debêntures - 19ª emissão	319.462	-	37.185	-	(71.104)	(31.706)	-	(2.495)	1.382	-	252.724
Debêntures - 20ª emissão	-	185.896	43.119	-	-	(30.677)	502.646	(3.155)	2.558	-	700.387
Debêntures - 21ª emissão	-	271.000	9.672	-	-	-	-	(3.749)	284	-	277.207
Total - Debêntures	2.405.847	456.896	276.854	-	(300.133)	(285.785)	-	(19.482)	17.177	-	2.551.374
Arrendamento financeiro	76.722	26.804	17.433	-	(31.784)	-	-	-	-	(5.692)	83.483
Total - Arrendamento financeiro	76.722	26.804	17.433	-	(31.784)	-	-	-	-	(5.692)	83.483
Total da dívida	3.271.395	866.147	373.922	16.877	(554.511)	(389.431)	-	(29.591)	21.461	(7.257)	3.569.012

(*) Nota explicativa nº 15.3 (a.3).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS 31 de dezembro de 2017 e 2016 (em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Moeda nacional	Saldo inicial 31.12.2015	Ingressos	Encargos financeiros	Variação monetária	Pagamentos principal	Pagamentos encargos financeiros	Diferimento custos de transação	Amortização custos de transação	Outras movimentações	Saldo final 31.12.2016
Empréstimos e financiamentos:										
FINAME	639	-	11	-	(636)	(14)	-	-	-	-
FINEP	44.485	25.904	3.589	775	(6.098)	(3.542)	-	-	(5.386)	59.727
Cédulas de Crédito Bancário - Bradesco	296.875	-	45.616	-	-	(20.453)	-	535	-	322.573
Cédulas de Crédito Bancário - Banco ABC	-	70.000	13.331	-	-	-	(2.004)	920	-	82.247
FINEM - Subcrédito A	58.163	-	5.244	753	(11.112)	(5.277)	-	-	-	47.771
FINEM - Subcrédito B	62.651	-	2.500	7.913	(12.726)	(2.504)	-	-	-	57.834
FINEM - Subcrédito C	27.041	-	2.220	-	(5.130)	(2.240)	-	-	-	21.891
FINEM - Subcrédito D	-	856	14	3	(52)	(13)	-	-	-	808
FINEM - Subcrédito E	23.109	-	705	2.919	(4.695)	(705)	-	-	-	21.333
FINEM - Subcrédito A (2º protocolo)	-	67.000	4.192	609	(4.184)	(3.900)	-	-	-	63.717
FINEM - Subcrédito B (2º protocolo)	-	66.999	1.843	5.889	(4.474)	(1.711)	-	-	-	68.546
FINEM - Subcrédito C (2º protocolo)	-	20.235	556	1.778	(1.351)	(517)	-	-	-	20.701
FINEM - Subcrédito D (2º protocolo)	-	22.875	894	-	(1.559)	(807)	-	-	-	21.403
Outros	275	-	3.304	-	-	(3.304)	-	-	-	275
Total - Empréstimos e financiamentos	513.238	273.869	84.019	20.639	(52.017)	(44.987)	(2.004)	1.455	(5.386)	788.826
Debêntures:										
Debêntures - 9ª emissão	179.367	-	21.893	-	(75.000)	(26.003)	-	2.471	-	102.728
Debêntures - 11ª emissão	203.222	-	28.390	-	(100.000)	(30.911)	(900)	837	-	100.638
Debêntures - 13ª emissão	277.466	-	42.203	-	-	(39.192)	(2.520)	1.285	-	279.242
Debêntures - 14ª emissão	598.412	-	90.763	-	-	(90.296)	(5.400)	1.696	-	595.175
Debêntures - 15ª emissão	764.971	-	103.450	-	(250.000)	(111.935)	(10.377)	4.785	-	500.894
Debêntures - 16ª emissão	193.654	-	9.379	-	(174.930)	(28.368)	(2.904)	3.169	-	-
Debêntures - 17ª emissão (2ª série)	96.215	-	13.999	-	-	(14.099)	-	289	-	96.404
Debêntures - 18ª emissão (1ª série)	205.711	-	32.449	-	-	(32.709)	-	237	-	205.688
Debêntures - 18ª emissão (2ª série)	205.623	-	32.449	-	-	(32.709)	-	253	-	205.616
Debêntures - 19ª emissão	321.482	-	53.266	-	-	(52.744)	(2.880)	338	-	319.462
Total - Debêntures	3.046.123	-	428.241	-	(599.930)	(458.966)	(24.981)	15.360	-	2.405.847
Arrendamento financeiro	43.181	44.531	14.747	-	(25.737)	-	-	-	-	76.722
Total - Arrendamento financeiro	43.181	44.531	14.747	-	(25.737)	-	-	-	-	76.722
Total da dívida	3.602.542	318.400	527.007	20.639	(677.684)	(503.953)	(26.985)	16.815	(5.386)	3.271.395

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

	2017					Demonstração do Fluxo de Caixa
	Movimentação das dívidas: + Ingressos (-) Pagamentos principal (-) Diferimento custos de transação	Alterações de não caixa: Arrendament o financeiro	Alterações de caixa:			
			Custos de transação não diferidos - 20ª emissão ⁽ⁱ⁾	Custos de transação Reorganização societária ⁽ⁱⁱ⁾	Custos da migração Novo Mercado ⁽ⁱⁱⁱ⁾	
Atividades de financiamento:						
Ingresso de novos empréstimos, debêntures e arrendamento financeiro	866.147	(26.804)	-	-	-	839.343
Pagamento de empréstimos e debêntures (principal)	(522.727)	-	-	-	-	(522.727)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(31.784)	-	-	-	-	(31.784)
Custo de empréstimos e debêntures (custos de transação e prêmios)	(29.591)	-	(8.726)	(22.077)	3.084	(57.310)
Total	282.045	(26.804)	(8.726)	(22.077)	3.084	227.522

(i) Conforme mencionado na nota explicativa nº 15.2 (a.3), os custos de transação do ingresso da 20ª emissão de debêntures, totalizaram R\$ 11.881, sendo diferido o montante de R\$ 3.155, pois o montante remanescente de R\$ 8.726 representa os custos dos credores já existentes, o qual foi registrado como despesa financeira no exercício.

(ii) O montante de R\$ 22.077 refere-se aos custos incorridos com a obtenção do consentimento prévio dos credores durante o processo de reorganização societária concluído em 30 de dezembro de 2016. Os custos foram diferidos em dezembro de 2016 e pagos em janeiro de 2017.

(iii) Os custos incorridos com a obtenção do consentimento prévio dos credores referente a migração para o novo mercado (nota explicativa nº 1.1) foram de R\$ 19.241. Em consonância com o CPC 38, a Companhia avaliou que não houve modificação substancial nos termos das dívidas e, dessa forma, os custos referentes à obtenção do consentimento dos credores foram diferidos e estão sendo amortizados pelo prazo de realização de cada dívida. Como consequência, as taxas efetivas de juros sofreram alteração. Os custos foram diferidos em novembro de 2017, sendo R\$ 16.157 pagos em novembro de 2017 e R\$ 3.084 em janeiro de 2018.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

15.8 Compromissos financeiros - Cláusulas restritivas (*Covenants*)

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

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

- (i) Capacidade de endividamento: mede o nível de endividamento líquido em relação ao LAJIDA (*EBITDA*) ajustado ^(*) dos últimos 12 meses. Conforme definido nos contratos, este índice não poderá ser superior a 3,5 vezes.
- (ii) Capacidade de pagamento de juros: mede o LAJIDA (*EBITDA*) ajustado ^(*) sobre despesa financeira dos últimos 12 meses. Conforme definido nos contratos, esse índice não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

Em 31 de dezembro de 2017, esses índices eram de:

- (i) Dívida líquida/ LAJIDA (*EBITDA*) ajustado = 2,90 vezes;
- (ii) LAJIDA (*EBITDA*) ajustado/despesa financeira = 3,27 vezes.

O não cumprimento dos índices acima, por dois trimestres consecutivos, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia estava em cumprimento dos termos dos *covenants*.

A Companhia também acompanha outras cláusulas restritivas (*covenants* qualitativos), as quais em 31 de dezembro de 2017 foram atendidas.

- ^(*) LAJIDA (*EBITDA*) ajustado - significa o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Companhia na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras), (ii) de todos os montantes de depreciação e amortização, (iii) de todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificado na conta de "custo de operação" e (iv) dos ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL, desde que não incluídos no resultado operacional acima.

16. Obrigações com entidade de previdência privada

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados e respectivos beneficiários. A FUNCESP é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios patrocinados pela Companhia.

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

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

Uso de estimativas:

As principais premissas utilizadas pela Companhia estão descritas a seguir:

Taxa de desconto

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

Taxa de mortalidade

A taxa de mortalidade se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país. A FUNCESP testa, anualmente, a aderência da tábua de mortalidade utilizada, à experiência recente da população do plano.

Aumento salarial, benefícios e inflação

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

Taxa esperada de retorno de ativos

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

Ao final do exercício de 2017, a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada por atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. A avaliação atuarial dos planos adotou o método da unidade de crédito projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

(a) Ativos e passivos atuariais:

	2017	2016
Valor presente das obrigações atuariais	11.785.989	11.671.888
Valor justo dos ativos do plano	(8.078.889)	(7.894.541)
Obrigação registrada	3.707.100	3.777.347

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
31 de dezembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

(b) Movimentações do valor presente das obrigações atuariais:

	2017	2016
Valor presente das obrigações atuariais no início do exercício	11.671.888	9.770.083
Custo dos serviços correntes	14.991	15.810
Custo dos juros	1.178.551	1.153.838
Benefícios pagos	(1.038.421)	(991.122)
Contribuições dos empregados	7.690	7.569
Perda (ganho) atuarial	(48.710)	1.715.710
Valor presente das obrigações atuariais no final do exercício	11.785.989	11.671.888

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

	2017	2016
Valor dos ativos do plano no início do exercício	7.894.541	7.165.116
Contribuição do empregador	450.413	416.345
Contribuições dos empregados	7.690	7.569
Ganho (perda) atuarial gerada pelo rendimento efetivo dos ativos do plano	(39.564)	480.748
Rendimento esperado dos ativos do plano	804.230	815.885
Benefícios pagos	(1.038.421)	(991.122)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	8.078.889	7.894.541

(d) Despesas reconhecidas no resultado do exercício:

	2017	2016
Custo dos serviços correntes	14.991	15.810
Custo dos juros	1.178.551	1.153.838
Rendimento esperado dos ativos do plano	(804.230)	(815.885)
Total das despesas benefício definido	389.312	353.763
Capitalização para o intangível em curso	(1.607)	(1.239)
Outras contribuições - Contribuição definida	5.010	3.141
Total das despesas no exercício	392.715	355.665

(e) Movimentação contábil do passivo registrado:

	2017	2016
Saldo no início do exercício	3.777.347	2.604.967
Despesa do exercício conforme laudo atuarial	389.312	353.763
Pagamento de contribuições	(450.413)	(416.345)
Ajuste de avaliação atuarial	(9.146)	1.234.962
Saldo no final do exercício	3.707.100	3.777.347

(f) Movimentações das remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes:

	2017	2016
Saldo no início do exercício	(2.468.018)	(1.233.056)
Perda atuarial gerado pela taxa de desconto	(508.482)	(1.372.305)
Ganho (perda) atuarial gerada pela experiência demográfica ⁽ⁱ⁾	563.769	(343.405)
Perda atuarial gerado pela premissa demográfica ⁽ⁱⁱ⁾	(6.577)	-
Ganho (perda) atuarial gerada pelo rendimento efetivo dos ativos do plano	(39.564)	480.748
Saldo no final do exercício	(2.458.872)	(2.468.018)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

(i) Ganho gerado em virtude do índice de reajuste dos benefícios dos aposentados (IGP-DI), acumulado em 2017 ter sido negativo em 0,42%, enquanto que a meta do IGP-DI projetada para o exercício foi de 4,5% a.a..

(ii) Com base no último estudo realizado de aderência da tábua de mortalidade, a FUNCESP verificou a necessidade de ajustar a premissa de idade de entrada de aposentadoria de homens. Esta premissa considera que os colaboradores do sexo masculino ao fazerem sua opção pela aposentadoria na FUNCESP contarão com 35 anos de serviço acumulado reconhecido pelo INSS, enquanto que a premissa anterior considerava um tempo de serviço acumulado de 34 anos. Isto significa que tais colaboradores permanecerão por mais tempo no plano de aposentadoria da Companhia, aumentando o valor de seus benefícios. A alteração dessa premissa gerou um acréscimo no compromisso do plano na ordem de R\$ 6.577.

(g) Composição dos investimentos do plano por segmento:

	Distribuição dos investimentos		Limites de alocação estabelecidos pelo Conselho Monetário Nacional
	2017	2016	
Renda fixa	75,59%	81,06%	até 100%
Renda variável	16,22%	12,97%	até 70%
Empréstimos a participantes	1,68%	1,70%	até 15%
Imóveis	3,31%	3,31%	até 8%
Investimentos estruturados	3,20%	0,96%	até 20%
Total	100,00%	100,00%	

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

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

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

(h) Premissas atuariais utilizadas:

	2018	2017	2º semestre de 2016	1º semestre de 2016
a) Premissas econômicas:				
a1) Determinação do passivo atuarial:				
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	N/A	10,04% a.a.	10,56% a.a.	10,82% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários	N/A	6,59% a.a.	6,59% a.a.	6,59% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo	N/A	4,50% a.a.	4,50% a.a.	4,50% a.a.
Taxa nominal de reajuste de benefícios	N/A	4,50% a.a.	4,50% a.a.	4,50% a.a.
a2) Determinação da despesa atuarial:				
Taxa de desconto nominal	10,04% a.a.	10,56% a.a.	10,82% a.a.	12,13% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,59% a.a.	6,59% a.a.	6,59% a.a.	6,59% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,50% a.a.	4,50% a.a.	4,50% a.a.	4,50% a.a.
Taxa nominal de reajuste de benefícios	4,50% a.a.	4,50% a.a.	4,50% a.a.	4,50% a.a.
b) Premissas demográficas:				
Tábua biométrica de mortalidade (passivo atuarial)	N/A	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua biométrica de mortalidade (despesa)	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua biométrica de entrada em invalidez	N/A	Light fraca	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada	N/A	EXPR 2012	EXPR 2012	EXPR 2012
c) Expectativa de vida esperada para aposentadoria aos 65 anos				
	N/A	19,55	19,55	19,55

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
31 de dezembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

(i) Estimativa da despesa de benefício definido para o exercício de 2018:

	2018
Custo dos serviços correntes	18.040
Custo dos juros	1.132.587
Rendimento esperado dos ativos do plano	(782.645)
Total da despesa projetada para o exercício	367.982

(j) Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 11.785.989, a Companhia realizou análise de sensibilidade das premissas atuariais considerando uma variação de 0,25%. O resultado da análise quantitativa em 31 de dezembro de 2017 está demonstrado a seguir:

Hipóteses	Índice estimado de aumento nominal dos salários	Taxa nominal de reajuste de benefícios	Taxa estimada de inflação de longo prazo		Taxa de desconto	
Nível de sensibilidade	(+0,25%)	(+0,25%)	(+0,25%)	(-0,25%)	(+0,25%)	(-0,25%)
Impacto na obrigação de benefício definido	15.649	278.768	-	-	(257.224)	267.826
Total da obrigação de benefício definido	11.801.638	12.064.757	11.785.989	11.785.989	11.528.765	12.053.815

(k) Outras informações sobre as obrigações atuariais:

Em 31 de dezembro de 2017, a segregação da obrigação atuarial entre ativos e inativos, é de R\$ 644.790 e R\$ 11.141.199, respectivamente.

Conforme laudo atuarial, o valor esperado de contribuições da Companhia para o exercício de 2018 é de R\$ 435.961.

A duração média da obrigação do plano de benefício definido no final do exercício é de 9,3 anos (9,41 anos em 31 de dezembro de 2016).

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

1 ano	1.010.486
Entre 2 e 5 anos	4.356.718
Próximos 5 anos	6.048.098
Total de pagamentos esperados do plano	11.415.302

16.1 Contratos com a FUNCESP

A Companhia com o objetivo de equacionar o déficit atuarial e diminuir o risco de futuros déficits formalizou instrumentos jurídicos com a FUNCESP a partir de 1997, na forma de contratos de confissão de dívida e contrato de ajustes de reserva matemática. Esses contratos fazem parte do passivo atuarial determinado pelos atuários independentes, e possuem cláusulas variáveis, conforme segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

<u>NÃO CIRCULANTE</u>	<u>Nota</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Empréstimos e financiamentos:			
Confissão de dívida IIa	16.1.1	412.949	435.236
Confissão de dívida IIb	16.1.1	214.347	225.915
Contrato de ajustes de reserva matemática	16.1.2	2.457.842	2.902.614
Total dos contratos		3.085.138	3.563.765
Diferença entre premissas	16.1.3	621.962	213.582
Total registrado		3.707.100	3.777.347

- 16.1.1 Refere-se ao contrato de confissão de dívida, assinado em 30 de setembro de 1997, e aditado pela quarta vez em 5 de junho de 2014, para refinanciamento das parcelas vincendas entre abril de 2014 e março de 2016, sendo mantidas as demais condições contratuais, inclusive o prazo, a taxa e o pagamento mensal dos juros. A parcela IIb refere-se ao valor de mercado dos imóveis da Eletropaulo devolvidos pela FUNCESP à Companhia. Os pagamentos relativos a esse contrato são realizados em parcelas mensais e consecutivas, baseados na tabela Price, que incluem juros anuais de IGP-DI + 6,20% a.a. (sendo esta taxa revista anualmente pela FUNCESP de acordo com a legislação em vigor estabelecida pela PREVIC) ou ajuste mensal das parcelas por TR + 8,0% a.a., prevalecendo o maior entre os dois indexadores. Esse contrato tem como garantia os recebíveis da Companhia e seu prazo de vencimento se dará em maio de 2028. Esse contrato não apresenta cláusulas restritivas impostas à Companhia.
- 16.1.2. Refere-se ao contrato de ajuste de reservas matemáticas, assinado em 30 de setembro de 1997, aditado pela quarta vez em 5 de junho de 2014, para refinanciamento das parcelas vincendas entre abril de 2014 e março de 2016, sendo mantidas as demais condições contratuais, inclusive o prazo, a taxa e o pagamento mensal dos juros. O saldo desse contrato é ajustado anualmente pelos efeitos dos ganhos e perdas atuariais apurados no âmbito da FUNCESP. Os pagamentos relativos a este contrato são realizados em parcelas mensais e consecutivas, baseados na tabela Price, que incluem juros anuais de IGP-DI + 6,20% a.a. (sendo essa taxa revista anualmente pela FUNCESP de acordo com a legislação em vigor estabelecida pela PREVIC). Esse contrato tem como garantia os recebíveis da Companhia e seu prazo de vencimento se dará em abril de 2028. Esse contrato não apresenta cláusulas restritivas impostas à Companhia.
- 16.1.3 A parcela do déficit no montante de R\$ 621.962 é decorrente da diferença de premissas e metodologias utilizadas pela Companhia para fins de atendimento à Deliberação CVM nº 695/2012 e aquelas utilizadas pela FUNCESP (administradora do plano de benefícios) para fins de atendimento às Resoluções do Conselho Nacional de Previdência Complementar e tende a ser eliminada ao longo do tempo com a maturação do plano. A taxa de desconto real aplicada pela FUNCESP é de 6,20% a.a. em 31 de dezembro de 2017 (6,17% a.a. em 31 de dezembro de 2016), enquanto a utilizada pela Companhia é de 5,30% a.a. (5,80% a.a. em 31 de dezembro de 2016).

17. Obrigações sociais e trabalhistas

<u>CIRCULANTE</u>	<u>Nota</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Encargos sobre folha de pagamento		7.804	7.642
Folha de pagamento - Outros		46	57
Férias		43.615	42.931
Participação nos lucros e resultados		47.684	46.179
Encargos sociais sobre férias e gratificações		16.498	16.085
Bônus de curto prazo	17.1	3.412	2.125
Bônus diferido - Incentivo de longo prazo	17.1	320	715
Total		119.379	115.734
<u>NÃO CIRCULANTE</u>			
Bônus diferido - Incentivo de longo prazo	17.1	937	743
Total		937	743

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

- 17.1 A Companhia ofereceu aos seus executivos programa de remuneração variável em duas modalidades: Bônus (curto prazo) e Incentivo de Longo Prazo (ILP).

O bônus é baseado em um valor definido para cada nível e leva em consideração o desempenho individual e da Companhia, definido de acordo com o escopo de cada executivo (diretores estatutários). A depender do escopo da função exercida pelo executivo, são considerados indicadores da AES Corporation, AES Brasil e da Companhia.

O ILP também é baseado em um valor definido para cada nível, e dividido em duas modalidades: bônus diferido e ações restritas - Nota explicativa nº 21.4.1.

Até a migração para o Novo Mercado, ocorrida em 27 de novembro de 2017, o valor de bônus foi definido pela The AES Corporation, e atrelado ao cumprimento de metas trienais da própria The AES Corporation. Representa 50% do Incentivo de Longo Prazo (ILP) de cada diretor (estatutário e não estatutário), sendo o pagamento assumido localmente pela Companhia por não se tratar de remuneração baseada em ações. O critério de pagamento prevê valores diferenciados para atingimento parcial, total ou superação de metas. Os valores atribuídos passam a ser disponíveis da seguinte forma: 1/3 no primeiro ano, 1/3 no segundo ano e 1/3 no terceiro ano, pagando-se no início do 4º ano.

Dessa forma, após a migração para o Novo Mercado, essa obrigação foi assumida pela Companhia e está prevista para ser liquidada até 2021. No entanto, as premissas para pagamentos estão condicionadas aos indicadores definidos pela própria Companhia, e não mais ao cumprimento de metas trienais da The AES Corporation. Não são esperadas diferenças materiais entre os valores já provisionados e os que serão pagos, visto que a Companhia utilizará premissas próximas às utilizadas até a migração.

A partir de 2018, os programas de remuneração variável de curto e longo prazo estarão 100% atrelados a indicadores da Companhia.

18. Provisões para processos judiciais e outros

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

Uso de estimativas:

Provisões são constituídas para os processos em que seja provável uma saída de recursos para liquidá-los e sobre as quais seja possível realizar uma estimativa razoável do valor a ser desembolsado. A avaliação da probabilidade de perda por parte dos assessores jurídicos da Companhia inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. O cálculo dos montantes provisionados é realizado com base em valores estimados e na opinião dos assessores jurídicos internos e externos, responsáveis pelos processos. As provisões são revisadas pelo menos trimestralmente e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos e decisões de tribunais.

Quando existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários, a Companhia constitui provisões, com base em estimativas cabíveis, para eventuais assuntos identificados em fiscalizações realizadas pelas autoridades tributárias das respectivas jurisdições em que opera e cuja probabilidade de perda seja avaliada como provável. O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência em fiscalizações anteriores e interpretações divergentes dos regulamentos tributários pela entidade tributável e pela autoridade fiscal responsável. Essas diferenças de

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

interpretação podem surgir numa ampla variedade de assuntos, dependendo das condições vigentes no respectivo domicílio da Companhia.

18.1 Processos com probabilidade de perda classificada como provável

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

	Passivo		Ativo	
	Provisão para processos judiciais e outros		Cauções e depósitos vinculados	
	2017	2016	2017	2016
Processos trabalhistas (a)	251.420	244.935	216.548	203.042
Processos cíveis (b):				
Plano cruzado - reajuste de tarifa (b.1)	14.337	15.512	893	3.962
Outros processos cíveis (b.2)	20.872	16.681	2.247	764
Autos de infração - Fundação Procon (b.3)	14.317	12.969	-	-
Imobiliário	202	178	-	7
Acordo Eletrobras (b.4)	1.499.138	-	-	-
Processos regulatórios (c)	45.854	63.116	-	-
Processos fiscais (d)				
PIS/COFINS sobre receitas financeiras (d.1)	87.178	60.939	94.289	67.955
IRPJ e CSLL sobre juros moratórios (d.2)	66.020	63.398	-	-
Outros processos fiscais (d.3)	13.102	10.744	2.674	3.426
Processos ambientais (e)	6.636	10.164	-	-
Outros processos	9.741	24.546	-	-
Total	2.028.817	523.182	316.651	279.156
Circulante	481.893	163.602		
Não circulante	1.546.924	359.580		
Total	2.028.817	523.182		

O total de cauções e depósitos vinculados no montante de R\$ 532.495 (R\$ 491.806 em 31 de dezembro de 2016), de acordo com a classificação de probabilidade de perda do processo ao qual está vinculado, está demonstrado a seguir:

	Cauções e depósitos vinculados	
	2017	2016
Processos prováveis	316.651	279.156
Processos possíveis	163.254	151.548
Processos remotos	52.590	61.102
Total	532.495	491.806

As movimentações das provisões dos processos judiciais e outros são como segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Passivo					Saldo final 31.12.2017
	Saldo inicial 31.12.2016	Ingressos	Atualizações	Pagamentos	Reversões	
Processos trabalhistas	244.935	105.286	17.054	(58.714)	(57.141)	251.420
Processos cíveis:						
Plano cruzado - reajuste de tarifa	15.512	903	1.112	(1.659)	(1.531)	14.337
Processos cíveis	16.681	41.506	1.940	(25.372)	(13.883)	20.872
Autos de infração - Fundação Procon	12.969	-	1.348	-	-	14.317
Imobiliário	178	10	19	(8)	3	202
Acordo Eletrobras	-	1.499.138	-	-	-	1.499.138
Processos regulatórios	63.116	1.562	5.465	(10.324)	(13.965)	45.854
Processos fiscais:						
PIS/COFINS sobre receitas financeiras	60.939	19.864	6.375	-	-	87.178
IRPJ e CSLL sobre juros moratórios	63.398	-	2.622	-	-	66.020
Outros processos fiscais	10.744	6.218	678	(972)	(3.566)	13.102
Processos ambientais	10.164	1.187	272	(4.666)	(321)	6.636
Outros processos	24.546	1.208	61	(780)	(15.294)	9.741
Total	523.182	1.676.882	36.946	(102.495)	(105.698)	2.028.817

	Passivo					Saldo final 31.12.2016
	Saldo inicial 31.12.2015	Ingressos	Atualizações	Pagamentos	Reversões	
Processos trabalhistas	247.899	119.686	17.828	(46.452)	(94.026)	244.935
Processos cíveis:						
Plano cruzado - reajuste de tarifa	13.492	745	2.223	(126)	(822)	15.512
Processos cíveis	24.455	21.438	3.188	(21.480)	(10.920)	16.681
Autos de infração - Fundação Procon	1.566	10.859	938	-	(394)	12.969
Imobiliário	4.818	231	649	(3.209)	(2.311)	178
Processos regulatórios	71.445	58.922	5.051	(10.909)	(61.393)	63.116
Processos fiscais:						
PIS/COFINS sobre receitas financeiras	20.231	36.059	4.649	-	-	60.939
IRPJ e CSLL sobre juros moratórios	39.769	18.082	5.547	-	-	63.398
Outros processos fiscais	25.429	119	1.201	(335)	(15.670)	10.744
Processos ambientais	11.425	5.130	398	(6.700)	(89)	10.164
Outros processos	25.840	462	74	-	(1.830)	24.546
Total	486.369	271.733	41.746	(89.211)	(187.455)	523.182

A movimentação dos processos judiciais e outros, requerida pelo manual de contabilidade do setor elétrico, é como segue:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Ambientais	Regulatórios	Outros	Total
Saldos em 31.12.2015	247.899	44.331	85.429	11.425	71.445	25.840	486.369
Constituição	119.686	33.273	54.260	5.130	58.922	462	271.733
Baixas/ reversão	(94.026)	(14.447)	(15.670)	(89)	(61.393)	(1.830)	(187.455)
Pagamentos	(46.452)	(24.815)	(335)	(6.700)	(10.909)	-	(89.211)
Atualização	17.828	6.998	11.397	398	5.051	74	41.746
Saldos em 31.12.2016	244.935	45.340	135.081	10.164	63.116	24.546	523.182
Constituição	105.286	1.541.557	26.082	1.187	1.562	1.208	1.676.882
Baixas/ reversão	(57.141)	(15.411)	(3.566)	(321)	(13.965)	(15.294)	(105.698)
Pagamentos	(58.714)	(27.039)	(972)	(4.666)	(10.324)	(780)	(102.495)
Atualização	17.054	4.419	9.675	272	5.465	61	36.946
Saldos em 31.12.2017	251.420	1.548.866	166.300	6.636	45.854	9.741	2.028.817

As estimativas de encerramento das discussões judiciais, divulgadas nos itens abaixo, podem não ser precisamente realizadas devido ao andamento futuro dos processos.

- a) **Processos trabalhistas:** A Companhia é demandada por empregados e ex-empregados próprios e terceirizados em 4.182 processos (4.190 processos em 31 de dezembro de 2016) pelos quais são pleiteados equiparação salarial, horas extras, adicional de periculosidade, complementação de aposentadoria entre outros. A Companhia mantém provisão para 2.497 processos (2.005 em 31 de

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

dezembro de 2016). A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que os atuais processos serão concluídos entre 2018 e 2023.

b) Processos cíveis:

b.1) Plano cruzado - reajuste de tarifa: Referem-se a processos movidos contra a Companhia por consumidores industriais questionando a legalidade dos aumentos tarifários concedidos pelo DNAEE (atual ANEEL) durante o período em que o plano econômico (Plano Cruzado) estabelecia o congelamento geral de preços. O Plano Cruzado teve vigência de fevereiro a novembro de 1986. Atualmente os processos dessa natureza prosseguem com relação à parcela controversa da matéria, resultante da diferença de cálculo apresentado pelas partes, com provisão no montante de R\$ 14.337 (R\$ 15.512 em 31 de dezembro de 2016). A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que os atuais processos sejam concluídos até 2020.

b.2) Outros processos cíveis: A Companhia está atualmente envolvida em processos judiciais cíveis de natureza geral e especial e, com base em pareceres de seus consultores jurídicos, reconhece provisões para os valores das demandas que são passíveis de quantificação e tem suas chances de perda classificadas como provável. Em 31 de dezembro de 2017, tais demandas respondem pela provisão de R\$ 20.872 (R\$ 16.681 em 31 de dezembro de 2016). A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que os atuais processos sejam concluídos até 2019.

Os processos judiciais cíveis de natureza geral em que a Companhia figura no polo passivo envolvem ações consumeristas, vinculadas ao contrato de fornecimento de energia elétrica, ações indenizatórias decorrentes de acidentes na rede elétrica e de danos em geral. Atualmente tais demandas respondem pela provisão de R\$ 16.666 (R\$ 14.725 em 31 de dezembro de 2016).

Os processos judiciais cíveis de natureza especial envolvem questões decorrentes do relacionamento comercial da Companhia com outras empresas privadas e/ou concessionárias de serviços públicos, bem como questões com agentes fiscalizadores, organizações não governamentais e/ou o Ministério Público. Atualmente, tais demandas respondem pela provisão de R\$ 4.206 (R\$ 1.956 em 31 de dezembro de 2016).

b.3) Autos de Infração - Fundação Procon-SP: A Companhia possui 3 Autos de Infração lavrados pelo Procon/SP, em virtude de supostas violações ao Código de Defesa do Consumidor. A Companhia, no entanto, contesta judicialmente todos os Autos de Infração. Atualmente, os processos aguardam julgamento nos Tribunais Superiores. Em 31 de dezembro de 2017, tais demandas respondem pela provisão de R\$ 14.317 (R\$ 12.969 em 31 de dezembro de 2016).

b.4) Acordo Eletrobras: Em 04 de outubro de 2017, a Companhia iniciou o processo de mediação junto a Eletrobras visando estabelecer critérios para negociar as bases para um acordo a fim de encerrar uma longa disputa judicial que envolve a Eletrobras, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("CTEEP") e a Companhia, quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo de encargos financeiros referentes ao empréstimo concedido em 1986 pela Eletrobras à empresa estatal (ECF-1.046/1986), que posteriormente foi cindida, dando origem à quatro companhias, entre as quais a Eletropaulo e a CTEEP atuais.

Depois da finalização de um processo de mediação e obtenção da aprovação dos Conselhos de Administração de ambas as companhias, a Companhia celebrou, em 09 de março de 2018, um acordo com a Eletrobras, e com os advogados por ela indicados, visando encerrar a discussão quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo de encargos financeiros referentes ao empréstimo ECF-1046/86 (Acordo).

Com base nos termos do Acordo, a Companhia irá desembolsar o valor de R\$ 1.500.000, definido pelas partes no âmbito do processo de mediação, da seguinte forma: R\$1.400.000 em favor da Eletrobras e R\$100.000 em favor dos advogados indicados pela Eletrobras, relativamente a honorários de sucumbência.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

O valor a ser pago à Eletrobras será quitado da seguinte forma:

- Pagamento de R\$ 250.000 a ser realizado após trânsito em julgado da homologação judicial dos Acordos com Eletrobras e com os advogados, o que ocorrer por último;
- Pagamento de 3 parcelas anuais de R\$300.000, sendo a primeira 12 meses após o pagamento da primeira parcela descrita anteriormente;
- Pagamento da última parcela de R\$250.000, 48 meses após o pagamento da primeira parcela.

Os valores serão atualizados, a partir de 31 de janeiro de 2018, por CDI + 1% na efetiva data de pagamento de cada parcela.

O valor a ser pago aos advogados será quitado da seguinte forma:

- Pagamento de 50% após o trânsito em julgado da homologação judicial dos Acordos com Eletrobras e com os advogados, o que ocorrer por último; e
- Pagamento do saldo remanescente ao final de 60 meses após o pagamento da primeira parcela.

Os valores serão atualizados, a partir de 31 de janeiro de 2018, por CDI + 1% na efetiva data de pagamento de cada parcela.

A eficácia dos Acordos ainda está sujeita ao trânsito em julgado da sua homologação judicial perante o Juízo da 5ª Vara Cível da Comarca do Rio de Janeiro, o que dará ensejo ao encerramento do processo judicial e contribuirá para a estratégia de recuperação de valor da Companhia. Com base na opinião de seus assessores jurídicos, a Administração da Companhia considera que as chances de não homologação dos Acordos são remotas. Diante disso, a Companhia classificou esses montantes como provisão na rubrica de processos judiciais e outros e não como contas a pagar.

A formalização dos Acordos evidenciou uma condição que já existia em 31 de dezembro de 2017, visto que o processo judicial que deu origem aos mesmos era reconhecido e divulgado pela Companhia como um passivo contingente. Considerando que as chances de não homologação dos Acordos são remotas, a Companhia avaliou como provável a saída de recursos e, desta forma, registrou o montante de R\$1.500.000 em contrapartida ao resultado financeiro (nota explicativa nº 28), visto que a questão envolvida era quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo de encargos financeiros oriundos do contrato ECF-1046, refletindo adequadamente a natureza do item, mantendo a consistência da prática adotada pela Companhia e permitindo comparabilidade nas demonstrações contábeis.

A Companhia incorreu em despesas pertinentes ao processo de mediação no total de R\$ 1.725, e tais despesas no momento do Acordo, foram rateadas na proporção de 50% para a Companhia e 50% para a Eletrobras. Dessa forma, o impacto total do Acordo foi de R\$1.499.138, registrado nas demonstrações contábeis, conforme segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

	Nota	2017
<u>Passivo - provisão para processos judiciais</u>		1.499.138
Circulante	18	299.138
Não circulante	18	1.200.000
<u>Demonstração do resultado - serviços de terceiros</u>		
Reembolso processo de mediação		862
<u>Demonstração do resultado - despesa financeira</u>		
Provisão acordo Eletrobras	28	(1.500.000)

Em adição às despesas do processo de mediação no montante de R\$862, a Companhia incorreu em outras despesas relacionadas ao Acordo, no valor de R\$8.300, totalizando R\$9.162, que foram registradas na rubrica de serviços de terceiros. A atualização monetária dessas despesas no montante de R\$8.312 foi registrada na rubrica de despesas financeiras (nota explicativa nº 28).

Em 15 de março de 2018, a Companhia protocolou petições informando que as partes chegaram a um acordo com o objetivo de quitar o débito oriundo do Contrato ECF 1046/86, bem como os honorários dos advogados da Eletrobras, e requereu a homologação dos acordos celebrados com a consequente extinção da ação.

Entre os dias 18 e 28 de março, foram juntadas petições apresentadas por 9 ex-advogados da Eletrobras (ou espólio dos mesmos), os quais não fizeram parte do acordo e questionaram, por isso, o acordo de honorários e o critério de rateio.

Em 23 de março de 2018, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (“CTEEP”) apresentou petição informando que não se opõe à homologação do acordo entabulado pelas partes, mas requereu o prosseguimento da ação para que seja declarado que ela não é a responsável pela dívida, ou seja, discordou do pedido de extinção do processo em relação a ela bem como requereu a condenação da Companhia em honorários de sucumbência de 10 a 20% do valor envolvido na liquidação.

Em 05 de abril de 2018, a Companhia apresentou petição requerendo que seja proferida sentença parcial homologatória do acordo firmado entre Eletrobras e Eletropaulo, concordando com o pedido da CTEEP de prosseguimento da ação e, por fim, requerendo a intimação da CTEEP para informar se concorda com a substituição do polo ativo da ação figurando a Eletropaulo como autora contra a CTEEP para discussão do direito de regresso. Ainda na mesma data, a Eletropaulo e a Associação de Advogados da Eletrobras apresentaram petição concordando que os advogados que comprovadamente atuaram no processo sejam incluídos no rateio de honorários, mas impugnando a inclusão dos que apenas constaram na procuração.

Em 06 de abril de 2018 a Eletrobras apresentou manifestação no mesmo sentido.

Em 09 de abril de 2018 foi proferida decisão, em suma: (i) homologando o valor do acordo firmado pela Companhia e a Eletrobras; (ii) excluindo a CTEEP do feito; (iii) determinando a suspensão do processo até que se cumpra integralmente o acordo; e, (iv) determinando que os advogados que não tiveram a concordância de participação no rateio do acordo de honorários, que formulem o pedido pela via autônoma.

Em 10 de abril de 2018, foram juntadas aos autos: (i) petição de mais um ex-advogado da Eletrobras que não fez parte do acordo, impugnando a homologação da transação; e, (ii) dois recursos de

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

embargos de declaração opostos por ex-advogados da Eletrobras em face da decisão mencionada, requerendo esclarecimentos no tocante à divisão dos honorários de sucumbência.

Atualmente, aguarda-se a apresentação de novas manifestações e recursos sobre a decisão de 09 de abril de 2018, os quais serão, em seguida, apreciados pelo Juiz do caso.

c) Processos regulatórios:

- c.1) A Companhia possui 2 autos de infração (nº 0014/2015- ARSESP-SFE - TN 0012/2015, nº 001/2016- ARSESP-SFE - TN 0005/2015) em virtude de indicadores de continuidade individuais e coletivos para os anos de 2014 e 2013, respectivamente, que refletem a avaliação do processo de coleta de dados e apuração dos indicadores de continuidade individuais e coletivos, bem como pagamento das compensações financeiras relacionadas às transgressões dos índices. As penalidades recebidas somam o total de R\$ 81.616, sendo: R\$ 35.887 referente ao AI nº 0014/2015 e R\$ 45.729 ao AI nº 001/2016. Em 2016, a diretoria da ARSESP deliberou em juízo de reconsideração pela revisão do valor das penalidades dos autos de infração nº 0014/2015 e nº 001/2016, reduzindo para R\$ 31.522 e R\$ 44.695, respectivamente. Com isso, o montante total de todas as penalidades reduziu de R\$ 81.616 para R\$ 76.217.

Considerando a avaliação da assessoria jurídica da Companhia, de um total atualizado até 31 de dezembro de 2017 de R\$ 96.483 relativo a essas penalidades, somente R\$ 26.978 e R\$ 18.458 (R\$ 24.529 e R\$ 16.786 em 31 de dezembro de 2016), são classificados como de perda provável no Judiciário, estando esses montantes provisionados nesta mesma data. Em dezembro de 2017 a Companhia deu continuidade às tratativas com a ANEEL sobre o seu recurso, tendo arquivado novas informações ao processo. Essas novas informações têm por objetivo materializar evidências que a Companhia acredita que poderão modificar a decisão manifestada pela ANEEL nos autos, oferecendo, a partir de então, a expectativa de cancelamento de algumas não conformidades e a reconsideração parcial de outras, com a consequente redução das multas aplicadas. Mesmo com as novas informações, a Companhia manteve sua reavaliação em relação à provisão já constituída para esses dois autos, devido ao recebimento de mais dois processos de mesma natureza (nota explicativa nº 18.2 (b.4))

- c.2) A Companhia recebeu, em 24 de março de 2016, o Auto de Infração nº 0014/2016 - TN nº 0001/2016, referente à Fiscalização Técnica Periódica ocorrida no período de 23 de novembro a 2 de dezembro de 2015, em relação a processos técnicos no ano de 2014, no montante de R\$ 14.637. Em juízo de reconsideração, a ANEEL deliberou em 19 de dezembro de 2017 pela redução da penalidade para R\$ 11.028, sendo que, atualizado até 31 de dezembro de 2017, o valor representa R\$ 13.114. Para pagamento, a Companhia parcelou o referido valor em 3 vezes, tendo sido paga a primeira parcela em 04 de janeiro de 2018 no valor de R\$ 4.391, e as demais a serem quitadas até o dia 10 dos meses de fevereiro e março de 2018, devidamente atualizadas (SELIC). O montante de R\$ 13.114 atualizado até 31 de dezembro de 2017 (R\$ 12.228 em 31 de dezembro de 2016) foi reclassificado para outras obrigações (nota explicativa nº 20).
- c.3) A Companhia está envolvida em outro processo regulatório, para o qual está provisionado o montante que, atualizado até 31 de dezembro de 2017, corresponde a R\$ 418 (R\$ 9.573 em 31 de dezembro de 2016). Esse processo refere-se a Termo de Notificação da CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que os processos regulatórios serão concluídos em até 1 ano.

d) Processos fiscais:

- d.1) PIS/COFINS sobre receitas financeiras: A Companhia discute judicialmente os efeitos do Decreto nº 8.426/2015, que trata da tributação de PIS/COFINS sobre receitas financeiras a partir de 01 de julho de 2015. Enquanto não há decisão autorizando a não aplicação das novas regras do Decreto, a Companhia vem efetuando depósitos judiciais nos montantes correspondentes aos tributos incidentes

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

sobre as receitas financeiras. Foram proferidas decisões desfavoráveis em 1ª e 2ª instâncias mantendo a tributação das receitas financeiras pelo PIS e pela COFINS. A Companhia interpôs, então, recursos especial e extraordinário. Em 27 de março de 2018, foram proferidas decisões pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região admitindo o recurso extraordinário e não admitindo o recurso especial. Contra a decisão relativa ao recurso especial, a Companhia apresentará recurso ao STJ no prazo legal. A Companhia registrou provisão que, atualizada até 31 de dezembro de 2017, corresponde a R\$ 87.178 (R\$ 60.939 em 31 de dezembro de 2016) e efetuou depósitos judiciais no montante de R\$ 94.289. A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que este processo será concluído até 2021.

- d.2) IRPJ e CSLL sobre juros moratórios: Trata-se de mandado de segurança impetrado pela Companhia em que se discute a incidência de IRPJ e CSLL sobre receitas auferidas a título de juros moratórios, em razão do atraso no adimplemento de obrigações contratuais por terceiros. Em outubro de 2011, foi concedida a medida liminar requerida para suspender a exigibilidade dos tributos questionados. Com base nesta decisão, a Companhia interrompeu os recolhimentos de IRPJ e CSLL sobre os referidos juros, passando a provisioná-los. Em março de 2012, foi proferida decisão de 1ª instância favorável à Companhia. Atualmente, aguarda-se o julgamento em 2ª instância do recurso interposto pela Fazenda Nacional. O montante atualizado até 31 de dezembro de 2017 corresponde a R\$ 66.020 (R\$ 63.398 em 31 de dezembro de 2016). A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que este processo será concluído até 2020.
- d.3) Outros processos fiscais: Existem processos fiscais de natureza geral, dentre os quais se destaca, no âmbito municipal, a existência de casos de IPTU, taxas e multas posturais, enquanto no âmbito federal processos que versam sobre autuações relativas a INSS. Em 31 de dezembro de 2017, a provisão corresponde a R\$ 13.102 (R\$ 10.744 em 31 de dezembro de 2016) e é estimado que os atuais processos serão concluídos até 2024.
- e) Processos ambientais: Os órgãos ambientais de São Paulo acompanham atividades de gerenciamento ambiental de alguns imóveis da Companhia, por meio de processos administrativos próprios, levando a Companhia, com base em estudos técnicos, a reconhecer provisões para os valores das demandas que são passíveis de quantificação. Em 31 de dezembro de 2017, tais demandas respondiam pela provisão de R\$ 6.636 (R\$ 10.164 em 31 de dezembro de 2016). Dentre esses processos, destacam-se as demandas relacionadas a solo e água subterrânea as quais, em sua maioria, encontram-se em fase de monitoramento para encerramento perante os órgãos ambientais, tais como a do Complexo Cambuci, Miguel Yunes e Estações transformadoras de distribuição, bem como o processo judicial Represa de Guarapiranga descrito a seguir:
- e.1) Represa Guarapiranga: Em setembro de 1996, o Ministério Público do Estado de São Paulo (MP) moveu ação civil pública em face da Companhia e da Associação Desportiva Cultural visando à reparação de supostos danos ambientais que teriam sido ocasionados pela construção de um clube esportivo e recreativo às margens da Represa de Guarapiranga. A ação foi julgada procedente condenando as rés, solidariamente, ao cumprimento das seguintes obrigações de fazer: (i) regularização de construções em áreas denominadas de "segunda categoria" e, (ii) demolição total das obras e construções situadas na área denominada de "primeira categoria", com o plantio de árvores em lugares determinados em perícia. A decisão determina ainda o pagamento de indenização ou, alternativamente, a implantação de um projeto ambiental. A decisão de mérito desfavorável à Companhia transitou em julgado em 10 de agosto de 2012. Em janeiro de 2013 o processo retornou à primeira instância e teve início a execução. A Companhia segue em tratativas com o Ministério Público e a Secretaria do Meio Ambiente - SMA para a implementação de um projeto ambiental na região. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia mantém provisão para cumprimento das partes estimáveis da presente demanda no montante de R\$ 3.556 (R\$ 3.284 em 31 de dezembro de 2016).

18.2 Processos com probabilidade de perda classificada como possível

A Companhia está envolvida em outros processos cuja probabilidade de perda está avaliada como possível e, por esse motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. A avaliação dessa

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

probabilidade está embasada em relatórios preparados por consultores jurídicos internos e externos da Companhia. O total estimado de processos cuja probabilidade foi classificada como possível é de:

	Valor estimado da contingência	
	2017	2016
Processos cíveis (a)	397.896	2.368.415
Processos regulatórios (b)	1.231.295	1.157.351
Processos fiscais (c)	1.836.171	1.594.381
Processos trabalhistas (d)	99.570	89.530
Imobiliário	26.910	15.636
Total	3.591.842	5.225.313

Processos Cíveis:

Na tabela a seguir estão apresentadas as contingências passivas relacionadas aos processos cíveis, com destaque para os casos com valores superiores a R\$ 30.000 e relevância do tema.

	Valor estimado da contingência	
	2017	2016
(a) Processos cíveis:		
(a.1) CTEEP/Eletrôbras - Contrato de Financiamento ECF-1.046/1986	Vide nota 18.1 (b4)	1.957.346
(a.2) Ações Anulatórias - multas de trânsito	55.954	80.872
(a.3) Ação indenizatória - Coração Sertanejo	Alterado para remoto	21.828
(a.4) Autos de Infração - Fundação Procon - SP	69.529	56.565
(a.5) Outros processos cíveis	272.413	251.804
	397.896	2.368.415
(a.6) Enquadramento de consumidores - ação civil pública	Não determinado	Não determinado
(a.7) Revisão tarifária - exclusão de valores - contratos bilaterais	Não determinado	Não determinado
(a.8) Revisão tarifária - inclusão benefício fiscal	Não determinado	Não determinado
(a.9) Uso da faixa de domínio de rodovias	Não determinado	Não determinado
(a.10) Ação civil pública - contas vencidas - 90 dias	Não determinado	Não determinado
(a.11) Ação indenizatória - Shopping Balneário de Santos	Não determinado	Não determinado
(a.12) Ação civil pública - Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor - IDEC	Não determinado	-

(a.1) CTEEP/Eletrôbras - Contrato de Financiamento ECF-1.046/1986

Vide nota explicativa nº 18.1 (b4).

(a.2) Ações Anulatórias - Multas de trânsito

A Companhia é atualmente autora de 8 ações anulatórias de multas de trânsito, ajuizadas contra a Prefeitura do Município de São Paulo, visando liminarmente à suspensão e ao final da ação o cancelamento de multas relacionadas a: (i) rodízio municipal de veículos; (ii) zona máxima de restrição de circulação de caminhões; e (iii) não indicação de condutor correlatas. A redução do valor envolvido se deve ao trânsito em julgado de decisões favoráveis obtidas em 2017. O valor total em discussão nas ações anulatórias atualizado até 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 55.954 (R\$ 80.872 em 31 de dezembro de 2016).

(a.3) Ação indenizatória - Coração Sertanejo

Em 14 de setembro de 2017, o Superior Tribunal de Justiça negou provimento ao Recurso Especial do Coração Sertanejo proposto contra a decisão do Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo que reduziu a condenação da Companhia de R\$ 8.693 para R\$ 65. Com a decisão, o prognóstico do caso foi alterado para remoto.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

(a.4) Autos de Infração - Fundação Procon - SP

A Companhia possui 9 Autos de Infração lavrados pelo Procon/SP em decorrência de supostas não conformidades na operação da Companhia em relação aos direitos de seus consumidores. A Companhia, no entanto, contesta administrativamente e judicialmente todos os autos de infração. A Companhia vem contestando administrativamente 4 autos de infração. Em 31 de dezembro de 2017, os quatro processos administrativos aguardavam julgamento dos recursos interpostos pela Companhia e o valor total envolvido atualizado até 31 de dezembro de 2017, é de R\$ 19.840 (R\$ 16.397 em 31 de dezembro de 2016). Na esfera judicial, a Companhia é parte em 5 demandas judiciais que visam à inexigibilidade do pagamento das multas impostas nos autos de infração. Em 31 de dezembro de 2017, esses cinco autos encontravam-se com a exigibilidade suspensa em razão de liminares favoráveis concedidas à Companhia e o valor total envolvido atualizado até 31 de dezembro de 2017 nestes casos é de R\$ 49.689 (R\$ 40.168 em 31 de dezembro de 2016).

(a.5) Outros processos cíveis

Outros processos cíveis são aqueles em que a Companhia figura no polo passivo e envolvem questões de contencioso massificado, como, por exemplo, ações indenizatórias de cunho consumerista vinculadas ao contrato de fornecimento de energia elétrica, ações indenizatórias decorrentes de acidentes na rede elétrica, queima de aparelhos eletrodomésticos, entre outras. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia estava envolvida em 4.092 ações desta natureza, no montante de R\$ 272.413 (3.561 ações, no montante de R\$ 251.804, em 31 de dezembro de 2016).

(a.6) Enquadramento de consumidores - ação civil pública

O Ministério Público Federal e a PROTESTE - Associação Brasileira de Defesa do Consumidor ingressaram em 01 de junho de 2005 com uma Ação Civil Pública contra a Companhia e a ANEEL requerendo o enquadramento na subclasse baixa renda das unidades consumidoras incluídas nos empreendimentos habitacionais de interesse social. O pedido de tutela antecipada foi indeferido pelo juiz de primeira instância, bem como pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região. Em outubro de 2008, a demanda foi julgada improcedente. Os autores apresentaram recursos ao Tribunal Regional Federal da 3ª Região, os quais aguardam julgamento. O valor envolvido nesta ação não pode ser estimado, uma vez que se trata de Ação Civil Pública e em sendo alterado o teor da decisão que foi favorável à Companhia, os usuários deverão requerer individualmente o cumprimento e os benefícios decorrentes da decisão. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar valores, os quais, dado o atual andamento do processo, não são passíveis de quantificação.

(a.7) Revisão tarifária - exclusão de valores - contratos bilaterais

O Ministério Público Federal ingressou em 5 de dezembro de 2003 com Ação Civil Pública contra a Companhia e a ANEEL visando à desconsideração dos valores do contrato firmado entre a Companhia e a AES Tietê na composição tarifária, bem como o reembolso em dobro aos clientes por tarifas supostamente cobradas a maior em 2003. A liminar foi indeferida pelo juiz de primeira instância e pelo Tribunal Regional Federal da 3ª região - TRF3. A demanda foi julgada improcedente. Em março de 2012, o recurso apresentado pelo Ministério Público Federal ao TRF3 foi acolhido para determinar que o processo passe por uma perícia para apurar se houve eventual onerosidade excessiva para os consumidores da Companhia. A Companhia apresentou recursos ao Superior Tribunal de Justiça e ao Supremo Tribunal Federal contra a decisão que reformou a sentença de improcedência da ação. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar valores, os quais, dado o atual andamento do processo não são passíveis de quantificação, sendo que no presente caso eventuais desembolsos em caso de condenação da Companhia deverão ser requeridos pelos usuários supostamente lesados.

(a.8) Revisão tarifária - inclusão benefício fiscal

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

O Ministério Público ingressou em 16 de novembro de 2004 com Ação Civil Pública contra a Companhia e a ANEEL visando ao reconhecimento e consequente extinção do benefício indevidamente gerado pela contabilização dos benefícios decorrentes do pagamento de juros sobre capital próprio na composição tarifária, bem como pretendendo compelir a Companhia a devolver em dobro os valores supostamente cobrados de forma indevida após a revisão tarifária de 2003. A demanda foi julgada improcedente pelo juiz de primeira instância. Aguarda-se julgamento pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região do recurso de apelação apresentado pelo Ministério Público Federal. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar valores, os quais, dado o atual andamento do processo não são passíveis de quantificação.

(a.9) Uso da faixa de domínio de rodovias

A Companhia é parte em ações judiciais que discutem a onerosidade de sua atuação para a instalação e manutenção de infraestrutura de distribuição de energia em faixas intermediárias e laterais das rodovias. A Companhia também ajuizou ações contra o Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo (DER), obtendo decisões favoráveis em primeira e segunda instância, adotando ainda outras medidas legais para discussão do tema. Existem decisões favoráveis e desfavoráveis julgadas em diferentes instâncias, com repercussão geral reconhecida no Recurso Extraordinário nº 581.947 (tema 261), o qual aguarda-se julgamento. Caso sobrevenham decisões finais desfavoráveis, a Companhia terá que desembolsar valores, os quais, dado o atual andamento dos processos não são passíveis de quantificação.

(a.10) Ação civil pública - contas vencidas - 90 dias

Em 15 de abril de 2005, o Ministério Público Federal (MPF) ajuizou Ação Civil Pública contra a Companhia visando: (i) definir o prazo de prescrição da cobrança de valores referentes a contas de consumo em atraso para 90 dias, (ii) à restituição em dobro de qualquer quantia que tenha sido erroneamente cobrada de consumidores que assinaram Termos de Confissão de Dívida (TCD's) que eram parcialmente ou totalmente compostas de débitos de terceiros (antigos proprietários, inquilinos ou ocupantes) e, por fim, (iii) que a ANEEL fiscalize o cumprimento de tais determinações pela Companhia. Em 1ª Instância foi proferida sentença parcialmente procedente, determinando o reembolso dos valores erroneamente cobrados de consumidores que assinaram TCD's relativos a débitos de terceiros. A Companhia apresentou recurso ao Tribunal Regional Federal da 3ª Região - TRF3. Foi negado provimento ao recurso da Companhia no TRF3 e dado provimento ao recurso do MPF para majorar a condenação à restituição em dobro da quantia que tenha sido erroneamente cobrada de consumidores que assinaram os TCD's. A Companhia interpôs recursos especial e extraordinário contra a decisão. No dia 28 de junho de 2016, o recurso especial foi admitido e o recurso extraordinário foi inadmitido. A Companhia interpôs agravo de instrumento contra a decisão que inadmitiu o recurso extraordinário. Aguarda-se o julgamento dos recursos em Brasília.

Iniciada a execução provisória da parte da sentença que determinou a identificação dos consumidores porventura atingidos pela decisão e a quantificação do valor envolvido na demanda judicial. Em 09 setembro de 2014 foi proferida decisão suspendendo a execução provisória requerida pelo Ministério Público Federal, para que fosse feita a identificação de consumidores que assinaram TCD's em primeira instância. Em 15 de junho de 2015, os embargos de declaração opostos pelo Ministério Público Federal foram parcialmente acolhidos pelo Juízo de primeira instância para considerar satisfeita a execução provisória da sentença e incabível a multa diária, uma vez que o próprio MPF havia concordado com a dilação do prazo para o cumprimento da execução provisória. O MPF apresentou agravo de instrumento pendente de julgamento perante o TRF3, no qual discute a suspensão de cumprimento de sentença. De acordo com o levantamento concluído pela Companhia na execução provisória, foram identificados 3.211 TCD's, relativos a consumidores que não assumem a responsabilidade de débitos de terceiros, no montante histórico em dobro de R\$12.859 (fevereiro de 2013).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

(a.11) Ação indenizatória - Shopping Balneário de Santos

Em 8 de junho de 1998, o Condomínio Parque Balneário Center moveu ação judicial em face da Bandeirante Energia, sucedida pela Companhia Piratininga Força e Luz S.A. em 2002 (CPFL), solicitando a restituição de diferenças tarifárias em razão de sua alegada classificação equivocada de tensão entre 1978 e 1997. Em 7 de junho de 1999, a Companhia foi denunciada à lide para responder ao processo em razão de sua responsabilidade pelas obrigações relativas ao período anterior à efetivação da sua cisão ocorrida em 31 de dezembro de 1997. A ação foi julgada improcedente em primeira instância em 29 de fevereiro de 2000. Em 4 de julho de 2011, o Tribunal de Justiça de São Paulo deu provimento à apelação do Condomínio condenando a CPFL ao pagamento das diferenças tarifárias e determinando que a Companhia responda pela via regressiva. O acórdão também determinou a apuração do valor da dívida através de liquidação de sentença. Em 30 de agosto de 2011, a CPFL apresentou Recurso Especial que teve seguimento negado ao STJ, ocorrendo o trânsito em julgado da decisão em 18 de maio de 2012. A ação está em fase de execução desde dezembro de 2015 e, em junho de 2017, teve o início do procedimento de liquidação de sentença para a apuração do valor devido, mediante a realização de uma perícia judicial. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar valores, os quais somente poderão ser mensurados após perícia judicial a ser realizada no procedimento de liquidação de sentença.

(a.12) Ação civil pública - Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor - IDEC

Em março de 2017, o Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (IDEC) ajuizou ação civil pública contra a Companhia, objetivando a (1) devolução em dobro, juros e correção monetária a todos os consumidores que pagaram por serviços atípicos cobrados na fatura de energia elétrica nos últimos 5 anos, sem que houvesse sua respectiva solicitação expressa; e (2) danos morais coletivos em valor não inferior a R\$ 1.000.

A Companhia identificou 14.187 consumidores afetados, tendo efetuado a restituição em dobro aos respectivos consumidores no total de R\$ 3.648.

Em 31 de janeiro de 2018, a primeira instância julgou procedente a ação civil pública condenando a Companhia a restituir em dobro os consumidores indevidamente cobrados e ao pagamento de uma indenização por danos morais coletivos no valor de R\$ 500. Em 13 de março de 2018 a Companhia apresentou recurso de apelação contra essa decisão, o qual será analisado pelo Tribunal de Justiça de São Paulo.

Caso sobrevenha decisão final desfavorável não é possível assegurar que a Companhia não tenha que restituir valores adicionais aos já restituídos aos consumidores que, dado o atual andamento do processo, não são passíveis de quantificação. A Companhia, fundamentada em avaliação jurídica dos seus assessores legais externos, classifica o risco de perda como possível nesta discussão.

(b) Processos regulatórios:

Na tabela a seguir estão apresentadas as contingências passivas relacionadas aos processos regulatórios, com destaque para os casos com valores superiores a R\$ 30.000 e relevância do tema.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

	Valor estimado da contingência	
	2017	2016
(b) Processos regulatórios:		
(b.1) Devolução tarifária - Base Blindada	769.579	773.609
(b.2) Auto de Infração nº 1014/2015 - determinação de provisão	Cancelado	Cancelado
(b.3) Ação Anulatória - AI 122/2012 - Base de Remuneração Regulatória (BRR)	157.078	153.614
(b.4) Autos de Infração - Indicadores de continuidade	106.082	46.222
(b.5) Ação Anulatória - AI 008/2012 - Ativo imobilizado em serviço (AIS/2010)	85.937	78.156
(b.6) Autuações PCLD - Provisão para créditos de liquidação duvidosa	101.231	92.080
Outros processos regulatórios	11.388	13.670
	1.231.295	1.157.351

(b.1) Devolução tarifária - Base blindada

A Companhia ingressou com Ação Anulatória objetivando a obtenção de liminar para suspender os efeitos da (i) decisão da diretoria da ANEEL, no processo do Cabo 1271 MVM, que determinou que a Companhia efetuassem a restituição aos seus consumidores da quantia total de R\$ 626.052 (atualizada até novembro de 2013), anulando os efeitos da incorporação das parcelas de amortização e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente (i.e., Cabo), e (ii) das decisões administrativas subsequentes da ANEEL que negaram pedido subsidiário relativo à inclusão de determinados ativos subavaliados em sua base de remuneração para o Reajuste Tarifário Anual de 2014, com a anulação das decisões da ANEEL ao final do processo.

A devolução da quantia de R\$ 626.052 foi determinada pelo Diretor Geral da ANEEL (Despacho nº 4.259 /2013). A devolução deveria ter sido feita por meio de componente financeiro negativo na tarifa da Companhia em até 4 eventos tarifários, a partir de julho de 2014.

A tutela antecipada foi indeferida pela primeira instância, interpondo a Companhia recurso de Agravo de Instrumento ("Agravo") perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região ("TRF1").

Em 9 de setembro de 2014, a Companhia obteve decisão liminar no Agravo para que a ANEEL efetuassem o recálculo das tarifas sem o componente financeiro negativo constante nos Despachos ANEEL nº 4.259/2013 e 2.176/2014 até o julgamento do mérito do recurso.

Em 13 de outubro de 2014, teve início o julgamento do mérito do Agravo, sendo proferido, inicialmente, voto favorável pelo Desembargador relator do Agravo e posteriormente o julgamento foi suspenso uma vez que o Desembargador revisor pediu vista dos autos. O julgamento prosseguirá com o voto do Desembargador revisor e mais um voto de outro Desembargador em data ainda a ser definida.

Em 5 de janeiro de 2015, em razão da liminar obtida, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 1.844, determinando a devolução dos valores já descontados da Companhia. O montante anteriormente restituído aos consumidores, foi totalmente revertido à Companhia por meio da Revisão Tarifária de 2015, finalizando o recebimento no ciclo tarifário encerrado em 3 de julho de 2016.

Em 7 de janeiro de 2015, a ANEEL ajuizou perante o Superior Tribunal de Justiça (STJ) um pedido de Suspensão Liminar de Segurança (SLS) visando suspender a liminar em vigor, deferida pelo TRF1. O recurso foi negado de forma definitiva pelo STJ.

Em 31 de dezembro de 2017, os efeitos da liminar favorável à Companhia continuam vigentes. Aguarda-se o julgamento do caso em primeira instância, atualmente na fase de instrução probatória.

A Companhia, fundamentada em avaliação jurídica preparada por seus assessores legais externos e com base na liminar vigente, classifica o risco de perda como possível nesta discussão, não havendo, portanto, nenhuma provisão constituída. Em 31 de dezembro de 2017, o valor atualizado pelo IGP-M da devolução tarifária em discussão é de R\$ 769.579 (R\$ 773.609 em 31 de dezembro de 2016).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

Em 13 de abril de 2018, o Tribunal Regional Federal da 1ª Região ("TRF1") deu provimento ao recurso ("Agravo") interposto pela Companhia, mantendo a liminar que suspende, até decisão de mérito da ação, a determinação da ANEEL de devolução dos valores discutidos aos consumidores.

Aguarda-se a publicação da referida decisão do Tribunal Regional Federal da 1ª Região e eventual interposição de recursos, bem como o julgamento do mérito do caso em primeira instância, atualmente em fase de instrução probatória.

A Companhia, fundamentada em avaliação jurídica preparada por seus assessores legais externos e com base na liminar vigente, classifica o risco de perda como possível nesta discussão, não havendo, portanto, nenhuma provisão constituída.

(b.2) Auto de Infração nº 1014/2015 - determinação de provisão

Em 5 de maio de 2015, a Companhia recebeu o Auto de Infração nº 1014/2015-SFF no montante de R\$ 143.324 em função do descumprimento do TN 73/2014, para o qual não foi constituída provisão em razão dos pareceres jurídicos. Após o protocolo de recurso administrativo, na data de 22 de novembro de 2016, a Diretoria da ANEEL, por meio do Despacho nº 3.042/2016, conheceu o recurso dando provimento parcial, julgando pela (i) anulação do AI 1014/2015 e (ii) manutenção da determinação de provisão do valor de R\$ 626.052 (processo relacionado ao item b.1 descrito anteriormente) em até 30 dias. Em 12 de dezembro de 2016, a Companhia protocolou pedido de reconsideração frente ao Despacho nº 3.042/2016 quanto à determinação da provisão.

Em 08 de agosto de 2017, foi publicado o Despacho nº 2.389, pelo qual o Diretor Geral da ANEEL conheceu o recurso da Companhia para tornar sem efeito a determinação de provisionamento constante da decisão do dia 22 de novembro de 2016. Dessa forma, o processo administrativo foi encerrado sem nenhuma penalidade ou determinação à Companhia.

(b.3) Ação Anulatória - AI 122/2012 - Base de Remuneração Regulatória (BRR)

Ação Anulatória ajuizada pela Companhia contra a ANEEL, requerendo provimento judicial que declare a ilegalidade do despacho ANEEL que manteve certas não conformidades e, por conseguinte, a anulação da multa imposta. Foi deferido o pedido liminar da Companhia, suspendendo a exigibilidade da multa. Decisão de primeira instância desfavorável à Companhia em 07 de julho de 2017. A liminar não foi expressamente revogada pela decisão de primeira instância desfavorável, permanecendo em vigor. Em 20 de julho, a Companhia apresentou embargos de declaração apontando defeitos de contradição e omissão e exigindo que fossem resolvidos, requerendo que a decisão desfavorável fosse totalmente reformada. Com base no critério de cálculo adotado pela ANEEL o valor dessa autuação corresponde a R\$ 157.078, atualizado até 31 de dezembro de 2017 (R\$ 153.614 em 31 de dezembro de 2016).

(b.4) Autos de Infração - Indicadores de continuidade

A Companhia possui 2 autos de infração (nº 0014/2015- ARSESP-SFE - TN 0012/2015, nº 001/2016- ARSESP-SFE - TN 0005/2015) emitidos em virtude de supostas não conformidades em relação à apuração de indicadores de continuidade individuais e coletivos para os anos de 2014, 2013, respectivamente. Para esses dois autos a Companhia efetuou provisão parcial conforme nota explicativa nº 18.1 (c.1).

Em 2017, a Companhia recebeu os autos de infração nº 0063/2017 e nº 0064/2017 nos montantes de R\$ 24.653 e R\$ 29.776, respectivamente, que são da mesma natureza dos demais (AI nº 0014/2015 e AI nº 001/2016). Tendo em vista que há expectativa de redução das multas relacionadas aos autos de infração anteriormente mencionados, a Companhia acredita que os eventuais desdobramentos das novas informações produzirão os mesmos efeitos redutores nessas penalidades mais recentes. A Companhia concluiu que, até que a ANEEL se manifeste sobre os recursos apresentados aos Autos de Infração nº 014/2015 e nº 001/2016, não é possível avaliar o risco jurídico-regulatório dos novos autos

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

apresentados, considerando a expectativa de cancelamento e/ou redução das penalidades. A Companhia estima que a manifestação pela ANEEL ocorrerá durante o primeiro trimestre de 2018.

Considerando a avaliação da assessoria jurídica da Companhia, de um total de R\$ 151.518 atualizado até 31 de dezembro de 2017 relativo a essas penalidades, o valor de R\$ 106.082 (AI nº 0014/2015 de R\$ 13.882, AI nº 001/2016 de R\$ 37.165, AI nº 0063/2017 de R\$24.928 e AI nº 0064/2017 de R\$ 30.107) é classificado como de perda possível.

(b.5) Ação Anulatória - AI 008/2012 - Ativo imobilizado em serviço (AIS/2010)

Ação Anulatória ajuizada pela Companhia contra a ANEEL, pretendendo a anulação do Auto de Infração nº 008/2012, no qual a ANEEL penalizou a Companhia em razão de supostas inadequações formais de certos registros contábeis que, na visão da Companhia, não geraram nenhuma consequência prática negativa para as tarifas nem para o serviço prestado pela Companhia. Foi deferido o pedido de tutela antecipada para suspender a exigibilidade da multa. O processo encontra-se na fase de produção de provas. Com base no critério de cálculo adotado pela ANEEL o valor dessa autuação corresponde a R\$ 85.937, atualizado até 31 de dezembro de 2017 (R\$ 78.156 em 31 de dezembro de 2016).

(b.6) Autuações PCLD - Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Pela ANEEL foram lavrados dois autos de infração (em 4 de maio de 2000 - AI nº 015/TN170 e em 5 de abril de 2001 - AI 027/TN0336/1) em decorrência da inclusão dos créditos contra o Poder Público na PCLD - provisão para créditos de liquidação duvidosa. A Companhia propôs dois mandados de segurança com o objetivo de anular tais autuações. Com base no critério de cálculo adotado pela ANEEL o valor total dessas autuações corresponde a R\$ 101.231, atualizado até 31 de dezembro de 2017 (R\$ 92.080 em 31 de dezembro de 2016).

AI nº 015/TN170:

Em 4 de julho de 2012 sobreveio decisão desfavorável ao recurso interposto pela Companhia no mandado de segurança, sendo proposto um novo recurso de agravo em 6 de julho de 2012, o qual teve provimento negado. Em 23 de agosto de 2013, a Companhia apresentou Recurso Especial ao Superior Tribunal de Justiça (STJ) e Recurso Extraordinário ao Supremo Tribunal Federal (STF). Em 10 de setembro de 2013, a Companhia ajuizou duas Medidas Cautelares, com pedido de liminar, perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região (TRF1), visando suspender o processo e a exigibilidade da multa imposta pela ANEEL até julgamento final dos recursos pelo STJ e pelo STF. Em 17 de setembro de 2013, o TRF1 concedeu o efeito suspensivo requerido pela Companhia. Com base nas atualizações feitas a partir do critério de atualização adotado pela ANEEL o valor de tal autuação corresponde a R\$ 40.460, atualizado até 31 de dezembro de 2017 (R\$ 16.965 em 31 de dezembro de 2016).

AI 027/TN0336/1:

Em 27 de agosto de 2013, o recurso da Companhia, apresentado contra a sentença desfavorável de 1ª instância de fevereiro de 2002, foi provido pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região (TRF1), cancelando a multa imposta pela ANEEL. Contra a decisão favorável à Companhia, a ANEEL apresentou recurso no TRF1 endereçado ao STJ. Aguarda-se julgamento de admissibilidade do recurso no TRF1. Com base nas atualizações feitas a partir do critério de atualização adotado pela ANEEL o valor de tal autuação corresponde a R\$ 60.771, atualizado até 31 de dezembro de 2017 (R\$ 53.259 em 31 de dezembro de 2016).

(c) Processos fiscais:

Na tabela a seguir estão apresentadas as contingências passivas relacionadas aos processos fiscais, com destaque para os casos com valores superiores a R\$ 30.000 e relevância do tema.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS 31 de dezembro de 2017 e 2016 (em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Valor estimado da contingência	
	2017	2016
(c) Processos fiscais:		
(c.1) Recolhimentos do FGTS - Fundo de Garantia por Tempo de Serviço	91.816	88.953
(c.2) PASEP - suspensão de exigibilidade	Cancelado	41.070
(c.3) Notificação Fiscal de Lançamento de Débitos (NFLD's) - execuções fiscais	50.753	49.541
(c.4) CSLL - base negativa	144.501	138.423
(c.5) Execuções fiscais municipais - diversas	188.624	169.703
(c.6) PIS - Estatuto da decadência	235.131	228.962
(c.7) COFINS - anistia	157.119	153.629
(c.8) COFINS - Multa de Ofício	58.988	58.988
(c.9) Autos de infração de ICMS - Estornos de débitos	91.239	83.726
(c.10) Plano Suplementar de Aposentadoria e Pensão	165.188	-
(c.11) PIS - Decretos-Lei nos 2.445/1988 e 2.449/1988	49.394	49.394
(c.12) FINSOCIAL	210.145	199.267
(c.13) PIS - Compensações Decretos (Créditos Remanescentes)	146.546	137.902
(c.14) Autos de infração de ICMS - Ativo imobilizado	109.118	54.071
(c.15) Autos de infração de ICMS - Estornos de débitos	48.319	43.828
Outros processos fiscais	89.289	96.924
	1.836.171	1.594.381

Processos fiscais em fase judicial:

(c.1) Recolhimentos do FGTS - Fundo de Garantia por Tempo de Serviço

Em novembro de 1998 foram lavradas pela Caixa Econômica Federal três notificações relativas à suposta falta de recolhimento de FGTS durante o período de janeiro de 1993 a setembro de 1998. A exigência fiscal integralmente foi mantida na esfera administrativa. Na ação judicial proposta pela Companhia para seguir a discussão, foi proferida decisão de 1ª instância, em setembro de 2014, julgando parcialmente procedente o pedido da Companhia (cancelamento parcial do débito). Atualmente, aguarda-se o julgamento dos recursos de apelação interpostos pela Companhia e pelo INSS. O montante atualizado até 31 de dezembro de 2017 perfaz o total de R\$ 91.816 (R\$ 88.953 em 31 de dezembro de 2016).

(c.2) PASEP - suspensão de exigibilidade

Em julho de 2017, o recurso de apelação interposto pela Companhia contra a decisão desfavorável de 1ª instância foi julgado e provido pelo Tribunal Regional Federal da 3ª região. Em 9 de outubro de 2017, diante da ausência de recurso da Fazenda Nacional, foi certificado o trânsito em julgado da decisão de 2ª instância favorável à Companhia. Com isso, o caso foi encerrado favoravelmente à Companhia com o cancelamento integral da exigência de contribuição ao PASEP.

(c.3) Notificação Fiscal de Lançamento de Débitos (NFLDs) - execuções fiscais

Três execuções fiscais promovidas pelo INSS contra a Companhia que versam sobre incidência de contribuição previdenciária sobre diferentes verbas de cunho não remuneratório. Duas execuções fiscais tiveram decisão de 1ª instância desfavorável e, no momento, aguardam decisão de 2ª instância. A terceira, por sua vez, aguarda decisão em 1ª instância. O montante atualizado até 31 de dezembro de 2017 perfaz o total de R\$ 50.753 (R\$ 49.541 em 31 de dezembro de 2016).

(c.4) CSLL - base negativa

Em novembro de 2007, a Companhia ajuizou Ação Declaratória visando afastar a aplicação da MP nº 2.158/2001, que determinou que as empresas decorrentes de cisão parcial somente poderiam aproveitar os créditos de base negativa de CSLL na exata proporção do patrimônio líquido da empresa cindida. A Companhia defende que a cisão em discussão é anterior à publicação da mencionada MP e, portanto, inaplicável a este caso. Em março de 2007, foi proferida decisão de 1ª instância favorável aos interesses da Companhia, a qual foi mantida por decisão de 2ª instância exarada em setembro de 2015. No primeiro trimestre de 2018, o Tribunal Regional Federal da 3ª Região não admitiu o recurso

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

especial interposto pela União Federal.. O montante atualizado até 31 de dezembro de 2017 perfaz o total de R\$ 144.501 (R\$ 138.423 em 31 de dezembro de 2016).

(c.5) Execuções fiscais municipais - diversas

A Companhia possui diversas execuções fiscais ajuizadas pelas Municipalidades de sua área de concessão, exigindo basicamente débitos de IPTU, multas posturais e ISS, as quais se encontram em diferentes estágios processuais. A maior parte do valor envolvido refere-se a execuções fiscais dos municípios de Itapevi e Jandira, em que são exigidas multas pela não apresentação de laudos técnicos para cada ativo instalado no município. O montante atualizado até 31 de dezembro de 2017 perfaz o total de R\$ 188.624 (R\$ 169.703 em 31 de dezembro de 2016).

(c.6) PIS - Estatuto da decadência

Trata-se de Execução Fiscal visando à cobrança de supostos débitos de PIS decorrentes da aplicação das normas impostas pela MP nº 1.407/1996. Em oposição a essa cobrança, a Companhia apresentou defesa sustentando a decadência do direito ao Fisco exigir esses valores em função do tempo decorrido entre os fatos geradores e a devida constituição do crédito tributário, que teria tardado mais de cinco anos. Foram proferidas decisões desfavoráveis em 1ª e 2ª instâncias. Em setembro de 2015, a Companhia interpôs recursos especial e extraordinário, os quais não foram admitidos pelo TRF da 3ª Região. Atualmente, contra tais decisões, pendem de julgamento recursos no STJ e no STF. Paralelamente, na 1ª instância, em setembro de 2017, foi indeferido pedido apresentado pela Procuradoria da Fazenda Nacional de execução da garantia, ou seja, de substituição da fiança bancária que garante a ação por depósito judicial em dinheiro. Em 26 de fevereiro de 2018, a Procuradoria da Fazenda Nacional recorreu contra a decisão que negou a substituição da fiança bancária por depósito judicial em dinheiro. Quanto ao prognóstico de perda do caso, a Companhia, juntamente com seus assessores legais, classifica-o como possível, considerando os fundamentos a seu favor e que amparam os recursos que aguardam julgamento. Sustenta-se que (i) para que o crédito tributário tenha executoriedade, é imprescindível o lançamento, que não foi realizado pelo Fisco, (ii) apenas os tributos declarados em DCTF (Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais) no campo "saldo a pagar", com valores discriminados, são passíveis de inscrição direta em dívida ativa e (iii) nos termos da legislação aplicável, créditos tributários com exigibilidade suspensa devem ser necessariamente constituídos, sob pena de decadência, tal como a ocorrida neste caso. Em 16 de março de 2018, o Tribunal Regional Federal da 3ª Região indeferiu o pedido liminar (efeito suspensivo) apresentado no recurso da Procuradoria da Fazenda Nacional contra a decisão de 1ª instância que negou a substituição da garantia da execução fiscal em fiança bancária por depósito judicial. A intenção da Procuradoria era de que a execução fiscal prosseguisse para que os valores discutidos fossem depositados e permanecessem à disposição do Juízo até o encerramento da discussão do mérito do caso, apesar da dívida já estar totalmente garantida por fiança bancária. Atualmente, aguarda-se o julgamento deste recurso pela Turma (órgão colegiado) do TRF da 3ª Região. O montante atualizado até 31 de dezembro de 2017 perfaz o total de R\$ 235.131 (R\$ 228.962 em 31 de dezembro de 2016).

(c.7) COFINS - anistia

Ação judicial proposta pela Companhia em face da Fazenda Nacional visando ao reconhecimento dos valores pagos a título de COFINS, considerando as reduções de multa e juros garantidas pela anistia prevista na Lei nº 9.779/1999. Em 1ª instância, foi proferida decisão favorável. Em maio de 2012, houve decisão em 2ª instância reconhecendo o direito às reduções trazidas pela anistia, mas aduzindo que os encargos legais de 20% sobre o valor do débito, decorrentes do ajuizamento de execuções fiscais, não teriam sido afastados pela anistia, permanecendo a sua exigência. Contra esta decisão, a Companhia opôs embargos infringentes, os quais não foram acolhidos. Em agosto de 2017, foram opostos embargos de declaração. Em 12 abril de 2018, a Companhia apresentou recursos especial e extraordinário contra a decisão desfavorável de 2ª instância sobre os encargos legais de 20% das execuções fiscais. Atualmente, aguarda-se o julgamento dos referidos recursos perante o STJ e o STF.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

O prognóstico de perda permanece possível para os encargos legais. O montante atualizado até 31 de dezembro de 2017 perfaz o total de R\$ 157.119 (R\$ 153.629 em 31 de dezembro de 2016).

(c.8) COFINS - Multa de Ofício

Auto de infração lavrado para exigir crédito tributário relativo à COFINS do período de abril de 1992 a março de 1993, acrescida de multa de ofício calculada no percentual de 100% e juros com base na SELIC. No exclusivo entendimento da Receita Federal do Brasil, a multa de ofício se justifica pelo fato dos créditos de COFINS terem sido recolhidos por meio da Anistia Fiscal instituída pela MP nº 2158/1999 e não no prazo original do pagamento do tributo. Na esfera administrativa, a exigência fiscal foi reduzida à multa de ofício de 75%. Em maio de 2015 foi ajuizada ação cautelar preparatória de execução fiscal para possibilitar a garantia do débito remanescente e a consequente suspensão da exigibilidade. Em fevereiro de 2017, a Companhia foi citada na execução fiscal ajuizada pela Procuradoria da Fazenda Nacional e apresentou exceção de pré-executividade, pugnando pela retificação da certidão de dívida ativa (CDA) que embasa a exigência. Atualmente, este pedido pende de apreciação em 1ª instância. A exposição da Companhia refere-se exclusivamente à multa, a qual não sofre atualização. O valor em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 58.988 (R\$ 58.988 em 31 de dezembro de 2016).

(c.9) Autos de infração de ICMS - Estornos de débitos

A Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (SEFAZ/SP) lavrou autos de infração contra a Companhia em razão de supostas irregularidades cometidas em estornos de débitos de ICMS, oriundos, por exemplo, de revisões de faturas emitidas aos clientes. A Companhia contesta 4 autuações sobre esse assunto em ações judiciais que se encontram em diversos estágios processuais. O valor em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 91.239 (R\$ 83.726 em 31 de dezembro de 2016).

(c.10) Plano Suplementar de Aposentadoria e Pensão

Em 14 de fevereiro de 2005, a Receita Federal do Brasil (RFB) lavrou auto de infração contra a Companhia exigindo o recolhimento de débitos de IRPJ e de CSLL relativo aos anos de 2001 e 2002, em face da dedução de valores pagos a título de previdência suplementar acima da limitação de 20% imposta pela Lei nº 9532/97. Em resumo, a Companhia sustenta em sua defesa que despesas relativas a funcionários inativos não devem ser inseridas no cálculo deste limite, bem como que, considerado apenas o montante das despesas com empregados ativos, o referido percentual de 20% é respeitado. Apesar de ter julgado favoravelmente à Companhia processo anterior e idêntico em que se discutiu o período de 1998 a 2000, o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), em 2017, por voto de qualidade, manteve a exigência do presente caso. Para prosseguir a discussão, a Companhia propôs ação judicial em outubro de 2017. Em novembro de 2017, foi concedida a medida liminar pleiteada para suspender a exigibilidade do débito sem apresentação de garantia. Atualmente, aguarda-se o julgamento dessa ação em 1ª instância. Quanto ao prognóstico de perda, como este tema não está definido na esfera judicial, os assessores jurídicos da Companhia alteraram a avaliação de perda remota, mantida durante a discussão na via administrativa, para possível. A despeito do desfecho desfavorável da discussão na esfera administrativa e da alteração do prognóstico, a tese defendida pela Companhia não foi enfraquecida, uma vez que o entendimento do CARF foi fixado em julgamento com uso de voto de qualidade, já contestado inclusive pela decisão liminar concedida na ação judicial, bem como pelo fato de que os argumentos de defesa estão pautados na aplicação estrita dos termos da Lei nº 9532/97, o que deverá ser levado em conta pelo Poder Judiciário. O valor em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 165.188.

Processos fiscais em fase administrativa:

(c.11) PIS - Decretos-Lei nºs 2.445/1988 e 2.449/1988

A Companhia obteve judicialmente o reconhecimento de seu direito aos créditos de PIS decorrentes do pagamento a maior efetuado durante a vigência dos mencionados Decretos, que haviam sido

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

julgados inconstitucionais pelo STF. Contudo, tramitam 6 execuções fiscais, em diferentes estágios processuais, que visam à cobrança dos débitos compensados pela Companhia em 2002. Como as compensações em questão foram efetuadas com créditos reconhecidos por decisão judicial definitiva, eventual exposição da Companhia cinge-se apenas à multa de mora de 20% cobrada pela Fazenda Nacional, a qual não sofre atualização. O valor em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 49.394 (R\$ 49.394 em 31 de dezembro de 2016).

(c.12) FINSOCIAL

Em julho de 2012, a Companhia foi intimada de dois despachos decisórios que homologaram parcialmente as compensações realizadas com créditos de FINSOCIAL. Apesar de tais créditos terem sido reconhecidos por decisão judicial transitada em julgado, o Fisco questionou o montante compensado em razão dos critérios de atualização utilizados pela Companhia. Em abril de 2013, houve decisão de 1ª instância desfavorável para a Companhia, contra a qual foi apresentado recurso voluntário que aguarda julgamento. O valor em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 210.145 (R\$ 199.267 em 31 de dezembro de 2016).

(c.13) PIS Compensações Decretos (Créditos Remanescentes)

Em 8 de agosto de 2014, a Companhia foi intimada pela Receita Federal sobre a não homologação de compensações administrativas realizadas entre créditos remanescentes de PIS recolhidos a maior com base nos Decretos-Leis nº 2.445/1988 e 2.449/1988, e débitos de PIS e COFINS relativos ao período compreendido entre abril e maio de 2013. Em 8 de setembro de 2014 foi apresentada defesa administrativa, a qual aguarda julgamento. O valor em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 146.546 (R\$ 137.902 em 31 de dezembro de 2016).

(c.14) Autos de infração de ICMS - Ativo imobilizado

A Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (SEFAZ/SP) lavrou autos de infração contra a Companhia questionando a apropriação de créditos de ICMS incidente na aquisição de bens destinados ao seu ativo imobilizado. Em suma, a SEFAZ/SP alega que as mercadorias registradas no ativo imobilizado seriam alheias às atividades do estabelecimento ou destinadas ao uso e consumo, o que é contestado pela Companhia em todos os processos. Em 2017, a Companhia recebeu duas novas autuações no montante total de R\$ 49.358 referentes ao mesmo objeto dos autos já existentes. Atualmente, a Companhia discute 5 autuações em processos administrativos que aguardam julgamento de recursos. Os valores em 31 de dezembro de 2017 perfazem o total de R\$ 109.118 (R\$ 54.071 em 31 de dezembro de 2016).

(c.15) Autos de infração de ICMS - Estornos de débitos

A Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (SEFAZ/SP), em 2015, lavrou o auto de infração nº 4.056.706-0 contra a Companhia em razão de supostas irregularidades cometidas em estornos de débitos de ICMS, oriundos, por exemplo, de revisões de faturas emitidas aos clientes. A Companhia contesta esta autuação em processo administrativo que, atualmente, aguarda julgamento de recurso. O valor em 31 de dezembro de 2017 perfaz o total de R\$ 48.319 (R\$ 43.828 em 31 de dezembro de 2016).

(d) Processos trabalhistas:

Na tabela a seguir estão apresentadas as contingências passivas relacionadas aos processos trabalhistas, com destaque para os casos com valores superiores a R\$ 30.000 e relevância do tema.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

(d) **Processos trabalhistas:**

(d.1) Ação Civil Pública - Terceirização

(d.2) Ações de periculosidade - Sede barueri

Valor estimado da contingência	
2017	2016
Não determinado	Não determinado
99.570	89.530
99.570	89.530

(d.1) Ação civil pública - Terceirização

Trata-se de Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público do Trabalho - MPT em 25 de novembro de 2016, pleiteando Ordem Liminar para que a Companhia, no prazo de 180 dias, sob pena de multa diária de R\$ 50 para cada obrigação não cumprida: (i) se abstenha de efetuar terceirização de atividade-fim e/ou de qualquer atividade em que exerça subordinação direta aos seus terceirizados, (ii) internalize os terceirizados que atuem na atividade-fim e/ou em qualquer atividade que a Companhia exerça subordinação, (iii) garanta tratamento isonômico aos terceirizados em relação aos colaboradores da Companhia (enquadramento sindical, remuneração e benefícios) e, ao final da ação, também seja condenada (iv) a indenizar no valor de R\$ 120.000 (R\$ 20.000 de *dumping* social e R\$ 100.000 de danos morais coletivos). A Companhia foi citada no dia 17 de janeiro de 2017, tendo se manifestado contra pedido liminar em 26 de janeiro de 2017. Em 21 de fevereiro de 2017, a Companhia verificou que foi negado o Pedido Liminar feito pelo MPT. Em 19 abril de 2018, o juiz proferiu decisão remarcando a audiência de instrução agendada para o dia 20 de abril de 2018, para o dia 27 de julho de 2018, uma vez que tentará aproximação das partes para eventual tratativa de acordo.

Na avaliação dos advogados que patrocinam a Companhia na ação, o risco de condenação na ação é possível e o risco de eventual concessão do pedido liminar é remoto. Apesar do valor pleiteado na ação ser de R\$ 120.000, na avaliação do escritório o valor envolvido é inestimável, pois não há previsão legal que fixe tais valores e, ainda, em razão da subjetividade envolvida. Dessa forma, a Administração da Companhia, suportada por seus assessores jurídicos internos e externos, concluiu que, em 31 de dezembro de 2017, não se faz necessário o registro de provisão para esse tema.

(d.2) Ações de periculosidade - Sede Barueri

Foram ajuizadas, no dia 5 de dezembro de 2016, 5 ações coletivas pelo Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de São Paulo visando pagamento do adicional de periculosidade para todos os colaboradores da Companhia lotados na Sede Administrativa de Barueri no período em que um moto-gerador esteve instalado no topo do edifício (entre fevereiro de 2012 e fevereiro de 2016). A Companhia foi cientificada de 4 ações em março de 2017 e a última ação em abril de 2017. Todas as ações foram unificadas para serem julgadas pelo mesmo juiz. Todos os processos se encontram em fase inicial para produção de provas. No primeiro trimestre de 2018, foi realizada inspeção judicial com a participação de prepostos da empresa e assistentes técnicos e foram emitidos dois laudos periciais (um favorável e outro desfavorável) ao pagamento do adicional de periculosidade, sobre os quais a Companhia se manifestou no prazo legal. A Audiência de instrução foi designada para 04 de outubro de 2018. Na avaliação dos advogados que patrocinam a Companhia, o risco de condenação na ação é possível. Caso sobrevenham eventuais decisões finais desfavoráveis nas ações acima mencionadas, a Companhia poderá ter que desembolsar o valor estimado atualizado para 31 de dezembro de 2017 de R\$ 99.570 (R\$ 89.530 em 31 de dezembro de 2016), o qual, dado o atual andamento dos processos, representa o cálculo da estimativa de liquidação dos pedidos formulados nas ações.

Cartas de fiança, seguros garantia e caução

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia possui cartas de fiança e seguros garantia para processos judiciais conforme relação abaixo:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Natureza	Quantidade	Valor	Taxa a.a.
Fiscal	56	2.119.516	0,32% a 3,25%
Cível	43	429.053	0,27% a 3,25%
Trabalhista	72	144.608	0,34% a 3,25%

19. Encargos setoriais

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

	Nota	2017	2016
CIRCULANTE			
Pesquisa e desenvolvimento		60.726	19.563
Fundo nacional de desenvolvimento tecnológico		2.004	1.684
Ministério de Minas e Energia		1.002	842
Eficiência energética		44.886	49.828
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	9.3	187.209	366.307
Encargos do consumidor - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias		-	14.931
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		1.050	1.267
Outros encargos		56	59
Total		296.933	454.481
NÃO CIRCULANTE			
Pesquisa e desenvolvimento		30.868	56.508
Total		30.868	56.508

20. Outros passivos circulantes e não circulantes

	Nota	2017	2016
CIRCULANTE			
Devolução - Obrigações vinculadas à concessão		49.182	47.735
Contribuição para o custeio do serviço de iluminação pública - COSIP		102.547	102.996
Outras devoluções a consumidores		68.843	56.186
Repasse a terceiros		9.146	9.942
Prêmio de consentimento dos credores	15.7.1	3.084	22.077
Penalidade - auto de infração 0014/2016	18.1 / c.2	13.114	-
Outras		12.891	11.289
Total		258.807	250.225
NÃO CIRCULANTE			
Adiantamento relacionado a venda de bens		2.940	2.940
Outras		5.513	4.107
Total		8.453	7.047

21. Patrimônio líquido

21.1 Capital social

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

O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 1.323.486 (R\$ 1.257.629 em 31 de dezembro de 2016), dividido em 167.343.887 ações ordinárias, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 20 de abril de 2017, foi aprovado o aumento de capital no montante de R\$ 65.857, mediante a capitalização de parte do lucro líquido apurado no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2016, sem a emissão de novas ações da Companhia.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 não houve emissão ou resgate de ações.

21.2 Ações em tesouraria

Conforme nota explicativa nº 1.1, 359 acionistas titulares de 3.058.154 ações preferenciais da Companhia correspondentes a 2,7% das ações preferenciais, que não compareceram à Assembleia Especial de Acionistas Preferencialistas de 12 de setembro de 2017, se abstiveram de votar ou não aprovaram a migração da Companhia para o Novo Mercado, optaram pelo exercício do direito de retirada.

Dessa forma, em 9 de novembro de 2017 a Companhia realizou o pagamento do reembolso aos acionistas titulares das ações preferenciais que exerceram o direito de retirada com base no valor patrimonial da ação em 31 de dezembro de 2016 (R\$16,10 por ação), totalizando o montante de R\$ 49.236, registrado em ações em tesouraria.

21.3 Composição acionária:

Acionistas:	Nota	2017		2016	
		Ordinárias		Ordinárias	
		Quantidade	%	Quantidade	%
BNDESPar		31.350.329	18,73	12.397.144	22,22
AES Holdings Brasil Ltda.		28.179.237	16,84	27.890.749	50,00
União Federal		13.342.642	7,97	13.342.384	23,92
GWI Asset Management S.A.		11.585.400	6,92	-	-
Outros		79.828.125	47,70	2.151.019	3,86
Total das ações ordinárias em poder dos acionistas		164.285.733	98,16	55.781.296	100,00
Ações em tesouraria	21.2	3.058.154	1,84	-	-
Total das ações ordinárias		167.343.887	100,00	55.781.296	100,00

Acionistas:	Preferenciais	
	Quantidade	%
BNDESPar	18.638.053	16,71
União Federal	258	-
Outros	92.924.280	83,29
Total das ações preferenciais em poder dos acionistas	111.562.591	100,00

Total das ações	167.343.887	167.343.887
------------------------	--------------------	--------------------

Conforme nota explicativa nº 1.1, a partir de 27 de novembro de 2017 a Companhia passou a fazer parte do segmento especial de listagem Novo Mercado da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão. Com a migração para este segmento, a Companhia passou a não mais possuir ações preferenciais. As antigas ações preferenciais foram convertidas em ações ordinárias na proporção de 1 ação ordinária para cada 1 ação preferencial.

Conforme divulgado por meio de comunicado ao mercado, no dia 05 de abril de 2018, a GWI Asset Management S. A. passou a deter, de forma agregada, 3.083.400 ações ordinárias, correspondente à 1,84% do total das ações da Companhia e se posicionando ao nível inferior de 5,00% do total das ações emitidas pela Companhia.

No dia 06 de abril de 2018, a Squadra Investimentos - Gestão de Recursos Ltda em conjunto com a Squadra Investments Gestão de Recursos Ltda, passaram a deter, de forma agregada, 8.451.400 ações

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

ordinárias, correspondente à 5,05% do total de ações da Companhia, se posicionando ao nível superior a 5,00% do total de ações emitidas pela Companhia.

21.4 Reservas de capital:

	Nota	2017	2016
Ações e opções de ações outorgadas (a)	21.4.1	22.441	21.555
Reserva especial de ágio na incorporação (b)	21.4.2	670.897	670.897
Total		693.338	692.452

21.4.1 Até a migração para o Novo Mercado, o programa de remuneração de longo prazo esteve atrelado à The AES Corporation, relacionado com a outorga de instrumentos patrimoniais registradas ao valor justo do instrumento patrimonial na data de sua outorga. A concessão desses instrumentos patrimoniais ocorria quando determinadas condições preestabelecidas fossem atingidas.

O custo de transações de outorga de títulos patrimoniais até a migração para o Novo Mercado foi reconhecido no resultado do exercício em contrapartida a uma reserva de capital, no patrimônio líquido da Companhia, em conta específica que indica a possibilidade da The AES Corporation de aportar os recursos necessários para suportar a outorga das ações e opções de ações adquiridas pelos executivos da Companhia (liquidadas pela própria The AES Corporation em favor dos executivos).

Após a migração, a Companhia manteve em seu pacote de remuneração para os executivos o programa de remuneração de longo prazo. O novo programa de remuneração de longo prazo prevê a outorga de instrumentos patrimoniais atrelada a indicadores da própria Companhia.

O legado referente às outorgas antes da migração para o Novo Mercado e não disponíveis para exercício, será liquidado pela Companhia.

Tanto o legado, quanto o novo modelo que contemplará as novas outorgas estão em processo de aprovação pelo Conselho de Administração e, posteriormente, serão submetidas para aprovação em Assembleia Geral de acionistas.

Após a migração para o Novo Mercado, o registro do custo de transações de outorga de títulos patrimoniais permanece sendo no resultado do exercício em contrapartida a uma reserva de capital, indicando o compromisso futuro da Companhia de aportar os recursos necessários para suportar a outorga das ações e opções de ações adquiridas pelos seus executivos. Ainda de acordo com o CPC 10 (R1), a reserva de capital constituída poderá ser utilizada para aumentar o capital da Companhia.

21.4.2 A reserva especial de ágio foi gerada pelos seguintes eventos ocorridos na reorganização societária de 2016: (i) incorporação do ágio da antiga controladora AES Elpa S.A. no montante de R\$ 445.654; e (ii) incorporação do ágio da antiga controladora Brasileira Participações S.A. no montante de R\$ 225.243, conforme deliberado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 23 de dezembro de 2016. De acordo com a Instrução CVM nº 319, na medida em que seja realizado o benefício fiscal da reserva especial de ágio na incorporação, constante do patrimônio líquido da Companhia, este benefício poderá ser capitalizado em favor da AES Holding Brasil Ltda. e da BNDESPAR, sendo garantida aos acionistas a participação nesse aumento de capital, mediante subscrição de novas ações, de forma a manter sua participação acionária.

21.5 Ajuste de avaliação patrimonial / outros resultados abrangentes

Os saldos de ajustes de avaliação patrimonial e outros resultados abrangentes são compostos pela mais valia dos ativos e pelas perdas atuariais líquidas do plano de pensão. A composição desses saldos é como segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

	2017	2016
Ajuste de avaliação patrimonial (Reavaliação regulatória)	1.235.767	1.441.107
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(420.161)	(489.976)
Ajuste de avaliação patrimonial, líquido	815.606	951.131
Outros resultados abrangentes	(2.458.872)	(2.468.018)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	836.016	839.126
Outros resultados abrangentes, líquido	(1.622.856)	(1.628.892)
Total registrado no patrimônio líquido	(807.250)	(677.761)

21.6 Destinação dos resultados

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

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

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

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

Desta forma, o quadro abaixo demonstra a destinação dos exercícios de 2017 e 2016 baseada no resultado societário.

	2017	2016
(Prejuízo) lucro líquido do exercício - societário	(844.424)	20.923
Realização de ajuste de avaliação patrimonial, líquida	73.966	73.461
Constituição de reserva legal	-	(4.719)
Dividendos e juros sobre o capital próprio prescritos	358	282
Base distribuível	(770.100)	89.947
Dividendo mínimo obrigatório	-	(22.487)
Constituição de reserva estatutária	-	(1.603)
Aumento de capital proposto	-	(65.857)
Absorção pela reserva estatutária	770.100	-
Saldo de prejuízos acumulados societário	-	-

De acordo com o parágrafo único do artigo 189 da Lei 6.404/1976, o prejuízo do exercício deve, obrigatoriamente, ser absorvido pelos lucros acumulados, pelas reservas de lucros e pela reserva legal, nessa ordem.

Desse modo, a proposta da Diretoria Executiva da Companhia de destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, face à apuração do prejuízo líquido ajustado do exercício no montante de R\$ 770.100, é reverter parcela da reserva estatutária de lucro da Companhia para

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

absorver o prejuízo líquido do exercício. Tal proposta deverá ser deliberada pelo Conselho de Administração e submetida à deliberação em Assembleia Geral Ordinária (AGO).

A destinação do resultado referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, foi aprovada em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 20 de abril de 2017. O pagamento do dividendo mínimo obrigatório ocorreu em 19 de dezembro de 2017, aos acionistas titulares de ações da Companhia na data-base de 20 de abril de 2017, e foi equivalente a R\$ 0,12597593504 por ação ordinária e R\$ 0,13857352854 por ação preferencial.

22. Resultado por ação

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

Conforme nota explicativa nº 1.1, em 27 de novembro de 2017 a totalidade das ações preferenciais da Companhia foi convertida em ações ordinárias, na proporção de uma ação preferencial para cada uma ação ordinária.

Para o cálculo do resultado por ação, a Companhia considerou a atual composição de ações ordinárias também para o exercício comparativo, conforme requerido pelo Pronunciamento Técnico CPC 41. Assim, tanto o numerador (prejuízo/lucro líquido do exercício) quanto o denominador (quantidade de ações) estão em bases comparáveis.

22.1 Demonstração do cálculo do resultado por ação - básico

A tabela a seguir apresenta o prejuízo básico por ação para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016:

Numerador:	2017	2016
Prejuízo líquido do exercício - Regulatório	(916.004)	(160.945)
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada do número de ações ordinárias	166.900	167.344
Prejuízo básico por ação (em Reais - R\$)	(5,48834)	(0,96176)

Para cálculo do denominador, foi considerado o número médio ponderado de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluídas as mantidas em tesouraria durante o período. O quadro a seguir demonstra o cálculo da média ponderada considerando as ações em tesouraria a partir do dia 09 de novembro de 2017.

Período	Quantidade de ações	Número de dias - %	Média ponderada de ações (em milhares)
01/01/2017 até 8/11/2017	167.344	85%	143.045
09/11/2017 até 31/12/2017	164.286	15%	23.855
-		100%	166.900

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

22.2 Demonstração do cálculo do resultado por ação - diluído

A Companhia possui reserva especial de ágio no montante de R\$ 670.897, que poderá ser capitalizada a favor dos seus acionistas AES Holdings Brasil Ltda e BNDESPAR, sendo garantida aos demais acionistas a participação nesse aumento de capital, mediante subscrição de novas ações, de forma a manter sua participação acionária na Companhia.

As potenciais ações a serem emitidas em razão da capitalização da reserva especial de ágio serão consideradas diluidoras para o cálculo do resultado por ação diluído, considerando a hipótese de que todas as condições para sua emissão sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2017, as condições para a emissão de ações de capital social relacionadas à amortização do ágio ainda não foram atendidas, em razão de permanecerem em estudo pela Companhia e, após conclusão dos referidos estudos, serão submetidos à aprovação de seus acionistas em Assembleia Geral, conforme legislação societária brasileira e estatuto da Companhia.

Caso a reserva seja capitalizada em favor dos acionistas AES Holdings Brasil Ltda e da BNDESPAR com emissão de 100% das ações e nenhum outro acionista exerça seu direito de participar do aumento de capital, o percentual dos demais acionistas reduziria de 64,43% para 51,74% em 31 de dezembro de 2017, considerando os preços das ações nesta mesma data. Dessa forma, o número aproximado de potenciais ações consideradas diluidoras é de 41.033 mil (R\$ 16,35 por ação).

O instrumento de diluição (reserva especial do ágio) foi constituído somente em 30 de dezembro de 2016, portanto não impactou o cálculo do lucro diluído por ação em 31 de dezembro de 2016.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, o resultado por ação diluído é igual ao resultado básico por ação, uma vez que a Companhia apresentou um prejuízo líquido de R\$ 916.004 e, dessa forma, as potenciais ações que poderiam ter efeito diluidor, foram consideradas não dilutivas. Vale ressaltar que as 41.033 mil potenciais ações diluidoras poderão apresentar efeito diluidor no futuro.

No caso de emissão de ações decorrente do plano de pagamento baseado em ações, este evento não ocasionaria efeito diluidor significativo na Companhia, uma vez que o valor é imaterial para fins de cálculo.

23. Receita operacional líquida

A receita de venda inclui somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela Companhia. As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como tributos sobre vendas não são benefícios econômicos, portanto, não estão apresentadas nas Demonstrações de Resultado. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.

(a) Receita de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica

Os serviços de distribuição de energia elétrica são medidos através da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas. Com a finalidade de adequar as leituras ao período de competência, os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês são registrados através de estimativa.

(b) Ativo e passivo financeiro setorial

Os ativos e/ou passivos financeiros originados das diferenças apuradas de itens da Parcela A e outros componentes financeiros em cada período contábil devem ter como contrapartida a adequada rubrica

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

de receita de venda de bens e serviços, no resultado do exercício, representando o diferimento e amortização, conforme demonstrado na nota explicativa nº 11.

(c) Impostos sobre vendas

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

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

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

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

	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Fornecimento - Faturado:						
Residencial	6.705.497	6.564.721	16.090.127	15.859.515	9.121.123	9.214.807
Industrial	26.932	27.870	3.343.815	4.055.462	1.702.529	2.081.314
Comercial	402.368	402.341	10.698.857	11.828.313	5.689.102	6.327.270
Rural	493	480	30.965	29.055	5.710	4.217
Poder público	16.069	15.860	1.231.048	1.256.348	580.172	603.522
Iluminação pública	2.532	2.375	814.249	823.899	261.084	260.550
Serviço público	1.377	1.357	567.204	611.009	239.386	268.780
Transferência para atividades de distribuição	-	-	-	-	(6.993.958)	(7.759.655)
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	1.176.814	4.600.552	170.087	684.294
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado:						
Consumidores cativos	-	-	-	-	6.993.958	7.759.655
Consumidores Livres	1.192	905	10.205.609	8.362.083	1.000.369	943.448
Fornecimento/Uso da Rede Elétrica de Distribuição - Não Faturado					28.907	(103.234)
Constituição e Amortização - CVA ativa e passiva	-	-	-	-	1.257.972	(2.065.839)
Constituição e Amortização - RTP diferimento ou devolução	-	-	-	-	55.733	2.367
Constituição e Amortização - Demais ativos e passivos regulatórios	-	-	-	-	(97.553)	928.256
Serviços cobráveis	-	-	-	-	18.748	15.044
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	-	-	321.123	255.722
Outras receitas	-	-	-	-	220.351	145.365
Total	7.156.460	7.015.909	44.158.688	47.426.236	20.574.843	19.565.883

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

23.2 Receita operacional líquida:

Nota	2017			2016		
	Número de unidades consumidoras faturadas	MWh	R\$	Número de unidades consumidoras faturadas	MWh	R\$
Receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica						
<u>Classe de consumidores:</u>						
Residencial	6.705.497	16.090.127	9.121.123	6.564.721	15.859.515	9.214.807
Industrial	26.932	3.343.815	1.702.529	27.870	4.055.462	2.081.314
Comercial	402.368	10.698.857	5.689.102	402.341	11.828.313	6.327.270
Rural	493	30.965	5.710	480	29.055	4.217
Poder público	16.069	1.231.048	580.172	15.860	1.256.348	603.522
Iluminação pública	2.532	814.249	261.084	2.375	823.899	260.550
Serviço público	1.377	567.204	239.386	1.357	611.009	268.780
Transferência para atividades de distribuição	-	-	(6.993.958)	-	-	(7.759.655)
Subtotal - fornecimento	7.155.268	32.776.265	10.605.148	7.015.004	34.463.601	11.000.805
Outras						
Não faturado	-	-	28.907	-	-	(103.234)
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD	1.192	10.205.609	1.000.369	905	8.362.083	943.448
Transferência para atividades de distribuição	-	-	6.993.958	-	-	7.759.655
Energia no curto prazo	-	1.176.814	170.087	-	4.600.552	684.294
Subvenção de recursos da CDE	23.2.1	-	321.123	-	-	255.722
Ativo e passivo financeiro setorial	11	-	1.216.152	-	-	(1.135.216)
Ressarcimento - ônus de acordos bilaterais	9.4	-	70.108	-	-	-
Ressarcimento - ônus de acordos bilaterais - AES Tietê Energia	9.4/30.1	-	7.738	-	-	-
Receitas com partes relacionadas	30.1	-	2.181	-	-	2.309
Outras receitas	-	-	159.072	-	-	158.100
Receita operacional bruta	7.156.460	44.158.688	20.574.843	7.015.909	47.426.236	19.565.883
Eficiência energética, PRD, FNDCT e EPE	-	-	(118.625)	-	-	(104.566)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(2.255.194)	-	-	(2.675.345)
Encargos do consumidor - PROINFRA	-	-	(85.436)	-	-	(64.783)
Encargos do consumidor - CCRBT	-	-	(712.040)	-	-	(308.633)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	(13.899)	-	-	(14.789)
ICMS	-	-	(3.567.777)	-	-	(3.770.705)
COFINS - corrente	-	-	(1.430.176)	-	-	(1.571.792)
PIS - corrente	-	-	(309.566)	-	-	(339.551)
ISS	-	-	(200)	-	-	(207)
Deduções da receita bruta	-	-	(8.492.913)	-	-	(8.850.371)
Receita operacional líquida	7.156.460	44.158.688	12.081.930	7.015.909	47.426.236	10.715.512

23.2.1 Receita reconhecida em decorrência dos subsídios incidentes nas tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, incluindo subsídios de baixa renda, que são reembolsados pela CCEE. O saldo a receber está contabilizado na rubrica “Repasse CDE - descontos na tarifa” - nota explicativa nº 9.3.

Bandeiras tarifárias

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

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

A Companhia registrou os seguintes valores:

Competência	Bandeiras tarifárias				
	Valores faturados	Valores não faturados	Repasse à CCRBT	Recebimento da CCRBT	Valor de cobertura de custos da Companhia
2016	377.944	-	(103)	12.675	390.516
2017	668.005	44.035	(14.739)	252.890	950.191

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

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

	Custo total	Custo coberto pelas Bandeiras Tarifárias	Saldo coberto (devolvido) no Processo Tarifário	Saldo da CCRBT
Acumulado até dezembro/2015	(1.350.704)	1.297.925	127.349	74.570
Exercício de 2016	(395.706)	390.516	(314.094)	(319.284)
Exercício de 2017	(1.511.485)	950.191	116.034	(445.260)
Total	(3.257.895)	2.638.632	(70.711)	(689.974)

A Companhia retém o déficit da CCRBT no montante de R\$ 689.974, referente às competências de abril a novembro de 2017, ocasionado principalmente pelos custos com compra de energia (basicamente risco hidrológico de quotas e Itaipu). Vale ressaltar que este montante está contemplado no saldo da CVA de custo de aquisição de energia em constituição em 31 de dezembro de 2017 - nota explicativa nº 11.

24. Custo do serviço de energia elétrica

Energia elétrica comprada para revenda:	Nota	MWh		R\$	
		2017	2016	2017	2016
Itaipu		9.344.497	9.166.819	(1.869.543)	(1.764.939)
ANGRA 1 e 2		1.631.309	1.635.778	(371.254)	(328.853)
Compra - CCEE		137.132	-	(39.251)	-
Compra - CCEAR		16.844.764	22.240.664	(3.495.090)	(3.983.438)
Compra - CCEAR - AES Tietê Energia	30.1	122.648	430.047	(18.511)	(60.356)
Quotas de garantia física		10.448.045	10.285.511	(580.725)	(586.254)
Risco hidrológico	11.4	-	-	(2.023.957)	(398.962)
(-) Ressarcimento - leilões de energia		-	-	75.745	38.131
(-) Créditos de PIS/COFINS		-	-	764.553	651.998
Subtotal		38.528.394	43.758.819	(7.558.033)	(6.432.673)
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA		838.809	904.041	(241.326)	(305.213)
Total		39.367.202	44.662.860	(7.799.359)	(6.737.886)

Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição:	Nota	2017	2016
Uso da rede básica	24.1	(974.556)	(587.760)
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/EER		(213.758)	(343.952)
(-) Ajustes referente ao alívio retroativo	24.2	35.460	-
(-) Recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva - CONER	24.3	309.647	-
Transporte de energia - Furnas/Itaipu	24.1	(126.912)	(46.547)
Operador Nacional do Sistema - ONS		(27.803)	(25.318)
Custo do Uso do Sistema de Distribuição - CUSD		(6.935)	(6.639)
Conexão a Rede Básica - CTEEP		(59.975)	(40.996)
(-) Créditos de PIS/COFINS		120.552	108.053
Total		(944.280)	(943.159)

- 24.1** O aumento decorre principalmente da indenização das transmissoras que renovaram a concessão em 2013. Uma vez que o reajuste de tarifas da Rede Básica e Transporte Itaipu (01 de julho de 2017) é praticamente na mesma data do reajuste tarifário da Companhia (4 de julho de 2017), não há impacto relevante no fluxo de caixa da Companhia.
- 24.2** O alívio financeiro retroativo ocorre quando há sobras de recursos do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados para alívio de despesas com ESS. Os valores são calculados e repassados nas liquidações financeiras pela CCEE.
- 24.3** A Resolução Normativa nº 613, de 20 de maio de 2014 definiu que os recursos financeiros da CONER deverão ser destinados à restituição, aos usuários de energia de reserva, dos montantes financeiros excedentes da CONER, quando existirem. A CCEE arrecada o EER pago pelas distribuidoras de energia

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

elétrica e efetua o pagamento para as usinas que geraram a energia de reserva. Se a CONER apresentar saldo positivo (excedente financeiro), a CCEE efetua a restituição por meio de crédito aos usuários nas liquidações financeiras.

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

	Nota	2017		2016	
		MWh	R\$	MWh	R\$
Compra		118.309	(34.815)	-	-
Compra estimada		18.823	(4.436)	-	-
	24	137.132	(39.251)	-	-

	Nota	2017		2016	
		MWh	R\$	MWh	R\$
Venda		1.176.814	170.087	4.186.505	633.603
Venda estimada		-	-	414.047	50.691
	23	1.176.814	170.087	4.600.552	684.294

26. Pessoal, administradores e previdência privada

	2017	2016
Pessoal:		
Remuneração	(345.264)	(351.873)
Encargos	(130.005)	(130.691)
Benefício Pós-emprego-Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	(392.715)	(355.665)
Programa de demissão voluntária	(2.850)	(727)
Despesas recisórias	(14.863)	(8.825)
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	(74.878)	(75.671)
Assistência médica e odontológica	(95.467)	(83.503)
Auxílio alimentação e refeição	(89.214)	(78.858)
Educação e treinamento	(4.295)	(4.485)
Outros benefícios - Corrente	(18.446)	(17.655)
Outros	(4.567)	(6.680)
Administradores:		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	(8.338)	(8.594)
Benefício dos administradores	(6.118)	(1.565)
Total	(1.187.020)	(1.124.792)

27. Outras despesas operacionais

	Nota	2017	2016
Tarifa bancária		(51.430)	(48.375)
Publicidade		(2.199)	(1.618)
Responsabilidade social		(215)	(932)
Indenização por danos elétricos e não elétricos - PID		(24.564)	(16.340)
Taxa de administração do plano - Funcesp		(11.152)	(10.655)
DIC/FIC/DMIC/DICRI	27.1	(85.320)	(125.557)
Penalidades - devoluções a consumidores		(4.441)	(12.508)
Outros		(15.668)	(17.758)
Total		(194.989)	(233.743)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

28. Resultado financeiro

	Nota	2017	2016
Receitas financeiras			
Renda de aplicações financeiras		60.481	96.627
Multas sobre contas de energia elétrica em atraso	28.1	102.651	117.662
Atualização monetária e juros sobre contas de energia elétrica em atraso	28.1	69.748	98.180
Multas contratuais		-	-
Subvenções governamentais		4.119	3.897
Atualização de créditos tributários		1.479	1.382
Atualização monetária dos depósitos judiciais		30.959	30.590
Receita financeira da alienação de imóvel		-	3.509
Atualização monetária do ativo financeiro setorial	11	86.198	387.733
Precatórios judiciais - juros e atualização monetária		1.880	3.351
Atualização monetária - PIS/COFINS sobre ICMS-ST - clientes ACL	7.1	43.363	-
Outras receitas financeiras - partes relacionadas	30.1	401	-
Outras receitas financeiras		24.984	31.735
Subtotal		426.263	774.666
Despesas financeiras			
Encargo de dívidas - empréstimos e debêntures em moeda nacional		(420.962)	(564.461)
Subvenções governamentais		(4.119)	(3.897)
Atualização monetária de P&D e eficiência energética		(11.604)	(12.740)
Juros capitalizados transferidos para o imobilizado em curso	10.5	11.892	24.323
Multas moratórias, compensatórias e sancionatórias		(3.662)	(11.251)
Cartas de fiança e seguros garantia		(50.610)	(44.689)
Atualização monetária de processos judiciais e outros		(49.773)	(37.354)
Atualização monetária - Energia livre	13.2	(9.484)	(11.766)
Atualização monetária de tributos		(89)	(143)
Atualização monetária - Indicadores DEC e FEC		(1.863)	(4.742)
Atualização monetária do passivo financeiro setorial	11	(152.383)	(339.758)
Provisão acordo Eletrobras	18.1 / b.4	(1.500.000)	-
Atualização dos gastos referentes ao acordo Eletrobras	18.1 / b.4	(8.312)	-
Outras despesas financeiras		(23.890)	(31.967)
Subtotal		(2.224.859)	(1.038.445)
Variações cambiais, líquidas			
Itaipu		(3.923)	35.964
Outras variações cambiais		103	(645)
Subtotal		(3.820)	35.319
Total do resultado financeiro		(1.802.416)	(228.460)

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

29. Imposto de renda e contribuição social

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

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

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

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

Legislação societária

	2017	2016
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	(1.264.270)	15.411
Adições (exclusões):		
Doações	979	1.243
Gratificação a administradores - parcela não dedutível	5.463	(7)
Benefício fiscal P&D - pesquisa e desenvolvimento	-	-
Perdas indedutíveis no contas a receber	10427	-
Perdas de capital - baixa de imobilizado	3.023	26.048
Multas indedutíveis	6.125	4.276
Benefício fiscal - Lei nº 11.941 - REFIS	-	-
Despesas indedutíveis	2.056	4.609
Outros	1.351	1.567
Total das adições (exclusões)	29.424	37.736
Base de cálculo	(1.234.846)	53.147
Imposto de renda e contribuição social calculados (alíquotas de 25% e 9%)	419.848	(18.070)
Incentivos	-	-
Compensação de base de cálculo	-	-
Ajuste IRPJ/CSLL - exercícios anteriores	(2)	(1.236)
Ajuste IRPJ/CSLL - Exclusão P&D	-	1.818
Créditos tributários sobre ágio na incorporação (i)	-	23.000
Imposto de renda e contribuição social no resultado societário	419.846	5.512
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre as diferenças de práticas contábeis societárias e regulatórias	36.874	(25.586)
Imposto de renda e contribuição social no resultado regulatório	456.720	(20.074)
 Alíquota efetiva	 33,2%	 -35,8%

30. Partes relacionadas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

Desde março de 2017, a Companhia possui um Comitê de Partes Relacionadas responsável por analisar e opinar sobre a celebração de quaisquer contratos, acordos, transações ou associações comerciais ou arranjos de qualquer natureza, bem como suas alterações, com partes relacionadas, cujo intuito é o de zelar que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado e em consonância com as demais práticas de governança corporativa da Companhia.

Os contratos celebrados entre partes relacionadas foram submetidos e anuídos pela ANEEL, de acordo com a Resolução Normativa nº 699/16.

A AES Holdings Brasil Ltda. foi a controladora da Companhia até 27 de novembro de 2017, momento que ocorreu a migração da Companhia para o Novo Mercado (nota explicativa nº 1.1). Contudo, mesmo após a migração, a AES Holding Brasil exerce influência significativa sobre a Companhia, e devido a isso, as transações comerciais realizadas com empresas controladas direta ou indiretamente por ela, permanecem sendo consideradas transações entre partes relacionadas.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

30.1 Partes relacionadas:

Ativos e receitas:

Natureza da transação	Parte relacionada	Influência significativa	Total estimado	Vigência	Ativo		Receita	
					2017	2016	2017	2016
Aluguel (*) Sublocação (parte imóvel comercial)	AES Holding Brasil Ltda.	Influência significativa	R\$ 5 - anual	Setembro de 2012 até janeiro de 2022	-	-	5	5
	AES Tietê Energia S.A.	Influência significativa	R\$ 1.194 - anual		101	27	1.194	1.091
	Brasileira Participações S.A. (AES)	Influência significativa	R\$ 5 - anual		1	1	5	5
	AES Serviços TC Ltda.	Influência significativa	R\$ 162 - anual		12	17	162	197
	AES Elpa S.A.	Influência significativa	R\$ 5 - anual		-	-	5	5
	AES Brasil Ltda.	Influência significativa	R\$ 15 - anual	Maio de 2014 até janeiro de 2022	1	1	15	14
	Southern Electric Brasil Particip. Ltda (AES)	Influência significativa	R\$ 5 - anual		-	-	5	4
	AES Sul S.A.	Mesmo grupo econômico até outubro de 2016		Setembro de 2012 até outubro 2016	-	-	-	106
Comissão (Propaganda/publicidade/ venda em fatura de energia)	AES Serviços TC Ltda.	Influência significativa	De acordo com a venda do serviço	Outubro de 2014 até outubro de 2018	53	882	790	882
Ressarcimento Ônus de acordos bilaterais	AES Tietê Energia S.A.	Influência significatva	R\$ 7.738	Abril de 2017 até janeiro 2019	5.333	-	7.738 401	- -
Indenização Inventário	AES Serviços TC Ltda.	Influência significativa	R\$ 1.473	Dezembro de 2017 até outubro 2019	1.473	-	1.473	-
Total outros créditos - nota explicativa nº 9:					6.974	928	-	-
Total receita operacional - nota explicativa nº 23:					-	-	9.919	2.309
Total outras despesas operacionais - nota explicativa nº 27:					-	-	1.473	-
Total receita financeira - nota explicativa nº 28:					-	-	401	-

(*) O valor total estimado de sublocação considera uma estimativa anual do aluguel, que contempla também o rateio do condomínio e IPTU do imóvel comercial. Adicionalmente, a Companhia firmou contratos de sublocação em comodato com a AES Comsul, AES Guaíba e AES Florestal.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

Passivos e despesas:

Natureza da transação	Parte relacionada	Total estimado	Vigência	Passivo		Despesa	
				2017	2016	2017	2016
Prestação de serviços	Substituição de postes	R\$ 14.754	Janeiro de 2014 até dezembro de 2017	-	1.399	(2.076)	(3.365)
	Atendimento de lojas	R\$ 81.322	Agosto de 2015 até setembro de 2019	-	-	(23.704)	(21.522)
	Corte/religa	R\$ 17.400	Abril de 2015 até setembro de 2016	-	-	-	(8.534)
	Corte/religa	R\$ 26.400	Outubro de 2016 até abril de 2019	-	1.143	(19.487)	(4.584)
	Poda de árvores	R\$ 3.500	Julho de 2015 até julho de 2019	-	793	(804)	(1.957)
	Manutenção	R\$ 25.000	Março de 2015 até março de 2019	-	2.677	(9.576)	(4.666)
	Técnicos e comerciais - baixa renda	R\$ 11.922	Dezembro de 2017 até dezembro de 2020	-	-	(59)	-
	Projeto Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	R\$ 2.777	Novembro de 2017 até agosto de 2019	-	-	-	-
Energia (Leilão A-1 2015)	AES Tietê Energia S.A.	Influência significativa	Contrato rescindido em abril de 2017 (acordo bilateral)	-	4.920	(18.511)	(60.356)
Doações (i)	Instituto AES Brasil	Influência significativa	Não aplicável	-	-	(382)	-
Dividendos	AES Holding Brasil Ltda.	Influência significativa	Não aplicável	-	3.514	-	-
Prestação de serviços	AES Big Sky LLC	Influência significativa	Contrato rescindido em setembro de 2016	-	-	-	(2.424)
Plano de previdência	FUNCESP	Integrante do Conselho Deliberativo	R\$ 3.707.100 Até maio de 2028	3.707.100	3.777.347	(389.312)	(353.763)
Fornecedores - nota explicativa nº 13:				-	10.932	-	-
Dividendos a pagar:				-	3.514	-	-
Obrigações com entidade de previdência privada nota explicativa nº 16:				3.707.100	3.777.347	(389.312)	(353.763)
Energia elétrica comprada para revenda - nota explicativa nº 24:				-	-	(18.511)	(60.356)
Serviços de terceiros:				-	-	(55.706)	(47.052)
Outras despesas operacionais - nota explicativa nº 25:				-	-	(382)	-

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

- (i) A partir de 2017, o Instituto AES Brasil passou a consolidar a atuação social voluntária das empresas do Grupo AES Brasil visando dar maior capilaridade e impacto aos projetos já existentes, e criar novas possibilidades de impacto social. As doações que foram efetuadas ao Instituto AES Brasil tiveram como objetivo subsidiar projetos que impulsionem a inovação social, viabilizando novas soluções de energia e de geração de renda que promovam transformações positivas na vida das pessoas e das comunidades.

Com a conclusão da migração para o Novo Mercado, em novembro de 2017, a política de Investimento Social Privado (ISP), no que tange ao uso de recursos em projetos de interesse público, deixou de ser responsabilidade do Instituto AES e passou a ser realizada pela Companhia, com os projetos de ISP diretamente conectados com a marca 'Eletropaulo'.

Contrato de cooperação

A AES Tietê Energia e a Companhia assinaram, em 5 de junho de 2014, um Contrato de Cooperação Recíproca para Implantação do Projeto de Reflorestamento Ciliar, pelo prazo de 4 anos. A Companhia, em decorrência de manutenções e obras nas redes de distribuição e subtransmissão, possui Termos de Compromisso de Recuperação Ambiental ("TCRAs") celebrados com a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo ("CETESB") a serem cumpridos. Desta forma, a parceria se caracteriza com: (i) a AES Tietê Energia indicando os espaços disponíveis para o reflorestamento e fornecendo as mudas gratuitamente; e (ii) a Companhia sendo a responsável pela execução do projeto e manutenção da área reflorestada.

Através desta parceria já foram plantados 118,41 hectares, sendo 50,7 hectares no reservatório da Usina Hidrelétrica de Promissão e 67,7 hectares na Usina Hidrelétrica de Água Vermelha. A ANEEL aprovou a operação por meio do despacho nº 719/2014. Por se tratar de contrato de cooperação, não há impactos financeiros a serem demonstrados como partes relacionadas.

30.2 Remuneração da alta administração

Remuneração alta administração

A remuneração da alta administração é composta pela Diretoria Estatutária e Conselho de Administração. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, a remuneração seguindo o regime de competência, foi como segue:

Descrição:	Nota	2017	2016
Benefícios de curto prazo (salários / encargos / benefícios/ bônus)		8.820	10.913
Benefícios pós-emprego (previdência privada - contribuição definida)		314	288
Outros benefícios de longo prazo (bônus diferido - incentivo de longo prazo)	17.1	230	303
Benefícios de rescisão contrato de trabalho		224	978
Remuneração baseada em ações	21.4.1	366	1.127
Total		<u>9.954</u>	<u>13.609</u>

31. Seguros

Em 31 de dezembro de 2017, a cobertura de seguros estabelecida pela Administração da Companhia para cobrir eventuais sinistros e responsabilidade civil é como segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

	Nota	Período de vigência		Importância segurada
		de	até	
Riscos operacionais		31-dez-2017	1-jul-2019	R\$ 131.446
Vida em grupo		1-jan-2018	1-jan-2019	25 x salário, com o máximo de R\$ 1.833
Responsabilidade civil geral	31.1	1-abr-2017	1-abr-2018	R\$ 40.000
Responsabilidade civil de administradores - D&O		27-nov-2017	27-nov-2018	R\$ 100.000
Riscos ambientais	31.1	1-abr-2017	1-abr-2018	R\$ 10.000
Frota de veículos - RCF		1-abr-2017	1-abr-2018	RCFV Garantia Única R\$ 1.000

31.1 Antes da migração para o novo mercado, os contratos de seguros eram compartilhados entre as empresas do Grupo AES. Após a migração, os contratos foram individualizados e passaram a cobrir somente a Companhia, exceto os seguros de responsabilidade civil geral e de riscos ambientais que serão compartilhados entre as empresas até o fim da vigência.

32. Instrumentos financeiros e gestão de riscos

32.1 Instrumentos financeiros

32.1.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

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

	Notas	2017		2016		Categoria
		Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo	
ATIVO (Circulante e não circulante)						
Caixa e equivalentes de caixa	4	309.283	309.283	198.773	198.773	Empréstimos e recebíveis
Investimentos de curto prazo	4	291.994	291.994	868.858	868.858	Ativos financeiros disponíveis para venda
Consumidores, revendedores e outros	5	2.140.773	2.140.773	2.090.732	2.090.732	Empréstimos e recebíveis
Contas a receber - acordos	5	152.870	152.870	96.857	96.857	Empréstimos e recebíveis
Cauções e depósitos vinculados	18	532.495	532.495	491.806	491.806	Empréstimos e recebíveis
Ativo financeiro setorial, líquido	11	2.055.255	2.055.255	1.758.112	1.758.112	Empréstimos e recebíveis
Total		5.482.670	5.482.670	5.505.138	5.505.138	
PASSIVO (Circulante e não circulante)						
Fornecedores	13	1.789.718	1.789.718	1.468.254	1.468.254	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Empréstimos, financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro	15	3.569.012	3.570.412	3.271.395	3.224.844	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar		2.046	2.046	23.083	23.083	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Passivo financeiro setorial, líquido	11	2.150.346	2.150.346	2.026.771	2.026.771	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Total		7.511.122	7.512.522	6.789.503	6.742.952	

As rubricas caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo são compostas basicamente por certificados de depósitos bancários (CDBs) e operações compromissadas. CDBs e operações compromissadas são marcados a mercado mensalmente com base na curva da taxa CDI para a data final do período, conforme definido em sua data de contratação.

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

A rubrica ativo financeiro da concessão é mensurada através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como preço novo de reposição e atualização pelo IPCA.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

Operações com instrumentos financeiros derivativos

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, a Companhia não possuía quaisquer operações com instrumentos financeiros derivativos.

32.1.2 Hierarquia do valor justo

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

	2017			2016				
	Valor justo	Mensuração			Valor justo	Mensuração		
		Nível 1	Nível 2	Nível 3		Nível 1	Nível 2	Nível 3
ATIVO (Circulante e não circulante)								
Investimentos de curto prazo	291.994	-	291.994	-	868.858	-	868.858	
Total	291.994	-	291.994	-	868.858	-	868.858	

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

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

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

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

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, não houve transferências decorrentes de avaliações de valor justo entre os níveis 1 e 2, nem para dentro ou fora do nível 3.

32.2 Gerenciamento de riscos

A Companhia está exposta principalmente a risco de mercado, de crédito, de liquidez, operacionais, de reputação e imagem, regulatório, legal, ambiental, além de riscos adicionais descritos nesta nota explicativa. A ocorrência de qualquer um dos riscos abaixo poderá afetar adversamente a Companhia, podendo causar um efeito em suas operações, sua condição financeira ou em seus resultados operacionais. A estrutura de gerenciamento de riscos, assim como os principais fatores de riscos estão descritos a seguir:

(a) Estrutura de gerenciamento de riscos

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

Gestão de Riscos

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

A Política de Gestão de Riscos tem como objetivo fornecer e indicar as diretrizes, responsabilidades, mecanismos e procedimentos internos para a gestão de fatores de riscos inerentes aos negócios da Companhia, de maneira a monitorar e mitigar tais riscos de forma eficaz.

A área de Gestão de Riscos é liderada pelo Vice-Presidente de Finanças e Relações com os Investidores, responsável por acompanhar o modelo de gestão de riscos e assegurar que seja executado conforme metodologia predefinida, assegurar diretrizes e metas, e garantir que os recursos necessários sejam alocados para o bom funcionamento da área.

A área de Gestão de Riscos é responsável por disseminar a cultura de gestão de riscos, analisar o grau de exposição a risco ao qual a Companhia está exposta, definir padrões a serem seguidos pela Companhia no que tange a gestão de riscos, supervisionar e controlar relatórios de risco e definir gestores de riscos e responsáveis pelos riscos nas áreas de negócio.

O Conselho de Administração é responsável por deliberar sobre as questões estratégicas de gestão de riscos, incluindo aprovar e avaliar a Política de Gestão de Riscos e o modelo de gestão de riscos adotados. Trimestralmente, os riscos prioritários são levados a reuniões de conselho de administração, conselho fiscal e comitê de auditoria.

A Diretoria Executiva deve assegurar a avaliação dos riscos estratégicos e planos de ação recomendados para a mitigação dos riscos. A Diretoria Executiva também deve fornecer sua percepção em relação aos riscos tangíveis e intangíveis aos quais suas respectivas áreas de negócios estão expostas. O Comitê Executivo de Riscos é composto pela Diretoria Executiva da Companhia, tendo como principal objetivo a supervisão e o monitoramento do processo de riscos reportados pela área de gestão de riscos. As reuniões do Comitê Executivo de Riscos ocorrem mensalmente, e nelas são avaliados e validados os modelos de gestão de risco, o portfólio e os riscos relevantes da Companhia, bem como a aprovação de metas e ações e a priorização de recursos para mitigação dos riscos aos quais a Companhia está exposta.

A partir do terceiro trimestre de 2017, com a criação do Comitê de Auditoria da Companhia, compete a este Comitê avaliar e supervisionar a efetividade e suficiência do processo de gerenciamento de riscos empresariais relevantes e a conformidade da gestão para com as normas estabelecidas pela Companhia para assunção de riscos corporativos, bem como avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia.

Ao Conselho Fiscal cabe acompanhar a avaliação dos riscos da Companhia, bem como discutir periodicamente com a Administração sua percepção quanto aos riscos tangíveis e intangíveis identificados.

Controles Internos

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

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

A Companhia analisa todas as oportunidades de melhorias reportadas pelos auditores independentes na carta de recomendação e define planos de ação para implementação de todas as recomendações

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

que considere pertinente. A área de Controles Internos acompanha a implementação dos planos de ação e, posteriormente, informa ao Conselho Fiscal o resultado dos mesmos.

A partir do terceiro trimestre de 2017, com a criação do Comitê de Auditoria da Companhia, compete a este Comitê entender e avaliar o ambiente de controles internos, supervisionar a área de Controles Internos e monitorar a qualidade e integridade dos sistemas de controles internos, apresentando as recomendações e aprimoramento de políticas, práticas e procedimentos que entender necessárias.

Auditoria Interna

A Diretoria de Auditoria Interna atua em três segmentos: operacional, financeiro e tecnologia da informação. O primeiro segmento avalia todos os processos e procedimentos ligados à operação da Companhia, o segundo avalia as demonstrações contábeis e os controles associados e o terceiro os controles de segurança da informação, todos em conformidade com as exigências da legislação brasileira, normas regulatórias do setor elétrico e normas e procedimentos internos.

O plano anual de auditoria é elaborado em conformidade com o resultado da avaliação de riscos e tem como principal objetivo prover avaliação independente sobre riscos, ambiente de controle e deficiências significativas que possam impactar as demonstrações contábeis e processos da Companhia. Eventuais deficiências ou não conformidades são remediadas por meio de planos de ação estabelecidos pelos responsáveis pelos processos, revisados pela área de Controles Internos e sua implementação devidamente acompanhada pelas áreas de Controles Internos e Auditoria Interna.

O plano de auditoria é aprovado pela Diretoria, Comitê de Auditoria e pelo Conselho de Administração da Companhia. Além disto, o resultado das respectivas auditorias e a evolução dos planos de ação para implementação de potenciais melhorias e regularizações são apresentados aos Diretores, Vice-Presidentes, Comitê de Auditoria, Conselhos de Administração e Fiscal, periodicamente.

A partir do terceiro trimestre de 2017, com a criação do Comitê de Auditoria da Companhia, compete a este Comitê supervisionar as atividades da Auditoria Interna da Companhia, monitorando a efetividade e a suficiência da estrutura, bem como o planejamento, a qualidade e integridade dos processos de Auditoria Interna (qualidade dos trabalhos, estrutura existente, plano de trabalho e resultados dos trabalhos realizados).

A eficácia dos controles chaves implementadas pela Companhia para garantir a exatidão das Demonstrações Contábeis é testada de acordo com o plano de auditoria definido. Em caso de identificação de eventuais deficiências sobre esses controles, a Companhia elabora um plano de ação, definindo prazos e responsabilidades, para garantir a mitigação dos riscos associados. O plano de ação é revisado e acompanhado pela área de controles internos.

Ética e Compliance

Em caso de denúncia ou suspeita de fraude ou irregularidade, a questão será investigada pela área de Ética e Compliance e os recursos necessários serão alocados para que, com base na conclusão das averiguações, e medidas de remediação apropriadas - sejam medidas administrativas, mudanças de controles, implementação ou ajuste de processos, etc. - sejam tomadas tempestivamente. Em caso de necessidade, se houver um eventual impacto material nas demonstrações contábeis, estes dados serão devidamente informados à governança da Companhia, incluindo alta administração e Conselho de Administração e Fiscal, com as respectivas ações tomadas e planos de remediação.

A partir do terceiro trimestre de 2017, com a criação do Comitê de Auditoria da Companhia, compete a este Comitê monitorar o cumprimento das leis, regulamentos e efetividade dos sistemas de compliance, monitorar os aspectos de ética e conduta, incluindo a efetividade do código de conduta

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

e do canal de denúncias da Companhia, as políticas e atividades de prevenção, investigação e apuração de eventuais casos de fraudes.

Comitê de Auditoria

O Comitê de Auditoria tem por principal objetivo assessorar e aconselhar o Conselho de Administração na supervisão financeira da Companhia, bem como assegurar adequação das atividades dos auditores independentes e efetividade dos controles internos da Companhia, supervisionar as atividades da auditoria interna, da área de controles internos e dos sistemas de controle e gerenciamento de riscos. Adicionalmente, monitora a efetividade e a suficiência das respectivas estruturas, bem como a qualidade e integridade de seus processos, propondo ao Conselho de Administração as ações que forem necessárias. O Comitê de Auditoria é responsável por monitorar e controlar a qualidade das demonstrações contábeis.

(b) Riscos resultantes de instrumentos financeiros

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

(b.1) Risco de crédito

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

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima ao risco do crédito na data de 31 de dezembro de 2017 é:

	Nota	2017
Caixa e equivalentes de caixa	b.1.1	309.283
Investimentos de curto prazo	b.1.1	291.994
Consumidores, revendedores e outros	b.1.2	2.140.773
Contas a receber - acordos	b.1.2	152.870
Ativo financeiro setorial, líquido	b.1.3	18.288
Total da exposição		2.913.208

Os saldos apresentados anteriormente estão líquidos das respectivas perdas estimadas com crédito de liquidação duvidosa (notas explicativas nºs 5 e 6).

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

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

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

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

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

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

A Companhia tem executado diversas ações objetivando a redução e combate à inadimplência tais como: negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito, corte do fornecimento de energia elétrica, cobrança judicial, protesto de clientes junto aos cartórios, contratação de agências de cobranças, envio de cartas de aviso de cobrança e de mensagens via "SMS", e-mail e "URA" (Unidade de Resposta Audível). Adicionalmente, foi lançado o portal de negociação e realização de negociações através de feirões e do *call center*. Em 2017, a Companhia implementou uma solução de análise preditiva ("*Predictive Analytics*") possibilitando a propensão de pagamento de acordo ao perfil de cada cliente, definindo a melhor estratégia de cobrança.

(b.1.3) Ativo financeiro setorial

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

(b.2) Risco de gerenciamento de capital

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

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

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

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

	2017	2016
Empréstimos e financiamentos	934.155	788.826
Debêntures	2.551.374	2.405.847
Arrendamento financeiro	83.483	76.722
Caixa e equivalentes de caixa	(309.283)	(198.773)
Investimentos de curto prazo	(291.994)	(868.858)
Dívida líquida	2.967.735	2.203.764
Patrimônio líquido	1.295.934	2.253.895
Dívida líquida / Patrimônio líquido	229,00%	97,78%

Do endividamento financeiro total em 31 de dezembro de 2017, 28,8% era de curto prazo (27,0% em 31 de dezembro de 2016) e o prazo médio era de 2,1 anos (2,3 anos em 31 de dezembro de 2016).

(b.3) Risco de liquidez

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

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

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia apresenta capital circulante líquido negativo em R\$ 1.022.901 (R\$ 169.684 em 31 de dezembro de 2016). A piora no cenário hidrológico verificada no segundo semestre de 2017 ocasionou uma redução no fluxo de caixa da Companhia e, consequentemente, uma maior necessidade de capital de giro. Os efeitos do impacto na hidrologia são reconhecidos contabilmente como Ativo Financeiro Setorial em constituição, e serão recuperados financeiramente pela Companhia quando do reajuste tarifário a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2018. A redução do fluxo de caixa anteriormente mencionada, acompanhada dos investimentos realizados na melhoria da infraestrutura de distribuição, contribuíram para redução nas disponibilidades em 31 de dezembro de 2017. O aumento dos investimentos faz parte do plano de criação de valor da Companhia, e tem como objetivo a melhora da base de remuneração a partir da próxima revisão tarifária e, consequentemente, é esperada uma maior geração de caixa operacional, seguindo modelo tarifário vigente. O plano de investimento da Companhia contribui também para redução das despesas operacionais, pois o foco é em eficiência e aumento da qualidade dos serviços. Adicionalmente, a Companhia busca reestruturação do seu perfil de endividamento, bem como o alongamento do seu perfil de dívida. A Companhia entende que o risco de liquidez encontra-se mitigado pelos fatores anteriormente mencionados, de forma que seus estudos de projeção de fluxo de caixa demonstram a capacidade de honrar seus compromissos de curto prazo.

A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros dos passivos financeiros da Companhia. Para as rubricas de “empréstimos e financiamentos” e “debêntures” estão sendo considerados os fluxos de caixa projetados. Por se tratar de uma projeção, estes valores diferem dos

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

divulgados na nota explicativa nº 15. As informações refletidas na tabela abaixo incluem os fluxos de caixa de principal e juros.

Posição em 31 de dezembro de 2017	Menos de 3 meses	De 3 a 12 meses	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais que 5 anos
Fornecedores	1.789.718	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	52.105	480.522	269.433	282.226	21.094
Debêntures	40.112	686.367	647.239	1.751.869	-
Arrendamento financeiro	6.604	24.012	21.518	26.396	4.953
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	2.046	-	-	-	-
Total	1.890.585	1.190.900	938.190	2.060.491	26.047

De acordo com o CPC 40 Instrumentos Financeiros: Evidenciação, quando o montante a pagar não é fixado, o montante evidenciado é determinado com referência às condições existentes na data de encerramento do período. Portanto, CDI, SELIC e TJLP utilizados nas projeções correspondem aos índices verificados na data de 31 de dezembro de 2017.

(b.4) Riscos de mercado

(b.4.1) Riscos de taxas de juros

A Companhia possui empréstimos relevantes remunerados pela variação do CDI, SELIC e TJLP. Consequentemente, o resultado da Companhia é afetado pela variação desses índices.

Em 31 de dezembro de 2017, as aplicações financeiras da Companhia foram alocadas em CDBs e operações compromissadas, rentabilizadas pelo CDI.

O montante de exposição líquida da Companhia aos riscos de taxas de juros na data-base de 31 de dezembro de 2017 é:

	2017
Equivalentes de caixa	125.872
Investimentos de curto prazo	291.994
Empréstimos e financiamentos	(899.381)
Debêntures	(2.598.245)
Total da exposição líquida	(3.079.760)

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

Análise de sensibilidade ao risco de taxa de juros

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nos investimentos e nas dívidas, aos quais a Companhia estava exposta na data base de 31 de dezembro de 2017, foram definidos 5 cenários diferentes. Com base no relatório FOCUS de 29 de dezembro de 2017, foi extraída a projeção dos indexadores CDI, SELIC e TJLP para um ano e assim definindo-os como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50%.

Para cada cenário foi calculada a receita e despesa financeira bruta, que representa o efeito esperado no resultado e patrimônio líquido em cada cenário projetado, não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para um ano. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2017, projetando os índices para um ano e verificando a

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

sensibilidade dos mesmos em cada cenário. A projeção do cálculo considera a taxa de juros contratual: índice mais spread (nota explicativa nº 15.2).

Aplicações financeiras	Posição em 31.12.2017	Projeção receitas financeiras - 01 ano				
		Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,41%	5,11%	6,81%	8,51%	10,22%
Equivalentes de caixa	125.872	4.292	6.432	8.572	10.712	12.864
Investimentos de curto prazo	291.994	9.957	14.921	19.885	24.849	29.842
Subtotal	417.866	14.249	21.353	28.457	35.561	42.706

Dívidas	Posição em 31.12.2017	Projeção despesas financeiras - 01 ano				
		Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI / SELIC		3,41%	5,11%	6,81%	8,51%	10,22%
Debêntures	(2.598.245)	(136.483)	(183.984)	(231.572)	(279.239)	(327.271)
Empréstimos	(734.978)	(44.534)	(57.348)	(70.163)	(82.978)	(95.867)
TJLP		3,50%	5,25%	7,00%	8,75%	10,50%
FINEM	(89.268)	(6.916)	(8.543)	(10.169)	(11.795)	(13.421)
FINEP 2	(75.135)	(6.518)	(7.899)	(9.279)	(10.660)	(12.040)
Subtotal	(3.497.626)	(194.451)	(257.774)	(321.183)	(384.672)	(448.599)
Total da exposição líquida	(3.079.760)	(180.202)	(236.421)	(292.726)	(349.111)	(405.893)

(b.4.2) Risco de moeda

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

Exposição às taxas de câmbio	2017		2016	
	Moeda estrangeira	R\$	Moeda Estrangeira	R\$
Fornecedores (Itaipu)	110.518	365.593	96.651	314.994
Passivo líquido exposto	110.518	365.593	96.651	314.994

(b.4.3) Risco de preço

Reajuste tarifário de 2017

A ANEEL, em reunião pública de sua Diretoria realizada em 27 de junho de 2017, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2017, aplicado na tarifa a partir de 4 de julho de 2017. A ANEEL aprovou um reajuste de +5,57% composto por (i) reajuste econômico de +4,60%, sendo 4,39% de Parcela A e 0,21% de Parcela B e (ii) componente financeiro de +0,97%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário de 1,09%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +4,48%.

Dessa forma, as Parcelas A e B da Companhia, após o Reajuste Tarifário, tiveram os seguintes impactos:

- (i) **Parcela A:** Reajustada em 5,62%, representando 4,39% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

- Encargos setoriais - redução de 13,35%, representando -3,79% no reajuste econômico em função, principalmente, da redução de 20,82% do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”);
 - Energia comprada - aumento de 2,38%, inferior ao IPCA de 3,25%, decorre principalmente do aumento do volume de cotas de garantia física de 18%, cujo preço é mais barato do que a tarifa média de compra de energia da Companhia. O aumento do custo da compra de energia representa 1,07% no reajuste econômico; e
 - Encargos de transmissão - aumento de 142,74% decorrente principalmente da indenização das transmissoras que renovaram a concessão em 2013, representando 7,11% no reajuste econômico.
- (ii) **Parcela B:** Reajustada em 0,98%, representando uma participação de 0,21% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:
- IGP-M de -0,30%, no período de 12 meses findos em junho de 2017; e
 - Fator X de -1,28%, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 1,13%, previamente definido na 4ª Revisão Tarifária Periódica (“4RTP”) para aplicação nos reajustes tarifários desse ciclo da Companhia;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,04%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -2,37%, previamente definido na 4RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.
- (iii) **Componentes financeiros:** Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante de R\$ 129.460, dentre os quais destaca-se: R\$ 880.651 negativo referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”), neutralidade de Encargos Setoriais de R\$ 88.773, Sobrecontratação de R\$ 245.216, Devolução do Ajuste Tarifário de Angra III de R\$ 133.834 e Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 473.072.

O reajuste tarifário médio de +4,48% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, sendo 2,37% e 5,37% para alta e baixa tensão, respectivamente.

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

a) Revisão Tarifária Periódica

O processo de Revisão Tarifária Periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão de cada distribuidora (de 4 em 4 anos no caso da Companhia), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A última Revisão Tarifária Periódica da Companhia ocorreu em 2015 e a próxima está prevista para ocorrer em 2019.

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

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

b) Composição da Base de Remuneração Regulatória

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

(i) A base de remuneração aprovada no CRTP anterior deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações monetárias;

(ii) As adições de ativos imobilizados em serviço entre as datas-bases do CRTP vigente e anterior, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária do CRTP vigente;

(iii) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases dos CRTP - base incremental (item b);

(iv) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do CRTP vigente; e

(v) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M (ou IPCA para processos de RTP posteriores a dez/2015), entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

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

A tabela a seguir resume os valores da Base de Remuneração Regulatória da Companhia, bem como destaca os valores da quota de reintegração e da remuneração de capital. Estes valores referem-se ao último processo de revisão tarifária periódica da Companhia (julho de 2015).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	20.726.762
(2) Índice de Aproveitamento Integral	85.348
(3) Obrigações Especiais Bruta	2.315.614
(4) Bens Totalmente Depreciados	6.147.896
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	12.177.904
(6) Depreciação Acumulada	13.391.279
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	7.335.483
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	36.353
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	7.299.130
(10) Almoxarifado em Operação	56.692
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	1.767.609
(13) Terrenos e Servidões	456.377
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	6.044.590
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	66.085
(17) Taxa de Depreciação	3,75%
(18) Quota de Reintegração Regulatória	456.671
(19) WACC real antes de impostos	12,26%
(20) Taxa RGR PLPT	0,73%
(21) Taxa RGR Demais Investimentos	2,88%
(22) Remuneração do Capital (15)*(20)+(16)*(21)+[(14)-(15)-(16)]*19	734.723

c) Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI

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

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

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI da última revisão tarifária ocorrida em 2015:

Descrição	Valores
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	667.582
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	166.895
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	166.895
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	333.791
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	16.212
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	34.073
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	83.441
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	133.726

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

d) Reajuste Tarifário Anual de 2017

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

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - estabeleceu por meio da Resolução Homologatória nº 2.263, de 27 de junho de 2017, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da Companhia resultantes do processo de reajuste tarifário de 2017, correspondendo a um efeito médio de +4,48% percebido pelos consumidores a partir de 4 de julho de 2017.

e) Resumo do Reajuste Tarifário de 2017

O Reajuste Tarifário Anual de 2017 da Companhia é sintetizado na tabela a seguir, onde são apresentados todos os itens que compõem a receita da concessionária, bem como a contribuição de cada um deles no reajuste tarifário e sua respectiva participação na receita:

Descrição	Data de Referência Anterior - DRA (R\$ mil)	Data do Reajuste em Processamento - DRP (R\$ mil)	Impacto na Revisão Tarifária (%)	Part. Receita (%)
1. PARCELA A (1.1 + 1.2 + 1.3)	10.434.498	11.020.505	4,39%	78,85%
1.1. Encargos Setoriais	3.790.486	3.284.583	-3,79%	23,50%
TFSEE	14.929	12.599	-0,02%	0,09%
CDE	2.638.451	2.289.081	-2,61%	16,38%
PROINFA	361.757	326.762	-0,26%	2,34%
P&D (Eficiência Energética)	106.373	119.931	0,10%	0,86%
ONS	475	528	0,00%	0,00%
ESS/EER	668.501	535.682	-0,99%	3,83%
1.2. Transmissão	665.267	1.614.867	7,11%	11,55%
Rede Básica	408.937	1.035.945	4,69%	7,41%
Rede Básica Fronteira	71.676	196.178	0,93%	1,40%
Itaipu	141.642	304.823	1,22%	2,18%
Conexão	36.058	71.040	0,26%	0,51%
CUSD	6.203	6.117	0,00%	0,04%
Outros	751	764	0,00%	0,01%
1.3. Compra de Energia	5.978.745	6.121.055	1,07%	43,79%
2. PARCELA B	2.927.916	2.956.628	0,21%	21,15%
3. Reposicionamento Econômico	13.362.415	13.977.133	4,60%	100%
4. Componentes Financeiros		129.460	0,97%	
5. Reposicionamento com Financeiros		14.106.593	5,57%	
6. Financeiros Retirados do IRT anterior			-1,09%	
7. Efeito para Consumidor			4,48%	

(b.4.4) Risco de aceleração de dívidas

A Companhia tem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (“covenants”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia estava em cumprimento de todos os termos dos covenants (nota explicativa nº 15.7) exigidos por seus contratos.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

(c) Outros riscos

(c.1) Risco de regulação

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

Plano de recuperação dos indicadores

Em 2014 e início de 2015, o clima severo causou ocorrências múltiplas e simultâneas que interromperam a tendência de melhoria dos indicadores de qualidade das distribuidoras, principalmente do DEC.

Concomitantemente, o órgão regulador solicitou à 18 distribuidoras de energia elétrica, inclusive à Companhia, um Plano de Recuperação de Indicadores Operacionais, direcionando-as para a equalização da qualidade dos serviços em suas áreas de concessão. O plano de recuperação dos indicadores da Companhia foi apresentado à ANEEL em 18 de setembro de 2015 e aprovado pela Agência em 16 de dezembro de 2015. Decorrido o período de realização do plano, a Companhia destaca que atendeu 99% das ações e obras do plano de recuperação dos indicadores previstas para o plano, sendo que a única ação do plano não atendida no prazo inicial, não foi finalizada por dificuldades ambientais.

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

Ao final do segundo ciclo do plano, caso a Companhia não atenda aos indicadores compromissados, a ANEEL poderá aplicar as penalidades previstas na REN 63/2004, que consistem em advertência, multa e, em casos extremos, intervenção da concessão.

As melhorias dos indicadores de qualidade regulados demandam investimentos e custos adicionais.

(c.2) Risco de contratação de energia

O portfólio de contratos de energia de 2017 consiste nos seguintes componentes: Contrato de Itaipu e PROINFA; Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF, Cotas de Angra 1 e 2 e Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR's.

De acordo com o Decreto MME nº 5.163/2004, a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição deverá ser realizada através de licitação na modalidade de leilão, sendo que a duração desses contratos (CCEAR's) será estabelecida pelo próprio MME.

A legislação atual estabelece que as empresas de distribuição devem garantir o atendimento a cem por cento dos seus mercados de energia e prevê que a ANEEL deverá considerar, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, até cento e cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora.

A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os custos com a compra de energia requerida para atendimento ao mercado cativo. Adotou-se, dessa forma, uma abordagem de gestão de risco na

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

compra de energia focada na identificação, mensuração de volume, preços e período de suprimento, além da utilização de ferramentas de otimização para suporte na decisão de contratação de energia.

As incertezas do cenário macroeconômico e meteorológico impactam significativamente as projeções da carga para contratação. Porém, os modelos utilizados norteiam as contratações com níveis de riscos aceitáveis e no decorrer do tempo há a possibilidade de ajustes dos níveis contratuais.

Os principais fatores de incerteza na compra de energia estão relacionados à previsão da necessidade de aquisição de energia nova com antecedência de 7 a 3 anos em relação ao início do suprimento da energia elétrica adquirida e à expectativa de preços futuros. O não atendimento a 100% do mercado poderá ensejar a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação e repasse não integral às tarifas dos custos de compra de energia no Mercado de Curto Prazo. As penalidades decorrentes do não atendimento à totalidade do mercado de energia elétrica dos agentes de distribuição não serão aplicáveis na hipótese de exposição contratual involuntária reconhecida pela ANEEL.

Adicionalmente, a ANEEL não repassará os custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, caso o nível de contratação seja superior a cento e cinco por cento (105%) do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Na hipótese de sobrecontratação involuntária ser reconhecida pela ANEEL, haverá o repasse integral dos custos de compra de energia à tarifa mesmo em níveis de contratação acima de 105% em relação à carga anual de fornecimento.

Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação tais como (i) leilões de ajuste, (ii) MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) de energia nova e existente, (iii) acordos bilaterais de redução contratual, (iv) venda de energia temporária, (v) opção por redução dos CCEAR's de energia existente devido a migração de clientes ao mercado livre, acréscimos na aquisição de energia decorrentes de contratos celebrados antes da edição da Lei nº 10.848/2004 e outras variações de mercado (vi) a venda de energia ao mercado livre em Leilão de Excedentes e (vi) o reconhecimento de sobrecontratação ou exposição involuntária.

Conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 453, de 18 de outubro de 2011, a eventual exposição ou sobrecontratação involuntária a qual as Distribuidoras possam ser submetidas, por fatos alheios a sua vontade, poderá ser repassada às respectivas tarifas. Este repasse deverá ser concedido, desde que os agentes de distribuição utilizem de todos os mecanismos previstos na regulamentação para atendimento à obrigação de contratação da totalidade de seu mercado de energia elétrica.

No caso da sobrecontratação voluntária acima do limite de repasse de 105%, a diferença entre a receita de venda da sobrecontratação no mercado de curto prazo e o custo de compra de energia é absorvida pela concessionária podendo resultar em risco ou oportunidade dependendo do cenário de preços de energia ao longo do ano.

A Companhia encerrou o ano de 2016 com um nível de contratação de 110,3%, sendo o impacto acima do limite de 105% equivalente a R\$ 90.105 (valor atualizado de R\$ 106.140 em 31 de dezembro de 2017) caso não venha a ser considerado como sobrecontratação involuntária pela ANEEL.

Existem dois principais fatores que contribuíram para a sobrecontratação no ano de 2016. O primeiro refere-se à participação no leilão A-1 no ambiente regulado (CCEAR) realizado em dezembro de 2015, no qual a Companhia compulsoriamente teve que repor a energia vinculada ao contrato bilateral com a AES Tietê, cujo término ocorreu em 31 de dezembro de 2015. Por força do Decreto nº 5.163, a Companhia teve que comprar no mínimo 96% do seu montante de reposição, mesmo tendo ressaltado em sua declaração a necessidade de volume inferior ao mínimo. Em 3 de agosto de 2016, foi publicado Decreto nº 8.828, alterando o Decreto nº 5.163, retirando a trava de obrigação de declaração para os

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

montantes de reposição. O novo decreto é aderente às argumentações da Companhia em relação à obrigatoriedade imposta para o leilão A-1 de dezembro de 2015.

Outro fator que vem impactando consideravelmente o nível de contratação é a migração de consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre. O direito à redução de contratos de compra de energia em caso de migração dos consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre foi reconhecido a partir da Resolução nº 726/2016, após discussão na Audiência Pública nº 85/2013. Entretanto, a redução contratual só vale para contratos firmados em leilões de energia posteriores à publicação da Resolução, não foi útil, portanto, para reduzir o nível de contratação de 2016.

Diante dos fatores expostos anteriormente, a Companhia entende, baseada em parecer técnico elaborado por escritório de advocacia renomado, que a sobrecontratação advinda da compra compulsória em Leilão A-1 e da saída de consumidores para o mercado livre é involuntária e portanto deve ser integralmente repassada aos seus consumidores.

O reconhecimento da sobrecontratação involuntária referente ao leilão A-1 e consumidores especiais é suficiente para prover repasse tarifário integral dos custos de sobrecontratação.

Adicionalmente, para reduzir o nível de sobrecontratação a Companhia celebrou acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711 de 2016 e participou de Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD de energia existente e de energia nova. Desde 2016, a Companhia realizou diversos acordos bilaterais e participou em quase todos os meses de MCSDs. Como resultado dessas ações, o nível de sobrecontratação de energia em 31 de dezembro de 2017 é de 103,5%, dentro do limite regulatório.

Em 25 de abril de 2017, a ANEEL deliberou o pleito de sobrecontratação involuntária das distribuidoras referente tanto ao leilão A-1 quanto aos consumidores especiais. A decisão, de caráter geral, foi negar o pleito, com a ressalva de que as situações particulares de reconhecimento como sobrecontratação involuntária devem ser avaliadas pela ANEEL mediante comprovação do máximo esforço na redução da posição contratual. O processo continua em fase de instrução na ANEEL, agora com sua Diretoria já reconhecendo a possibilidade dos dois tipos de sobrecontratação serem involuntárias. A Companhia mantém o seu posicionamento de que os dois fatores mencionados são sobrecontratação involuntária.

No Reajuste Tarifário de 2017, a ANEEL considerou o componente de sobrecontratação involuntária referente ao ano civil de 2016 em caráter provisório, tendo em vista que ainda permanece avaliando o máximo esforço individualmente para cada distribuidora, conforme decisão de 25 de abril de 2017.

Embora haja o repasse dos custos relacionados à sobrecontratação involuntária para a tarifa, há um descasamento de caixa temporário, visto que os mesmos ocorrem em momentos distintos. O mesmo efeito ocorre quando há aumento de custos de compra de energia e encargos setoriais, o que pode gerar a necessidade da Companhia em se financiar através de capital de giro.

(c.3) Risco socioambiental

A instalação e operação de empreendimentos voltados à distribuição de energia elétrica utilizam e/ou interferem em recursos naturais e podem causar impactos ambientais relacionados à fauna e à flora, emissões atmosféricas, água e solo. Portanto, as atividades da Companhia estão sujeitas aos padrões de qualidade e de proteção ambiental estabelecidos por diversas leis e regulamentos ambientais que, se violados, podem sujeitar os infratores às sanções administrativas e criminais, além da obrigação de reparação de danos ambientais na esfera cível.

A edição de novas leis e regulamentos mais severos ou a ocorrência de eventos não previstos que possam resultar em significativos passivos ambientais pode ter um efeito adverso material sobre os

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

negócios da empresa, não apenas sob o aspecto financeiro, mas também operacional. De acordo com a Lei nº 9.605 de 1998 - Lei de Crimes Ambientais, o valor máximo de multa por descumprimento da lei ambiental é de R\$ 50.000 podendo ser cumulado com penalidade de embargo de atividade.

Com o objetivo de manter-se preparada para prevenir acidentes e responder às eventuais situações de emergência, e, assim evitar ou mitigar os impactos adversos dessas situações na sociedade e no meio ambiente, a Companhia estabelece procedimentos e planos de preparação e respostas a emergências, mantém contrato com empresa especializada em atender a emergências ambientais e se mantém preparada para atender aos principais cenários emergenciais, identificados em seu Sistema de Gestão Ambiental certificado pela ISO 14001:2015. O gerenciamento socioambiental de todas as atividades da Companhia é realizado com foco na prevenção à poluição, atendimento à legislação e melhoria contínua de seus processos, além de práticas de relacionamento e educação da população para o uso seguro e eficiente da energia elétrica. A Política de Sustentabilidade consolida o compromisso da Companhia com o desenvolvimento sustentável, e estabelece as diretrizes para sua atuação considerando os aspectos social, ambiental e econômico.

A Companhia contribui, ainda, com o desenvolvimento sustentável da sociedade e do país assumindo os seguintes compromissos voluntários: Pacto Global, Objetivos do Desenvolvimento Sustentável e Empresa Amiga da Criança.

33. Informações complementares

33.1 Às demonstrações dos fluxos de caixa

As principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa foram as seguintes:

	Nota	2017	2016
Compensações de PIS e COFINS		202.065	21.275
Doações de linhas e redes (Adição de ativos financeiros e intangíveis)		7.493	25.170
Aumento de capital, conforme destinação do resultado de 31.12.2016		65.857	-
20ª emissão de debêntures - Dação em pagamento da 9ª e 15ª emissões	15.3 (a3)	514.104	-
Compensações CDE	9.3	252.498	236.496
Prêmio de consentimento dos debenturistas	15.7.1	3.084	22.078

	Nota	2017	2016
Pagamento de juros apresentado nas atividades operacionais		377.539	479.630
Pagamento de juros apresentado nas atividades de investimento (juros capitalizados)	28	11.892	24.323
Pagamento de juros	15.7	389.431	503.953

A Companhia classifica os juros pagos e recebidos como atividade operacional (juros de dívidas e aplicações financeiras, dentre outros), com exceção aos juros pagos que são capitalizados como parte do custo de construção da infraestrutura, os quais são classificados como desembolso de caixa, nas atividades de investimento (adições de ativos intangíveis da concessão). A seguir é demonstrada a conciliação dos pagamentos de juros alocados por atividade nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa:

	Nota	2017	2016
Pagamento de juros apresentado nas atividades operacionais		377.539	479.630
Pagamento de juros apresentado nas atividades de investimento (juros capitalizados)	28	11.892	24.323
Pagamento de juros	15.7	389.431	503.953

34. Investimentos e gastos em meio ambiente

A Companhia manteve em 2017 seu escopo de certificação ambiental ISO 14001 e mantém programas e práticas que evidenciam a sua responsabilidade para com o meio ambiente. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, o montante dos investimentos foi no valor de R\$ 75.355 (R\$ 76.543 em 31 de dezembro de 2016), sendo R\$ 72.174 (R\$ 56.225 em 31 de dezembro de 2016) registrados no

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

resultado do exercício e R\$ 3.181 (R\$ 20.318 em 31 de dezembro de 2016) destinados a investimento ao ativo imobilizado. Foram realizados gestão de arborização urbana, gestão de resíduos, licenciamentos e compensações ambientais, gestão de passivos ambientais, manutenção de áreas verdes, treinamentos e comunicação.

35. Compromissos

Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia apresenta os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações contábeis, apresentados por maturidade de vencimento, cujos valores foram calculados considerando os preços vigentes e montantes contratados nesta data:

Transmissão	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2023
CTEEP	79.829	79.829	79.829	79.829	79.829	478.974
Custo do Uso do Sistema de Distribuição - CUSD	10.542	10.542	10.542	10.542	10.542	63.251
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	1.439.549	1.486.460	1.502.278	1.265.411	1.265.411	7.592.469
Itaipu / Furnas	201.943	201.943	201.943	201.943	201.943	1.009.714
Total	1.731.863	1.778.774	1.794.592	1.557.725	1.557.725	9.144.408

Arrendamento mercantil operacional	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2023
Imóveis	18.418	17.602	16.252	15.181	13.910	48.816
Outros alugueis	2.302	1.594	693	693	462	-
Total	20.720	19.196	16.945	15.874	14.372	48.816

Abaixo, estão demonstrados em MWh os compromissos contratuais futuros de compra de energia em 31 de dezembro de 2017, incluindo os montantes homologados anualmente pela ANEEL (Itaipu, Proinfa, Angra e cotas de garantias):

Contrato de compra de energia - MWh	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2023
Itaipu	8.736.412	8.638.748	8.381.440	8.077.649	7.985.345	47.983.110
PROINFA	837.848	837.848	837.848	837.848	837.848	2.513.544
Leilão CCEAR (Hidrelétrica):	10.880.478	8.559.975	8.761.844	8.740.023	8.740.023	236.074.077
Leilão CCEAR (Térmica):	5.550.014	6.200.680	6.916.335	7.269.862	7.269.871	91.876.419
Leilão CCEAR (Outros):	1.728.269	2.228.226	2.272.475	2.266.266	2.266.266	61.226.369
Angra 1 e 2 (Nuclear):	1.631.309	1.631.309	1.631.309	1.631.309	1.631.309	32.626.173
Cotas de garantia física	9.699.269	9.673.726	9.781.457	9.835.746	9.836.322	9.836.898
Total	39.063.599	37.770.512	38.582.708	38.658.703	38.566.984	482.136.590

A Companhia também possui compromissos relacionados a encargos setoriais tais como: Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, cujos montantes também são homologados pela ANEEL (nota explicativa nº 23).

A Companhia não possui garantias prestadas a terceiros e linhas de crédito aprovadas e não sacadas em 31 de dezembro de 2017, exceto a linha de crédito citada na nota explicativa nº 15.1.

36. Conciliação do Balanço Patrimonial Regulatório e Societário

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Conciliação do balanço patrimonial societário e regulatório

Ativo	Nota	2017				2016			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Ativo circulante									
Caixa e equivalentes de caixa		309.283	-	-	309.283	198.773	-	-	198.773
Investimentos de curto prazo		291.994	-	-	291.994	868.858	-	-	868.858
Consumidores, concessionárias e permissionárias		2.114.094	-	-	2.114.094	2.065.198	-	-	2.065.198
Contas a receber - Acordos		141.213	-	-	141.213	90.014	-	-	90.014
Imposto de renda e contribuição social compensáveis		32.126	-	-	32.126	34.552	-	-	34.552
Outros tributos compensáveis		89.512	-	-	89.512	68.543	-	-	68.543
Almoxarifado operacional		30.182	-	-	30.182	23.962	-	-	23.962
Ativos financeiros setoriais	36.1	1.294.088	-	(1.275.800)	18.288	1.494.617	-	(1.450.374)	44.243
Despesas pagas antecipadamente		37.067	-	-	37.067	33.041	-	-	33.041
Outros ativos circulantes	36.4.3	343.434	2.993	-	346.427	291.839	-	-	291.839
Ativo não circulante									
Consumidores, concessionárias e permissionárias		26.679	-	-	26.679	25.534	-	-	25.534
Contas a receber - Acordos		11.657	-	-	11.657	6.843	-	-	6.843
Outros tributos compensáveis		62.244	-	-	62.244	44.003	-	-	44.003
Depósitos judiciais e cauções		532.495	-	-	532.495	491.806	-	-	491.806
Tributos diferidos	36.2	2.233.291	(264.013)	-	1.969.278	1.779.679	(227.139)	-	1.552.540
Ativos financeiros setoriais	36.1	761.167	-	(761.167)	-	263.495	-	(263.495)	-
Investimentos - Bens e direitos para uso futuro	36.4.4	41.668	2.381	-	44.049	9.514	3.568	-	13.082
Outros ativos não circulantes	36.4.3	46.762	-	-	46.762	69.489	(2.293)	-	67.196
Bens e atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		868	-	-	868	1.794	-	-	1.794
Ativo financeiro da concessão	36.3	-	3.011.833	-	3.011.833	-	2.386.192	-	2.386.192
Imobilizado	36.4	8.959.013	(8.886.251)	-	72.762	8.526.235	(8.456.590)	-	69.645
Intangível	36.4	260.233	4.821.358	-	5.081.591	252.549	4.934.990	-	5.187.539
Total do ativo		17.619.070	(1.311.699)	(2.036.967)	14.270.404	16.640.338	(1.361.272)	(1.713.869)	13.565.197

Passivo	Nota	2017				2016			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Passivo circulante									
Fornecedores		1.789.718	-	-	1.789.718	1.468.254	-	-	1.468.254
Empréstimos e financiamentos		461.099	-	-	461.099	278.215	-	-	278.215
Debêntures		534.728	-	-	534.728	575.065	-	-	575.065
Arrendamento financeiro		30.616	-	-	30.616	28.599	-	-	28.599
Subvenções governamentais		4.916	-	-	4.916	3.971	-	-	3.971
Imposto de renda e contribuição social a pagar		-	-	-	-	2.627	-	-	2.627
Outros tributos a pagar		452.952	-	-	452.952	524.851	-	-	524.851
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio		2.046	-	-	2.046	23.083	-	-	23.083
Obrigações sociais e trabalhistas		119.379	-	-	119.379	115.734	-	-	115.734
Provisão para processos judiciais e outros		481.893	-	-	481.893	163.602	-	-	163.602
Encargos setoriais		296.933	-	-	296.933	454.481	-	-	454.481
Passivos financeiros setoriais	36.1	1.275.800	-	(1.275.800)	-	1.450.374	-	(1.450.374)	-
Outros passivos circulantes		258.807	-	-	258.807	250.225	-	-	250.225
Passivo não circulante									
Fornecedores		-	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos		473.056	-	-	473.056	510.611	-	-	510.611
Debêntures		2.016.646	-	-	2.016.646	1.830.782	-	-	1.830.782
Arrendamento financeiro		52.867	-	-	52.867	48.123	-	-	48.123
Subvenções governamentais		12.570	-	-	12.570	11.950	-	-	11.950
Obrigações com entidade de previdência privada		3.707.100	-	-	3.707.100	3.777.347	-	-	3.777.347
Obrigações sociais e trabalhistas		937	-	-	937	743	-	-	743
Provisão para processos judiciais e outros		1.546.924	-	-	1.546.924	359.580	-	-	359.580
Encargos setoriais		30.868	-	-	30.868	56.508	-	-	56.508
Passivos financeiros setoriais	36.1	874.546	-	(761.167)	113.379	576.397	-	(263.495)	312.902
Reserva de reversão		66.085	-	-	66.085	66.085	-	-	66.085
Outros passivos não circulantes		8.453	-	-	8.453	7.047	-	-	7.047
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	36.5	1.824.197	(1.824.197)	-	-	1.802.189	(1.802.189)	-	-
Total do passivo		16.323.136	(1.824.197)	(2.036.967)	12.461.972	14.386.443	(1.802.189)	(1.713.869)	10.870.385
Patrimônio líquido									
Capital social		1.323.486	-	-	1.323.486	1.257.629	-	-	1.257.629
Reservas de capital		693.338	-	-	693.338	692.452	-	-	692.452
Ações em tesouraria		(49.236)	-	-	(49.236)	-	-	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	36.4 e 36.5	815.606	160.565	-	976.171	951.131	99.006	-	1.050.137
Outros resultados abrangentes		(1.622.856)	-	-	(1.622.856)	(1.628.892)	-	-	(1.628.892)
Aumento de capital proposto		-	-	-	-	65.857	-	-	65.857
Reserva de lucros:									
Reserva legal		248.984	-	-	248.984	248.984	-	-	248.984
Reserva estatutária		238.545	-	-	238.545	1.008.645	-	-	1.008.645
Prejuízo acumulados	36.2/36.3/36.4	(351.933)	351.933	-	-	(341.911)	341.911	-	-
Total do patrimônio líquido		1.295.934	512.498	-	1.808.432	2.253.895	440.917	-	2.694.812
Total do passivo e do patrimônio líquido		17.619.070	(1.311.699)	(2.036.967)	14.270.404	16.640.338	(1.361.272)	(1.713.869)	13.565.197

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Conciliação das demonstrações dos resultados societário e regulatório

Nota	2017				2016			
	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Operações em continuidade								
Receita								
Fornecimento de energia elétrica	10.634.055	-	-	10.634.055	10.897.566	-	-	10.897.566
Energia elétrica de curto prazo	170.087	-	-	170.087	684.294	-	-	684.294
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	7.994.327	-	-	7.994.327	8.703.108	-	-	8.703.108
Ativos e passivos financeiros setoriais	1.216.152	-	-	1.216.152	(1.135.216)	-	-	(1.135.216)
Serviços cobráveis	18.748	-	-	18.748	15.044	-	-	15.044
Doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido	321.123	-	-	321.123	255.722	-	-	255.722
Receita de construção	-	1.035.001	-	1.035.001	-	802.512	-	802.512
Atualização do ativo financeiro da concessão	-	51.912	-	51.912	-	141.875	-	141.875
Outras receitas	220.351	(351)	-	220.000	145.365	-	-	145.365
Tributos								
ICMS	(3.567.777)	-	-	(3.567.777)	(3.770.705)	-	-	(3.770.705)
PIS-PASEP	(309.566)	-	-	(309.566)	(339.551)	-	-	(339.551)
COFINS	(1.430.176)	-	-	(1.430.176)	(1.571.792)	-	-	(1.571.792)
ISS	(200)	-	-	(200)	(207)	-	-	(207)
Encargos - Parcela "A"								
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(59.313)	-	-	(59.313)	(52.283)	-	-	(52.283)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	(2.255.194)	-	-	(2.255.194)	(2.675.345)	-	-	(2.675.345)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(59.312)	-	-	(59.312)	(52.283)	-	-	(52.283)
Taxa de fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(13.899)	-	-	(13.899)	(14.789)	-	-	(14.789)
Outros encargos	(797.476)	-	-	(797.476)	(373.416)	-	-	(373.416)
Receita líquida	12.081.930	1.086.562	-	13.168.492	10.715.512	944.387	-	11.659.899
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"								
Energia elétrica comprada para revenda	(7.558.033)	-	-	(7.558.033)	(6.432.673)	-	-	(6.432.673)
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA	(241.326)	-	-	(241.326)	(305.213)	-	-	(305.213)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(944.280)	-	-	(944.280)	(943.159)	-	-	(943.159)
Resultado antes dos custos gerenciáveis	3.338.291	1.086.562	-	4.424.853	3.034.467	944.387	-	3.978.854
Custos gerenciáveis - Parcela "B"								
Pessoal e administradores	(794.305)	-	(27.595)	(821.900)	(769.127)	-	(14.385)	(783.512)
Entidade de previdência privada	(392.715)	-	-	(392.715)	(355.665)	-	-	(355.665)
Material	(59.425)	-	(2.030)	(61.455)	(76.342)	-	(788)	(77.130)
Serviços de terceiros	(505.402)	-	(58.010)	(563.412)	(529.403)	-	(37.672)	(567.075)
Arrendamento e aluguéis	(13.694)	-	(5.036)	(18.730)	(22.727)	-	(321)	(23.048)
Seguros	(4.328)	-	(5)	(4.333)	(4.182)	-	(3)	(4.185)
Doações, contribuições e subvenções	(12.215)	-	-	(12.215)	(10.276)	-	-	(10.276)
Custo de construção	-	(1.035.001)	-	(1.035.001)	-	(802.512)	-	(802.512)
Perda Estimada com créditos de liquidação duvidosa, líquida	(170.683)	-	-	(170.683)	(309.011)	-	-	(309.011)
Provisão para processos judiciais e outros, líquida	(45.829)	-	-	(45.829)	(24.839)	-	-	(24.839)
Perdas na alienação/desativação de bens e direitos	(143.886)	42.290	92.717	(8.879)	(90.667)	18.394	53.196	(19.077)
(-) Recuperação de despesas	24.578	-	-	24.578	16.414	-	-	16.414
Tributos	(49.552)	-	(41)	(49.593)	(46.595)	-	(27)	(46.622)
Depreciação e amortização	(546.154)	22.100	-	(524.054)	(490.715)	298	-	(490.417)
Outros custos operacionais	(194.989)	(7.497)	-	(202.486)	(233.743)	(4.285)	-	(238.028)
RESULTADO DA ATIVIDADE	429.692	108.454	-	538.146	87.589	156.282	-	243.871
Receitas financeiras								
Receitas financeiras	426.263	-	(86.198)	340.065	774.666	(339.758)	339.758	434.908
Despesas financeiras	(2.224.859)	-	86.198	(2.138.661)	(1.038.445)	339.758	(339.758)	(698.687)
Variações cambiais, líquidas	(3.820)	-	-	(3.820)	35.319	-	-	35.319
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE OS LUCROS	(1.372.724)	108.454	-	(1.264.270)	(140.871)	156.282	-	15.411
Despesa com impostos sobre os lucros - IR/CS correntes	(2)	-	-	(2)	(18.053)	-	-	(18.053)
Despesa com impostos sobre os lucros - IR/CS diferidos	456.722	(36.874)	-	419.848	(2.021)	25.586	-	23.565
Resultado líquido do exercício	(916.004)	71.580	-	(844.424)	(160.945)	181.868	-	20.923

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	Notas	2017	2016
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária		1.808.432	2.694.812
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória			
Reavaliação regulatória compulsória	36.4 e 36.5	1.235.767	1.441.107
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre reavaliação regulatória	36.2	(420.161)	(489.976)
Reavaliação societária	36.4 e 36.5	(1.479.048)	(1.591.116)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre reavaliação societária	36.2	502.877	540.979
Ajustes ICPC 01 - Efeito bifurcação	36.3	10.905	(28.095)
Ajustes ICPC 01 - Efeito atualização do ativo financeiro da concessão	36.3	(544.137)	(489.952)
Imposto de renda e contribuição social diferidos - ICPC 01	36.2	181.299	176.136
Patrimônio líquido regulatório		1.295.934	2.253.895

Conciliação do lucro (prejuízo) líquido societário e regulatório

	Nota	2017	2016
Lucro (Prejuízo) conforme contabilidade societária		(844.424)	20.923
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória			
Receita de construção	36.6	1.035.001	802.512
Custo de construção	36.6	(1.035.001)	(802.512)
Atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	36.3	(51.561)	(141.875)
Baixas de ativos financeiros da concessão	36.3	7.497	4.866
Depreciação e amortização	36.4 e 36.5	(22.100)	(298)
Ganhos (Perdas) na alienação/desativação de bens e direitos	36.4.3	(42.290)	(18.975)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	36.2	36.874	(25.586)
Prejuízo líquido regulatório		(916.004)	(160.945)

A seguir são detalhadas a natureza e explicações dos ajustes apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória:

36.1 Ativos e passivos financeiros setoriais

As diferenças patrimoniais são decorrentes meramente da forma de apresentação dos saldos nas demonstrações contábeis societárias, os quais a Companhia apresenta os saldos da conta “Ativos financeiros setoriais” líquidos do saldo da conta “Passivos financeiros setoriais”. Conforme demonstrado no quadro abaixo, não existem diferenças quando se compara os saldos totais circulantes e não circulantes.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

	Regulatório		Societário	
	2017	2016	2017	2016
Circulante:				
Ativo financeiro setorial	1.294.088	1.494.617	1.294.088	1.494.617
Passivo financeiro setorial	(1.275.800)	(1.450.374)	(1.275.800)	(1.450.374)
Ativo financeiro setorial, líquido	18.288	44.243	18.288	44.243
Não circulante:				
Ativo financeiro setorial	761.167	263.495	761.167	263.495
Passivo financeiro setorial	(874.546)	(576.397)	(874.546)	(576.397)
Passivo financeiro setorial, líquido	(113.379)	(312.902)	(113.379)	(312.902)

As diferenças no resultado financeiro também são decorrentes da forma de apresentação das demonstrações contábeis societárias, nas quais a Companhia apresenta de forma líquida a atualização monetária dos ativos financeiros e dos passivos financeiros setoriais, sendo uma receita ou despesa financeira.

36.2 Tributos diferidos

Os ajustes são decorrentes da incidência de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre as diferenças das práticas na contabilidade societária e regulatória quanto ao reconhecimento (i) da reserva de reavaliação regulatória compulsória; (ii) da atualização do ativo financeiro da concessão, que é somente registrada na contabilidade societária; e (iii) das diferenças nas bases de depreciação e amortização dos ativos imobilizado e intangível e das obrigações especiais vinculadas à concessão.

36.3 Ativos financeiros da concessão (ICPC 01)

Os ajustes são decorrentes do reconhecimento, na contabilidade societária, da parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura que não serão amortizados até o final da concessão, ou seja, que não serão recuperados via tarifa durante o período da concessão. Este reconhecimento, na contabilidade societária, foi realizado em atendimento ao disposto na ICPC 01 - Contratos de Concessão. Para fins de contabilidade regulatória, esta prática não é adotada, gerando diferenças devido à bifurcação do saldo imobilizado e intangível regulatório entre ativo financeiro da concessão e ativo intangível da concessão.

Nos períodos entre as datas de Revisão Tarifária, a Companhia atualiza o ativo financeiro, utilizando o critério determinado pela ANEEL para atualização da Base de Remuneração entre os períodos de revisão. Com base no item 8 e no Submódulo 2.3 do PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária, vigente a partir de 23 de novembro de 2015, a Companhia passou a aplicar o IPCA como fator de atualização.

36.4 Imobilizado e intangível

Os ativos relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativos financeiros e ativos intangíveis, devido à adoção do ICPC 01 para a contabilidade societária.

Quando da adoção do ICPC 01 em 2010, a Companhia utilizou a Base de Remuneração Regulatória para apurar o saldo do ativo financeiro, sendo o intangível apurado pela diferença entre o saldo contábil do imobilizado antes da bifurcação (“método do valor residual”) e o saldo do ativo financeiro.

Os ativos classificados como intangível nas demonstrações contábeis societárias representam o direito da Companhia de cobrar os consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público e são

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

amortizados de forma linear pela vida útil regulatória dos ativos ou pelo prazo remanescente do contrato de concessão, dos dois o menor.

O ICPC 01 não é aplicado na contabilidade regulatória, gerando assim divergências entre as demonstrações societárias e as regulatórias.

O saldo de imobilizado da contabilidade societária refere-se aos contratos de arrendamento mercantil financeiro. Os referidos saldos também são reconhecidos na contabilidade regulatória.

36.4.1 Reavaliação regulatória compulsória

A reavaliação regulatória compulsória foi determinada pela Resolução Normativa nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. A reavaliação regulatória compulsória não é aplicada para a contabilidade societária, desta forma as diferenças são decorrentes da divergência de práticas contábeis entre a contabilidade regulatória e societária.

36.4.2 Depreciação e amortização

As diferenças na depreciação são oriundas das diferenças das bases dos bens depreciados, visto que na contabilidade societária é reconhecida a amortização do ativo intangível de concessão (já bifurcado), e na contabilidade regulatória é reconhecida a depreciação do ativo imobilizado, incluindo a reserva de reavaliação regulatória.

36.4.3 Outros ativos circulantes e não circulantes

As diferenças nas rubricas “outros ativos circulantes” e “outros ativos não circulantes” são decorrentes de dois fatores relacionados a bens destinados a alienação: (i) valor de reavaliação, pois na contabilidade regulatória, quando um bem é desativado e destinado a alienação, o valor de reavaliação (mais valia) é revertido, e para a contabilidade societária o saldo de reavaliação compõe o valor residual do referido bem; e (ii) adoção do ICPC 01 - vide itens 36.3 e 36.4.

36.4.4 Investimentos - Bens e direitos para uso futuro

A diferença na rubrica de investimentos é originada pela desativação de bens destinados para uso futuro, e é decorrente dos mesmos fatores citados no item 36.4.3.

36.5. Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

36.5.1. Reavaliação compulsória

Os saldos das obrigações especiais são apresentados líquidos do ativo intangível de concessão, e na contabilidade regulatória a apresentação é segregada do imobilizado, sendo os saldos apresentados no passivo. Cabe destacar que para a contabilidade societária, o saldo das obrigações especiais, também foi bifurcado, pela adoção do ICPC 01.

36.5.2. Amortização

As diferenças na amortização são oriundas das diferenças das bases dos bens amortizados, visto que na contabilidade societária é reconhecida a amortização do ativo intangível de concessão (já bifurcado), e na contabilidade regulatória é reconhecida a depreciação do ativo imobilizado, incluindo a reserva de reavaliação regulatória.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

36.6. Receita e custo de construção

As entidades abrangidas dentro do escopo do ICPC 01 Contratos da Concessão, devem registrar a construção ou melhoria da infraestrutura da concessão de acordo com o CPC 17 Contratos de Construção. As receitas e as despesas correspondentes a esses serviços de construção são reconhecidas, na contabilidade societária, tomando como base a proporção do trabalho executado até a data do balanço.

Considerando o modelo regulatório vigente, o qual não prevê remuneração específica para a construção ou melhoria da infraestrutura da concessão, que as construções e melhorias são substancialmente executadas através de serviços especializados de terceiros, e que toda receita de construção está relacionada à construção de infraestrutura dos serviços de distribuição de energia elétrica, a Administração da Companhia decidiu registrar a receita de contratos de construção com margem de lucro zero.

Para fins de contabilidade regulatória, esta prática contábil não é adotada.

37. .Eventos subsequentes

37.1 Empréstimo, financiamentos e debentures obtidos após 31 de dezembro de 2017

As captações de dívidas relacionadas abaixo foram realizadas entre a data de encerramento do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 e a data de aprovação destas demonstrações contábeis:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Taxa contratual a.a	Amortização e pagamentos de juros	Vencimento	Finalidade	Garantias
22ª Emissão	R\$ 300.000	08 de janeiro de 2018	CDI + 2,00% Até julho de 2018 CDI + 2,30% A partir de agosto de 2018	Mensal a partir de agosto de 2018, conforme fluxo de pagamentos	Janeiro de 2019	Investimentos, reforço de capital de giro (empréstimo-ponte para Finem)	Receíveis
FINEM - Subcrédito A (3º protocolo)	R\$ 52.000	09 de janeiro de 2018	SELIC + 4,69%	Mensal a partir de abril de 2018, conforme fluxo de pagamentos	Março de 2022	Implementação do programa de investimento, destinado a expansão e melhorias no sistema de distribuição de energia elétrica	Receíveis
FINEM - Subcrédito B e C (3º protocolo)	R\$ 46.216		TJLP + 4,43%				

37.2 Processo com probabilidade de perda classificada como possível - Contribuição para o custeio da iluminação pública - COSIP - 2011 a 2015

Trata-se de mandado de segurança impetrado em 6 de abril de 2018 em face do Secretário da Fazenda do Município de São Paulo - SP, contra autos de infração lavrados para exigir o recolhimento da contribuição para o custeio da iluminação pública - COSIP relativa ao período de março de 2011 a dezembro de 2015. Os referidos autos de infração estão baseados em fatos e motivos distintos que, em resumo, são os seguintes: (i) classificação incorreta de unidades consumidoras, (ii) aplicação indevida de isenção e (iii) ausência de pagamento de multa no recolhimento da contribuição em atraso. Em sua defesa, a Companhia alega, em síntese, (a) nulidade das autuações por falta de comprovação da ocorrência das infrações, (b) observância das normas regulatórias e tributárias relativas à classificação tarifária dos consumidores, (c) aplicação das isenções em conformidade com as determinações do Município e (d) impossibilidade de cobrança de multa moratória no pagamento em atraso de débitos que foram objeto de denúncia espontânea. Atualmente, aguarda-se a apreciação do pedido liminar formulado pela Companhia para suspensão da exigibilidade do crédito tributário a até decisão de mérito da ação. A Companhia, juntamente com seus assessores legais, classifica as chances de êxito deste caso como possível. O montante atualizado até 31 de março de 2018 perfaz o total de R\$ 107.904 (R\$ 7.997 em 31 de dezembro de 2017).

37.3 Oferta Pública de Distribuição Primária

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

Em 16 de abril de 2018, em reunião do Conselho de Administração da Companhia, foi aprovada a realização de oferta pública de distribuição primária de inicialmente, 58.900.000 de ações ordinárias, nominativas e escriturais e sem valor nominal, de emissão da Companhia, todas livres e desembaraçadas de qualquer ônus ou gravames (“Ações”), com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM 476 (“Oferta”).

Nos termos da decisão proferida em 28 de junho de 2016, no âmbito do Processo Administrativo CVM nº RJ2014/13261, e do artigo 24 da Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada (“Instrução CVM 400”), até a data de conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, inclusive, a quantidade de Ações inicialmente ofertada poderia, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, ser acrescida em até 15% (quinze por cento) do total de Ações inicialmente ofertadas, ou seja, em até 8.835.000 de Ações de emissão da Companhia, nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações inicialmente ofertadas (“Ações Suplementares”), nos termos do Contrato de Colocação, as quais seriam destinadas a atender a um eventual excesso de demanda que viesse a ser constatado no momento em que for fixado o Preço por Ação.

Na mesma data, a Companhia celebrou com a Neoenergia S.A. (“Neoenergia”), um acordo de investimento (“Acordo de Investimento”) por meio do qual, sujeito a determinadas condições, a Neoenergia firmou um compromisso de realizar um investimento na Companhia, mediante a subscrição de Ações objeto da Oferta, ao preço de R\$25,51 por Ação (“Preço Ofertado”).

O Acordo de Investimento dispôs que na eventualidade do preço por Ação na Oferta fosse equivalente ao Preço Ofertado, a Companhia deveria alocar à Neoenergia 80% do total de Ações objeto da Oferta (incluindo as Ações Suplementares), após atendimento do direito de prioridade exercido pelos atuais acionistas da Companhia. Em contrapartida, caso após a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, o Preço por Ação na Oferta fosse fixado acima do Preço Ofertado, então a Neoenergia teria a opção, mas não a obrigação, de subscrever até 80% do total das Ações objeto da Oferta (incluindo as Ações Suplementares), após atendimento do Direito de Prioridade dos Acionistas da Companhia, ao Preço por Ação a que fosse fixado na Oferta. O Acordo estabeleceu ainda que a Neoenergia não participaria do Procedimento de *Bookbuilding*, no âmbito da Oferta.

Em 25 de abril de 2018, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o cancelamento da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia. O Conselho, no melhor exercício do seu dever fiduciário, entendeu que o cancelamento da Oferta Restrita permitirá a melhor evolução da competitividade entre as ofertas públicas (“OPAs”) para aquisição de ações da Companhia atualmente em curso (bem como outras novas potenciais ofertas), buscando, assim, maximizar valor para seus acionistas, sem prejuízo do atendimento das necessidades de capitalização da Companhia.

37.4 Oferta Pública de Aquisição de Ações (OPA)

Cronologia dos acontecimentos:

Em 05 de abril de 2018 a Companhia recebeu oferta pública de aquisição de controle realizada pela Energisa S.A (“Energisa”) ao preço de R\$ 19,38 por ação. Essa oferta está condicionada a aquisição de pelo menos 50% + 1 ação da Companhia. Dentre as condições estabelecidas pela Energisa, está previsto o aumento do capital social em montante de, pelo menos, R\$ 1.000.000 em até 180 dias contados da data do leilão, com o objetivo de fortalecer a estrutura de capital da Companhia.

No dia 16 de abril de 2018 foi celebrado um acordo de investimento com a Neoenergia S.A., (“Neoenergia”) com o compromisso de lançamento de uma oferta pública concorrente para aquisição de controle, adicional ao compromisso de ancoragem da distribuição primária de ações da Eletropaulo, a referida distribuição foi cancelada em data posterior pelo Conselho de Administração da Companhia. O lançamento da referida oferta concorrente foi aprovado pelo Conselho de Administração da Neoenergia, no dia 20 de abril de 2018, ao preço de R\$ 29,40 por ação. A Neoenergia

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2017 e 2016

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

também realizou aditamento de seu edital em 25 de abril de 2018 e alterou o preço por ação para R\$ 32,10.

Em 17 de abril de 2018 a Companhia recebeu oferta pública concorrente formulada pela Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (“Enel”), ao preço de R\$ 28,00 por ação, também condicionada a aquisição de controle da Companhia. Dentre as condições estabelecidas pela ofertante, destaca-se o cancelamento da oferta pública de distribuição primária e o compromisso com posterior aumento do capital social da Companhia no valor de pelo menos R\$ 1.000.000, até 60 dias contados da data em que for obtida a última aprovação regulatória referente à aquisição das Ações pela Enel. Em posterior aditamento ao Edital em 18 de abril de 2018, a Enel alterou o valor e prazo do compromisso de capitalização na Companhia de pelo menos R\$ 1.500.000 em até 30 dias da última aprovação regulatória referente à aquisição ou da Data de Liquidação o que ocorrer por último. Em 25 e 26 de abril de 2018 a Enel deliberou por realizar novos aditamentos em seu edital e alterou o seu preço de oferta para R\$ 32,00 e R\$ 32,20 por ação, respectivamente.


Os leilões de todas as ofertas públicas para aquisição de ações estão previstos para ocorrerem em 18 de maio de 2018.

Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Contábeis Regulatórias 2017

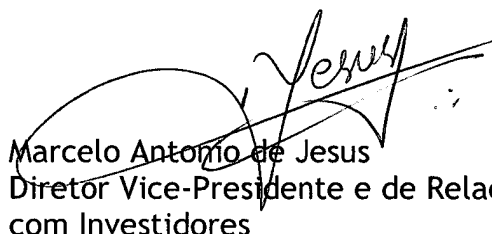
Os Diretores da ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A. ("Companhia"), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.695.227/0001-93, com sede na Avenida Doutor Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, nº 939, lojas 1 e 2 (térreo) e 1º ao 7º andar, Bairro Sítio Tamboré, Torre II do Condomínio Castelo Branco Office Park, Barueri - SP, DECLARAM que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Contábeis Regulatórias da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017.

Barueri, 27 de abril de 2018

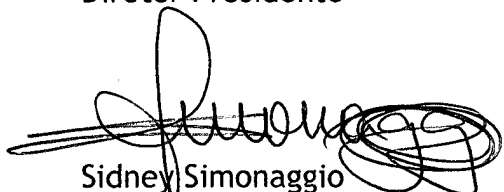
Diretores:



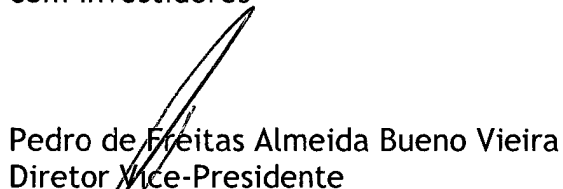
Charles Lenzi
Diretor Presidente



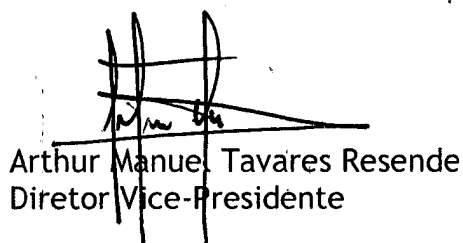
Marcelo Antonio de Jesus
Diretor Vice-Presidente e de Relações
com Investidores



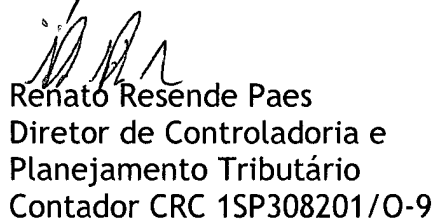
Sidney Simonaggio
Diretor Vice-Presidente



Pedro de Freitas Almeida Bueno Vieira
Diretor Vice-Presidente



Arthur Manuel Tavares Resende
Diretor Vice-Presidente



Renato Resende Paes
Diretor de Controladoria e
Planejamento Tributário
Contador CRC 1SP308201/O-9

TERMO DE RESPONSABILIDADE - Demonstração Contábil Regulatória

Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas previstas em Lei, a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos.

Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeita a Outorgada às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como os signatários, as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.

Atenciosamente,

Barueri, 27 de abril de 2018.

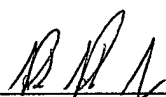
Concessionária: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A



Charles Lenzi
Diretor Presidente



Marcelo Antonio de Jesus
Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores



Renato Resende Paes
Diretor de Controladoria e Planejamento Tributário
Contador - CRC 1SP308201/O-9

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004

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

...

X - fornecer informação falsa à ANEEL;

CÓDIGO PENAL

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