RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

MENSAGEM DO VICE PRESIDENTE

No ano de 2016, a EDP Bandeirante manteve sua estratégia de melhoria da qualidade de serviço, reforço da eficiência e no combate às perdas e inadimplência, bem como na execução do seu plano de investimentos. Esta estratégia foi desenvolvida buscando o equilíbrio entre clientes, fornecedores, colaboradores, acionistas e sociedade em geral.
Foi um ano bastante desafiador, com a retração econômica e degradação dos indicadores sociais, foi necessário intensificar as ações com resultados efetivos que podem ser observados com a reversão da tendência de aumento da inadimplência e contenção das perdas e fraudes. Foram realizados investimentos com foco na ampliação da telemedição de clientes, substituição de medidores obsoletos e na construção de redes anti-furto. Como resultado as perdas não técnicas na baixa tensão apresentaram queda de 0,62 p.p. em relação a 2015.
Apesar do cenário econômico desfavorável, registramos um aumento de 1,4% no número de clientes em relação a 2015 com 24 mil novos clientes conectados à rede de distribuição de energia da companhia. Apesar do aumento do número de consumidores, o volume de energia distribuída em 2016 reduziu em 0,8% em comparação com o ano anterior.
Reforçamos os investimentos na rede de Distribuição, no combate às perdas e novas tecnologias. Os investimentos líquidos totalizaram R$ 246 milhões, 51% acima dos montantes de 2015, destinados principalmente ao reforço do sistema elétrico, com foco em projetos de redes protegidas e religadores automáticos, os quais garantem maior confiabilidade e eficiência ao fornecimento de energia elétrica. O reconhecimento veio na pesquisa da ANEEL de Satisfação do Cliente (IASC), onde a companhia melhorou 14,6% em relação à 2015.
Na busca da eficiência, a EDP Bandeirante tomou iniciativas de aplicação de metodologias de Orçamento Base Zero buscando tornar perene e sustentável as ações de aumento da eficiência operacional e da produtividade, permitindo que os custos operacionais ficassem abaixo da inflação, desconsiderando a provisão de devedores duvidosos.
Outro fato importante foi o Reajuste Tarifário e em relação a tarifa praticada atualmente, o efeito percebido pelos clientes foi uma redução média de -23,53%, que considera o maior reconhecimento de perdas e também a redução dos custos de compra de energia.
Enfim, as conquistas foram importantes mas permanecem os desafios de manutenção da trajetória de mais eficiência, melhoria continua e excelência na gestão para atender as expectativas de nossos clientes, colaboradores, sociedade e acionistas.

Michel Nunes Itkes
Vice-presidente de Operação da Distribuição da EDP Brasil

A COMPANHIA

A EDP Bandeirante, Companhia de capital aberto, tem por objetivo a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, a partir de 23 de outubro de 1998, conforme contrato de concessão, firmado naquela data. A partir de abril de 2005 passou a ser subsidiária integral da EDP - Energias do Brasil S.A.. A sua sede está localizada na cidade de São Paulo, maior centro econômico-financeiro da América Latina.
Atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, abrangendo cerca de 4,5 milhões de habitantes, compreendidos entre 2,5 milhões no Alto Tietê e 2,0 milhões no Vale do Paraíba e Litoral Norte.

CENÁRIO MACROECONÔMICO

Em 2016, o mercado de trabalho, as atividades produtivas e as ações governamentais tiveram de enfrentar a volatilidade provocada por eventos externos (tais como: Brexit e eleição americana) e internos (o impeachment da autoridade executiva maior do país). Neste contexto, a economia do Estado de São Paulo - que é o principal centro nacional - assim como o país, desacelerou.
Nos nove primeiros meses do ano, a atividade paulista apresentou queda de 4,5%[1], na comparação com o mesmo período de 2015, influenciado pelos desempenhos negativos da agropecuária (-3,9%), da indústria (-6,4%) e dos serviços (-2,8%).
Segundo o IBGE[2], de janeiro a novembro de 2016, o setor industrial de São Paulo recuou 5,6% frente a igual período do ano anterior, com dezessete das dezoito atividades investigadas apontando queda na produção. Os setores de veículos automotores (-12,1%) e produtos derivados de petróleo e biocombustíveis (-11,6%) exerceram as principais influências negativas sobre a média global da indústria.
O comércio e serviços mantiveram-se pressionados pelo elevado nível de desemprego, pelas restrições ao crédito e pelas altas taxas de juros. O volume de vendas do comércio varejista caiu de 4,8%[3] e o setor de serviço decresceu 3,7%[4], nos 11 meses de 2016 frente ao mesmo período de 2015.
Como consequência deste cenário, no acumulado de janeiro a novembro de 2016, foram fechados 235,6 mil postos de trabalho em São Paulo, uma perda de 1,91% das vagas. Entre os setores com resultado negativo, destacaram-se a Indústria de Transformação (-73,2 mil), a Construção Civil (-64,6 mil) e o setor de Serviços (-58,3 mil).

AMBIENTE REGULATÓRIO E TARIFÁRIO

Alterações Regulatórias
Bandeiras Tarifárias
A entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias marcou o início do ano de 2015 no ambiente regulatório, com o objetivo de sinalizar os custos reais da produção de energia elétrica, sendo composto por três bandeiras: verde, amarela e vermelha. A bandeira verde indica que o custo de produção de energia está mais baixo, não sendo aplicada nenhuma modificação nas tarifas de energia. As bandeiras amarela e vermelha representam o aumento de custo de produção de energia, sendo aplicado um valor adicional à tarifa de energia.
A fim de recolher os recursos provenientes da aplicação do sistema das bandeiras, em fevereiro de 2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), sob gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).
Em 1º de fevereiro de 2016, após Audiência Pública, nº 81/2015, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares: R$3,00 e R$4,50, aplicados a cada 100 kWh (quilowatt-hora) consumidos. Também a bandeira amarela teve seu valor reduzido e passou de R$2,50 a R$1,50, aplicados a cada 100 kWh (e suas frações).
Desta forma, desde de fevereiro de 2016 os valores das faixas das bandeiras tarifárias são os seguintes:
a) Bandeira Verde: utilizada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última central a ser despachada fosse inferior ao valor de 211,28 R$/MWh;
b) Bandeira Amarela: utilizada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última central a ser despachada fosse igual ou superior a 211,28 R$/MWh e inferior ao valor máximo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, de 422,56 R$/MWh em 2016. O acréscimo proporcional ao consumo ascende a 1,50 R$ por 100 kWh.
c) Bandeira Vermelha: De acordo com os patamares abaixo:
a. Patamar I: Utilizada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última central a ser despachada fosse igual ou superior a 422,56 R$/MWh e inferior ao valor, de 610 R$/MWh. O acréscimo proporcional ao consumo ascende a 3,00 R$ por 100 kWh.
b. Patamar II: Utilizada com o valor, do Custo Variável Unitário, da última central despachada ultrapassar os 610 R$/MWh. O acréscimo proporcional ao consumo ascende a 4,50 R$ por 100 kWh.

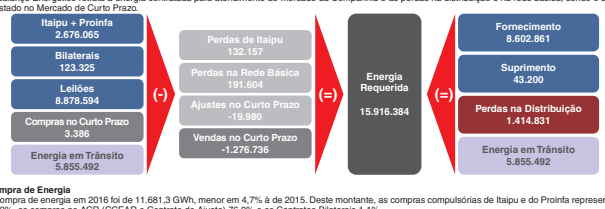
Sobrecontratação de energia
Com o acirramento da crise econômica brasileira e a redução do consumo de energia, as distribuidoras ficaram sobrecontratadas além do limite de 105% permitido.
Constituindo uma das medidas mitigatórias ao problema da sobrecontratação de energia elétrica vivenciado pela maior parte das distribuidoras brasileiras ao longo de 2016, foram publicadas algumas resoluções normativas ("REN") pela ANEEL. A REN 711/2016 possibilitou às Distribuidoras, em comum acordo com os agentes de produção, reduzir, postergar ou cancelar contratos de comercialização de energia no ACR (CCEARs). Há pagamento de ônus ou recebimento de bônus pela distribuidora por 3 (três) anos, dependendo do preço do contrato, em relação ao preço médio de compra da distribuidora.
Além disso, houve grande volume de clientes migrando ao ACL, especialmente, em virtude dos elevados custos da geração termoelétrica ocorrida entre 2014 e 2015, com impactos significativos à sobrecontratação das distribuidoras. Nesse cenário, foi publicada a REN 726/2016, que possibilitou a devolução de contratos quando da migração de clientes que compram energia de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), eólicas, etc., além dos grandes clientes, para novos CCEARs.
A REN 727/2016, por sua vez e ainda dentro do pacote de medidas adotadas pela ANEEL no que se refere à sobrecontratação, aprimorou o emprego do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova ("MCSD"), com a possibilidade de redução contratual pelos agentes de produção. Reduções ocorrerão do contrato mais caro para o mais barato e não há mecanismo de ônus e bônus.
Resolução Normativa nº 728/2016 - Qualidade do Produto
Com a publicação da REN 728/2016 em junho de 2016, foi revista a regulamentação dos fenômenos de Desequilíbrio de Tensão, Distorções Harmônicas, Flutuações de Tensão e Variações de Tensão de Curta Duração, de modo a acrescentar obrigações que irão propiciar a melhoria da qualidade do produto fornecido pelas distribuidoras, como definição de limites e valor de referência para os indicadores, obrigação de estudos de qualidade para o acesso à rede de distribuição de energia, possibilidade do acessante solicitar o monitoramento da qualidade em seu ponto de conexão e a obrigação das distribuidoras possuírem procedimento de gestão das reclamações relacionadas à qualidade do produto. O normativo inaugura importantes avanços no tema e traz efetividade no relacionamento entre as distribuidoras e os acessantes quando da ocorrência de problemas relacionados à qualidade do produto.
Metodologia de Fiscalização ANEEL
No ano de 2016 a ANEEL iniciou uma nova metodologia de fiscalização dos serviços de distribuição de energia elétrica, focada em Ações Preventivas, com a utilização de inteligência analítica e técnicas de fiscalização baseada em evidências, num contexto de regulação responsiva. O objetivo é o desenvolvimento de Planos de Melhoria, que serão monitorados pela Agência Reguladora. O descumprimento dos Planos de Melhoria ensejará em fiscalizações severas com penalizações exemplares. A oportunidade dessa nova metodologia é o maior diálogo da conformidade regulatória com o órgão regulador.
Revisões Tarifárias e Reajustes Tarifários
Em outubro de 2016, a ANEEL homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da EDP Bandeirante, por meio da resolução 2.158/2016. Em relação à tarifa praticada atualmente, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de -23,53%, sendo -28,64% para os consumidores atendidos em alta e média tensão e -19,51% para os consumidores atendidos em baixa tensão. A parcela B foi ajustada por IGP-M e Fator X em 9,54%, resultando em R$ 829 milhões. O IGP-M apurado para o período tarifário é de 10,66% e o Fator X de 1,12%. O Fator X é composto das parcelas "Pd" (ganhos de produtividade) de 1,14%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) de -0,24% e "Q" (incentivo à qualidade) de +0,22%. A variação da parcela B em relação à revisão tarifária ocorrida em 2015 foi de 4,79%.
A parcela A da concessionária foi definida em R$ 3.096 milhões e os itens financeiros reconhecidos pela ANEEL neste processo foram de -R$ 308 milhões, referentes à diferença entre os custos não gerenciáveis (energia, transporte e encargos) homologados e os efetivamente incorridos pela companhia no período tarifário de 2015 a 2016.
Adicionalmente, na mesma data, a ANEEL acatou parcialmente o pleito da EDP Bandeirante referente ao Recurso Administrativo da Revisão Tarifária de 2015 (Processo nº 48.500.006.203/2014-2019, conforme abaixo:

Descrição	Ponto Partida	2015	2016	2017	2018
Referencial Regulatório PNT/BT (Revisão Tarifária 2015)	10,43%	9,83%	9,31%	8,85%	8,45%
Referencial Regulatório PNT/BT (Novo - Reajuste 2016)	10,43%	9,96%	9,55%	9,19%	8,87%

A diferença entre o novo índice de perdas não técnicas e o índice homologado no processo tarifário de 2015, para os últimos 12 meses, foi reconhecida como componente financeiro e totalizou R$ 2,2 milhões.

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

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



Compra de Energia
A compra de energia em 2016 foi de 11.681,3 GWh, menor em 4,7% à de 2015. Deste montante, as compras compulsórias de Itaipu e do Proinfa representam 22,9%, as compras no ACR (CCEAR e Contrato de Ajuste) 76,0% e os Contratos Bilaterais 1,1%.

DESEMPENHO OPERACIONAL

A EDP Bandeirante vendeu, no ano de 2016, 8.646,0 GWh para os clientes cativos, permissionárias e consumo próprio, queda de 6,6% em relação ao mesmo período do ano anterior. O resultado está impactado pelo desempenho das classes industrial e comercial, em consequência a redução da economia (produção e consumo).
A energia em trânsito, distribuída a clientes livres, totalizou 5.855,4 GWh em 2016, apresentando um aumento de 9,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido melhora do setor residencial.
A energia distribuída pela EDP Bandeirante, que compõe o mercado cativo e livre, reduziu 0,8% no mesmo período, totalizando 14.501,5 GWh. Considerando a energia de curto prazo tivemos uma queda de 0,2%, passando para 15.771,1 GWh.

Energia Distribuída	MWh		Consumidores	
	2016	2015	2016	2015
Fornecimento				
Residencial	3.586.887	3.548.841	1.646.098	1.625.456
Industrial	1.854.865	2.367.321	12.402	12.300
Comercial	2.141.011	2.286.662	123.741	120.558
Rural	80.191	82.571	7.962	8.002
Outros [1]	933.703	923.014	13.674	13.574
Consumo próprio	6.206	6.417	167	162
Total Fornecimento	**8.602.863**	**9.214.826**	**1.804.044**	**1.780.052**
Suprimento	43.200	44.622	2	2
Total Fornecimento e suprimento	**8.646.063**	**9.259.448**	**1.804.046**	**1.780.054**
Disponibilização do Sistema de Distribuição	5.855.492	5.363.111	379	174
Total Energia Distribuída	**14.501.555**	**14.622.559**	**1.804.425**	**1.780.228**
Energia de curto prazo	1.269.557	1.187.083		
Receita Operacional Líquida	**15.771.112**	**15.809.642**	**1.804.425**	**1.780.228**

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

QUALIDADE

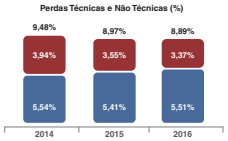
Os indicadores DEC e FEC, apresentam-se em total conformidade com os padrões estabelecidos pela ANEEL, sendo em 2016 registradas 8,49 horas e 5,44 interrupções, respectivamente, refletindo os investimentos realizados para ações de manutenção preventiva, obras de melhoria, inovações nos ativos do sistema elétrico de distribuição e melhoria constante nos processos adotados por todas as áreas envolvidas com a operação do sistema. Quando comparado a 2015 o DEC e o FEC apresenta-ram ligeiro aumento, devido ao forte impacto climático observado no primeiro e no último trimestre de 2016 em toda a área de concessão.

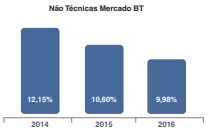
Indicador	Unidade		2014	2015	2016
DEC	Horas	Real	7,62	7,99	8,49
		Meta Aneel Regulatoria	9,05	8,78	8,61
FEC	Vezes	Real	5,35	4,85	5,44
		Meta Aneel Regulatoria	7,55	7,23	7,15

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

PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS

As perdas totais em 2016 foram de 8,89%, redução de 0,08 p.p. em relação a 2015. As perdas técnicas aumentaram 0,10 p.p, passando de 5,41% para 5,51% e as perdas não técnicas reduziram 0,18 p.p. passando de 3,55% para 3,37%.





Combate às Perdas Não Técnicas
A EDP Bandeirante encerra o ano de 2016 com Perdas Não Técnicas de 9,98% sobre o mercado de baixa tensão e a Perda Total no valor de 8,89%, que é a diferença entre a energia adquirida e a energia faturada.
O resultado mostra uma redução de 0,62 p.p. no índice de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão em relação ao índice verificado em dezembro do ano anterior, que foi de 10,60%.
Em 2016, a EDP Bandeirante desembolsou R$ 45,2 milhões em programas de combate às perdas. Do total de recursos, R$ 32,4 milhões foram para investimentos operacionais (substituição de medidores, instalação de rede especial e telemedição) e R$ 12,7 milhões para despesas gerenciáveis (inspeções e retirada de ligações irregulares).
A EDP Bandeirante realizou aproximadamente 114,1 mil inspeções, regularizações de ligações clandestinas e foram retiradas 6,2 mil ligações irregulares que resultaram na recuperação de receitas de cerca de R$ 21,9 milhões.

PRINCIPAIS DADOS DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Descrição	2016	2015	Variação %
Subestações			
Quantidade	54	54	**0,0**
Potência Instalada de Transformadores (MVA)	4.029	4.010	**0,5**
Redes de Distribuição - Própria (Km)	**28.431**	**28.210**	**0,8**
AT (maior ou igual a 69 KV)	953	953	**0,0**
MT (entre 1 e menor a 69 KV)	14.543	14.412	**0,9**
BT (menor que 1 kV)	12.935	12.845	**0,7**
Transformador de Distribuição - Próprios (Quantidade)	**65.919**	**64.500**	**2,2**
Urbano	49.044	47.758	**2,7**
Rural	16.808	16.663	**0,9**
Subterrâneo	67	79	**-15,2**
Potência Instalada na Distribuição Própria (MVA)	**3.923**	**3.761**	**4,3**
Urbano	3.465	3.309	**4,7**
Rural	421	413	**1,7**
Subterrâneo	37	38	**-2,5**
Postes em Redes de Distribuição - Quantidade	**555.812**	**550.714**	**0,9**
Urbano	413.546	409.749	**0,9**
Rural	142.266	140.965	**0,9**

RELACIONAMENTO COM O CLIENTE

A EDP Bandeirante segmenta seus clientes por nível de tensão de fornecimento, a saber, clientes de baixa, média e alta tensão e por classe de clientes, pertencentes às esferas pública e privada. A distribuidora possui estrutura para atender seus diversos públicos, oferecendo acesso a canais de relacionamento presencial, virtual e telefônico.
O atendimento telefônico, realizado pelo Call Center, em conformidade com as exigências regulatórias do setor, oferece atendimento de caráter emergencial e comercial para os clientes de baixa tensão. Em 2016 foram atendidas 1,7 milhões de chamadas. Para os clientes de média e alta tensão há uma estrutura exclusiva de atendimento telefônico personalizado e gratuito.
Os canais virtuais compreendem: Agência Virtual (web), App (com chat) e SMS.
Abaixo, alguns detalhes das etapas de 2016:
• Aplicativo EDP: Lançado para dispositivos móveis (smartphones e tablets), o aplicativo baixado gratuitamente facilita o contato dos clientes com a distribuidora, trazendo praticidade na solicitação de serviços. A partir da funcionalidade de chat em tempo real, o cliente pode obter informações e esclarecer dúvidas. Com o aplicativo já é possível aderir à conta por e-mail, cadastrar-se para débito automático, solicitar código de barras para pagamento de fatura, notificar falta de energia e enviar fotos no chat online. O aplicativo foi desenvolvido e customizado para uso exclusivo dos clientes da concessionária EDP.
• SMS: Lançado em comemoração ao Dia do Cliente, 15 de setembro, o serviço de SMS da EDP permite que os clientes da distribuidora comuniquem falta de energia e solicitem serviços.
• Agência virtual: A página de serviços da EDP na internet (www.edp.com.br) passou por uma série de reformulações em 2016 que incluem novo layout, linguagem e serviços, como acordo de pagamento e histórico de consumo. Foram desenvolvidas ferramentas para facilitar a interação e tráfego de dados, bem como ampliar a segurança das informações.
Nestes canais virtuais em 2016 foram realizados 9,7 milhões de acessos, entre a utilização de serviços e consultas.
Para o atendimento presencial, a concessionária conta com 30 Agências, distribuídas em todos os municípios de sua área de concessão. Em 2016 foram atendidos 1,04 milhões de clientes de baixa tensão. Para os clientes de média e alta tensão há atendimento exclusivo, realizado por analistas que gerenciam carteiras de clientes segmentadas por ramo de atividade.
Além disso, ainda há a disponibilização, para todos os clientes, de pontos de pagamento de fatura de energia elétrica, sendo 1.141 agentes lotéricos, correspondentes bancários e 5 redes bancárias.
Além desses canais, a distribuidora oferece ainda o serviço de Ouvidoria, que pode ser acionado por meio de telefone, e-mail ou carta, sempre que as manifestações relativas à prestação do serviço e aos direitos do consumidor não forem solucionadas pelos demais canais de atendimento. A Ouvidoria realiza sempre de maneira ética, imparcial, justa, transparente, isonômica e cortês a intermediação entre as manifestações dos clientes e a distribuidora atuando como representante dos direitos do cliente junto a distribuidora. No ano de 2016 a Ouvidoria recepcionou 48.114 contatos de clientes e intermediou 13.312 manifestações.

PESQUISA E DESENVOLVIMENTO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)
Em 2016, foram iniciados 6 projetos de P&D, permanecendo assim 17 projetos em execução, com investimentos na ordem de R$ 5,21 milhões. A EDP Bandeirante destaca o projeto, P&D "Laboratório de Smart Grids" em desenvolvimento com a Universidade de São Paulo (USP). Este ambiente inovador trará dentre várias funcionalidades e testes, a implementação de um Emulador de Rede de Distribuição, aquisição de IEDs (Intelligent Eletronic Devices) para automação, identificação de "FLISR" (Fault Location, Isolation, and Service Restoration), desenvolvimento de aplicação "Volt/Var" e algoritmos para alocação de religadores.
E também o projeto de P&D "Geração distribuída urbana utilizando sistemas fotovoltaicos e armazenamento de curto prazo", visa, tanto preparar a EDP para a regulamentação e penetração desta tecnologia, quanto estudar e propor modelos de negócio que tragam benefícios tanto para a empresa quanto ao consumidor.
Ressaltamos que os resultados obtidos nos projetos de P&D foram amplamente divulgados à comunidade científica, através da participação em seminários nacionais e internacionais e publicação de artigos em revistas especializadas.
Eficiência Energética
No ano de 2016, a EDP Bandeirante investiu R$ 11,6 milhões para a realização de projetos de eficiência energética. Deu sequência ao projeto "Boa Energia na Comunidade", que visa aumentar a eficiência energética e regularizar unidades consumidoras de baixa renda. O programa atendeu 24.328 residências, substituindo equipamentos ineficientes por outros de melhor desempenho e orientando as famílias para que realizassem inscrição no CadÚnico e para que mudassem seus hábitos de consumo. Os incentivos reduziram cerca de 3.265,44 kW de demanda de energia. Deu continuidade à execução do projeto de performance na Industria CEBRACE VIDROS - Caçapava, realizando o retrofit do sistema de Iluminação utilizando lâmpadas LED, o reposicionamento de luminárias (Fábrica, Refeitório, Prédios Administrativos e externas) e substituições dos sistemas de refrigeração de janela por split. O projeto Boa Energia Solar, o qual realiza a doação e instalação de Sistema de Aquecimento Solar para substituição dos chuveiros elétricos, atendeu a 50 famílias, distribuindo um kit economia composto por 6 lâmpadas fluorescentes compactas para substituição das incandescentes, potencializando ainda mais os benefícios do projeto. O Boa Energia nas Escolas continuou a atender a comunidade escolar em 2016. O Caminhão da Boa Energia disseminou a conscientização acerca do bom uso da energia a 2.631 alunos e professores através da distribuição de folderes explicativos e de experimentos científicos e jogos educativos.

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Demonstrativo de Resultados (R$mil)	Consolidado		
	2016	2015	%
Receita operacional líquida	**3.140.132**	**3.940.094**	**-20,3**
Receita com construção da infraestrutura	246.348	161.585	52,5
Gastos não gerenciáveis	**(2.111.680)**	**(2.838.192)**	**-25,6**
Margem Bruta	**782.104**	**940.317**	**-16,8**
Gastos gerenciáveis	**(831.285)**	**(692.150)**	**20,1**
Total do PMSO	**(549.726)**	**(505.765)**	**8,7**
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(35.211)	(24.800)	42,0
Custo com construção da infraestrutura	(246.348)	(161.585)	52,5
EBITDA	**280.420**	**493.749**	**-43,2**
Margem EBITDA	**8,9%**	**12,5%**	**-3,6 p.p.**
Resultado do serviço (EBIT)	**197.167**	**409.752**	**-51,9**
Resultado financeiro líquido	**(30.865)**	**(43.907)**	**-29,7**
LAIR	**166.302**	**365.845**	**-54,5**
IR e Contribuição social	(24.879)	(103.878)	**-76,0**
Lucro líquido	**141.423**	**261.967**	**-46,0**

A receita operacional líquida apresentou uma queda de 20,3% em 2016 em relação à 2015, atingindo R$ 3.140,1 milhões, considerando as receitas de construção as quais tem impacto nulo no resultado da empresa. Se essa receita for desconsiderada a receita operacional líquida resulta em R$ 2.893,7 milhões, 23,4% abaixo do exercício anterior. Esse resultado é explicado por:
1) Redução de R$ 1.586,8 milhões da receita bruta, em virtude dos seguintes fatores: i) Amortização e constituição de ativos e passivos financeiros setoriais (R$ 1.285,3 milhões); e ii) Diferença do saldo de fornecimento não faturado (R$ 201,5 milhões).
2) Redução das deduções da receita operacional em R$ 702,2 milhões, em virtude dos seguintes fatores: i) Redução dos tributos sobre a receita (ICMS e PIS/COFINS) em R$ 113,9 milhões; ii) Redução dos encargos ao consumidor em R$ 588,2 milhões devido principalmente ao encargo de CDE que reduziu R$ 230,3 milhões em relação ao ano anterior e o menor recebimento de Bandeira Tarifária, com R$ 356,3 milhões de redução.
As Despesas Operacionais totalizaram R$ 2.942,9 milhões em 2016, 16,6% inferior às despesas em 2015.
As despesas operacionais gerenciáveis da EDP Bandeirante, que compreendem os custos de pessoal, materiais, serviços de terceiros, depreciação e amortização e outras despesas, ficaram 20,1% acima em relação ao mesmo período do ano anterior atingindo o montante de R$ 831,2 milhões. Excluindo os custos de construção, os quais não tem impacto no resultado, as despesas gerenciáveis totalizaram R$ 584,9 milhões com crescimento de 10,2%, que se deve principalmente a: i) aumento de R$ 15,8 milhões devido serviços de terceiros; ii) aumento de R$ 19,4 milhões referente à provisão para créditos e liquidação duvidosa / perdas líquidas e provisões para contingências e; iii) aumento de R$ 10,4 milhões de perdas na desativação e alienação de bens.
As despesas operacionais não gerenciáveis que correspondem aos custos com energia comprada para revenda, encargos setoriais de transmissão e taxa de fiscalização totalizaram em 31 de dezembro de 2016 o montante de R$ 2.111,6 milhões, inferiores em 25,6% em relação às praticadas no mesmo período do ano anterior. Tal fato é decorrente essencialmente de: i) redução de R$ 500,5 milhões com variação de moeda nacional; redução de R$ 243,8 milhões com Itaipu reflexo da variação do dólar.

[1] Fonte: SEADE. PIB trimestral do Estado de São Paulo. 3º Trimestre de 2016
[2] Fonte: IBGE. Pesquisa Industrial Mensal Produção Física - Regional. Dezembro/2015
[3] Fonte: IBGE. Pesquisa Mensal de Comércio. Novembro/2016
[4] Fonte: IBGE. Pesquisa Mensal de Serviços. Novembro/2016
[5] Fonte: CAGED/MTE. Novembro/2016

continua...

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

O Resultado Financeiro de 2016 foi R$ 30,8 milhões negativos, inferior em R$ 13,0 milhões comparado ao resultado financeiro de R$ 43,9 milhões negativos de 2015, reflexo principalmente do aumento de R$ 28,8 milhões da variação monetária e acréscimo moratório da energia vendida, da redução de R$ 11,3 milhões de atualização sobre os ativos/passivos financeiro setoriais, queda de R$ 3,8 milhões de PIS/COFINS sobre receitas financeiras.
Pelos motivos ressaltados anteriormente a EDP Bandeirante apresentou um Lucro Líquido de R$ 141,4 milhões no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2016, inferior em 46,0% ao registrado em igual período do ano anterior.

INVESTIMENTOS

Foi realizado a título de investimento o valor de R$ 246,3 milhões em 2016, já deduzidos os recursos recebidos na forma de doações e subvenções para investimento e considerando os juros capitalizados, ficando 51% acima do mesmo período do ano anterior. No período os juros capitalizados representam R$ 3,1 milhão do total. Os investimentos realizados foram destinados a obras estruturantes para o reforço do sistema elétrico, telecomunicações, informática, entre outros.

Investimento - R$Mil	2016	2015	Variação %
Expansão do Sistema Elétrico	104.793	86.509	21%
Melhoramento da Rede	99.571	64.742	54%
Universalização	14.845	10.879	36%
Telecom., Informática e Outros	37.387	36.650	2%
Subtotal (1)	**256.597**	**198.780**	**29%**
(-) Obrigações Especiais (2)	(10.249)	(21.333)	-52%
Investimento Líquido	**246.348**	**177.447**	**39%**
Receitas de Ultrapassagem	-	(14.131)	
Variação do Imobilizado	**246.348**	**163.316**	**51%**

(1) Subtotal = Capex Bruto, considerando Capital investido na rede + Juros capitalizados
(2) Participação financeira de clientes, sejam eles pessoas físicas, jurídicas, união, estado e municípios nos projetos de investimentos
Novas regras instituídas com os procedimentos para revisões tarifárias relativas à receita de multas por Ultrapassagem de Demanda e consumo de Energia Reativa Excedente (PRORET 2.7), reduz a Receita Operacional e a partir do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, o valor acumulado nessa subconta passaram do tratamento usual de depreciação dos ativos alocados como investimentos originários dessas Obrigações Especiais.

ENDIVIDAMENTO

Em 31 de dezembro de 2016, a EDP Bandeirante apresentou um endividamento líquido de R$ 453,5 milhões, fechando 35,3% menor quando comparado a dezembro de 2015, devido amortizações de dívidas e melhora na geração de caixa operacional.

	Unidade	Saldo		
		dez/2016	dez/2015	Variação %
Dívida Bruta (1)	R$mil	809.079	1.003.185	(19,3)
Caixa e equivalentes de caixa	R$mil	355.496	301.943	17,7
Dívida Líquida	R$mil	453.583	701.242	(35,3)
Dívida Líquida / Patrimônio Líquido	(vezes)	0,45	0,62	(26,8)

(1) Dívida Bruta= Empréstimos, financiamentos e encargos das dívidas + Debêntures
A dívida bruta da EDP Bandeirante em 31 de dezembro de 2016 foi de R$809,0 milhões, sendo composta por R$284,8 milhões (35,2%) em debêntures, R$290,4 milhões (35,9%) junto ao BNDES, R$4,3 milhões (0,5%) junto a Eletrobrás e R$229,4 milhões (28,4 %) com outras instituições financeiras.

GESTÃO DE PESSOAS

Cultura EDP
A EDP Bandeirante é uma empresa que busca continuamente a eficiência em seus negócios e processos, além da antecipação de riscos e oportunidades. Nos últimos anos, a empresa intensificou o seu olhar no cuidado com seus colaboradores e parceiros, visando sempre atingir o lucro com qualidade. Em 2014 os colaboradores elegeram 12 princípios e definiram o novo propósito da EDP. O propósito e os princípios consistem no desenvolvimento de um bom ambiente de trabalho, estimular a interação entre as pessoas, garantir a motivação dos colaboradores, valorizar o capital humano e gerar valor para os clientes e stakeholders. Assim, comportamento, pessoas, até então vistos como intangíveis passaram a ser observados como elementos fundamentais no enunciado do propósito "Nossa energia para cuidar sempre melhor". Neste ano de 2016 foram implementadas as Metas com Propósito, um mapa de integração das diversas áreas e suas interfaces, na busca de objetivos comuns, com indicadores e foco em áreas críticas do negócio. Também realizamos a multiplicação de todos os colaboradores nos 12 princípios EDP e iniciamos a tarefa de disseminação destes princípios para os fornecedores da EDP.
Cuidado com as pessoas
Conforme tratado acima, o ano de 2016 foi de consolidação do Projeto Cultura - nossa energia para cuidar sempre melhor. Para garantir excelência no cuidar de seus colaboradores, a EDP tem buscado estratégias e iniciativas que zelem por segurança, respeito, igualdade, reconhecimento, partilha de conhecimento, entre outros. O objetivo é proporcionar um bom clima organizacional onde os colaboradores sintam-se desafiados, conectados com o propósito da empresa, e com orgulho de pertencer ao grupo EDP.
Em 2016, a empresa desenvolveu um projeto de revisão de cargos da estrutura funcional e estratégia remuneratória para atualização das práticas salariais visando competitividade, retenção e atração das ações de remuneração do Grupo EDP. Também lançou o projeto ILP - Incentivo a Longo Prazo, modelo de remuneração variável com a finalidade de complementar o mix de remuneração para agregar valor ao Total Compensation dos Executivos que se destacaram frente à performance e entregas no ano anterior. Foi também criado o nível de Supervisão na EDP Distribuição, para atendimento às demandas operacionais de gestão, maior desenvolvimento das pessoas, maior proximidade com as equipes e possibilidade de crescimento, uma vez que contamos com várias movimentações internas.
Neste ano também foi implementado o Programa de Assistência Social - PAS que tem como finalidade a integração, apoio, suporte e aproximação da empresa junto aos seus colaboradores e seus familiares.
O quadro de pessoal próprio da EDP Bandeirante, ao final de 2016, foi de 1.212 colaboradores e 2 colaboradores da alta direção em regime estatutário, totalizando 1.214. Adicionalmente contou com a participação de 1 conselheiro, 48 estagiários e 17 aprendizes. A taxa de rotatividade da EDP Bandeirante em 2016 foi de 4,93%.

Diversidade - Igualdade na justiça e na diferença.
Em 2016, o Projeto de Diversidade continuou a desenvolver iniciativas em gestão de pessoas para fomentar a igualdade entre gêneros, nacionalidades, gerações e deficientes, com objetivos e metas claras para melhorias dos indicadores relacionados a estes temas.
Desenvolvimento
O Programa de Estágio em 2016 ofereceu um Ciclo de Desenvolvimento que buscou integrar os jovens profissionais às áreas da EDP, para facilitar a exposição às lideranças e ofereceu treinamentos com foco em inovação, gestão de projetos e técnicas de apresentação para que durante o primeiro ano de estágio, um projeto de impacto para o negócio fosse desenvolvido. Em 2016, 4 grupos foram destacados e premiados, após passarem por uma banca avaliadora nas diferentes localidades da EDP e fizeram uma apresentação final dos projetos à alta direção.
No âmbito de Avaliação de Performance, como consequência do movimento de mudança cultural, foram criadas as Metas com Propósito, que contemplam não apenas a dimensão financeira, mas sim um olhar mais abrangente sobre a qualidade e a forma como fazemos as coisas. Este modelo contempla as dimensões: clientes, meio ambiente e comunidades, pessoas, acionista, parceiros de negócio, ativos e operação. Além disso, as metas que antes eram individuais passaram a ser compartilhadas.
Recrutamento e Seleção
Em 2016, a EDP manteve em âmbito global o programa de mobilidade interna (SWITCH) para promover a mobilidade dos colaboradores entre áreas, empresas e geografias onde a EDP está presente. Entre os principais objetivos da iniciativa estão:
• Reforçar a cultura e a partilha de conhecimento, ao promover a interação entre colaboradores com experiências pessoais e profissionais distintas;
• Aumentar a satisfação e os resultados;
Valorizar o colaborador e reforçar as suas competências, para que possam assumir novos desafios e responsabilidades.Temos um alto volume de movimentações entre áreas e empresas. Entre geografias, a EDP Brasil enviou 5 colaboradores para a EDP Portugal e recebeu 2 colaboradores por meio deste programa.
Clima Organizacional
Em 2015, a EDP lançou um novo modelo da pesquisa, desenvolvida em parceria com a consultoria Hay Group. Os temas e perguntas foram definidas de acordo com as melhores práticas de mercado. O novo modelo foi 100% digital e abrangeu todos os níveis da empresa, o que aumenta o nível de confiabilidade das respostas e das futuras análises. A aplicação da pesquisa de clima foi realizada em outubro de 2015. Participaram 96% dos colaboradores da EDP, maior índice das últimas quatro edições da pesquisa. O resultado do Item Engajamento foi o maior em todas as geografias do Grupo EDP e o item Suporte Organizacional se elevou ao mesmo nível das High Performing Companies. Em Dez/16, foi realizado o Pulso de Clima com resultado de 92% de participação, melhor resultado entre todas as empresas do Grupo EDP.
Programa de Incentivo à Aposentadoria
Como forma de reconhecer os colaboradores que trabalharam durante muito tempo na EDP Bandeirante, em 2016 a EDP manteve o Plano de Incentivo à Aposentadoria criado em 2015. O objetivo é reconhecer financeiramente os colaboradores que desejam e irão se aposentar, com base nos anos trabalhados na empresa. Em 2016 referente ao programa de 2015, estes colaboradores foram acompanhados pelo Programa Viver Bem, que incluia workshops sobre os temas: orientações motivacionais; saúde financeira e relacionamento afetivo, familiar e amigos; tornando realidade "meu" projeto de vida; e depoimentos de outros profissionais. O Programa Viver Bem continuará a ser oferecido aos colaboradores que aderiram ao PIA de 2016.
Saúde
Em decorrência da reestruturação da área de Gestão de Pessoas em março de 2016, a área de Segurança do Trabalho passou a reportar, diretamente, ao Gabinete de Transformação Organizacional. Nesse processo as atividades relativas a Medicina Ocupacional e Benefícios passam a ser integradas, visando melhor sinergia na gestão estratégica de saúde da empresa e suas controladas.
Segurança do Trabalho
Mais do que um conceito, segurança é uma questão de atitude na EDP Bandeirante. A estratégia de gestão sustenta sua atuação em três princípios: Pessoas, Saúde e Segurança no Trabalho (SST) e Processos.
Em relação à Segurança, a EDP Bandeirante trabalha com duas vertentes:
• Colaboradores próprios: que visa desenvolver os colaboradores da EDP Bandeirante a atenderem as exigências legais de segurança e saúde ocupacional.
• Prestadores de Serviço: baseado nos mesmos conceitos do PSC, que é desenvolvido para Prestadores de Serviços e busca subsidiar os mesmos no atendimento a legislação vigente e contratual.
No ano de 2016 ocorreu um acidente com afastamento na EDP Bandeirante e as taxas de frequência e gravidade da foram de 0,39 e 13 respectivamente.
No mesmo ano, foram registrados dois acidentes com afastamento com prestadoras de serviços e taxas de frequência e gravidade de 0,42 e 16 respectivamente, seguindo a as premissas de cálculo da Portaria 3.214/78 - Norma Reguladora Nº5 da Comissão Interna de Prevenção de Acidentes.
A certificação OHSAS (Occupational Health and Safety Assessment Series) 18001/2007 para o Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional no escopo de Manutenção e Operação manteve-se vigente durante o ano de 2016.

SUSTENTABILIDADE E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

Pelo 11º ano consecutivo, a EDP Bandeirante contribuiu para manter o reconhecimento da EDP Energias do Brasil no Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&F da Bovespa (ISE Bovespa). Garantindo a melhoria contínua no desempenho Socioambiental no índice, a EDP elaborou planos de ação junto às diferentes áreas da Companhia, cuja implementação continuou ao longo de 2016. As iniciativas envolvem temas como gestão de resíduos, biodiversidade, certificações, gestão de fornecedores e relacionamento com a comunidade, a execução dessas ações ocasionou um aumento de 9,6% no desempenho da EDP no Índice.
Em 2016 a EDP Bandeirante através do IEDP investiu cerca de R$9,4 milhões em iniciativas com a comunidades. Um exemplo, de programa desenvolvido durante o ano foi "Voluntariado da EDP", com participação dos colaboradores, promoveu diversas ações de cidadania, beneficiando cerca de mil pessoas atendidas por organizações sociais. Destaque para os projetos "Desafio do Bem", "Parte de Nós Ambiente" e "Parte de Nós Natal", totalizando 610 horas de voluntariado.
Meio Ambiente
Seguindo sua Política de Inovação e Sustentabilidade, a EDP Bandeirante direciona esforços para promover a ecoeficiência e a proteção ambiental, questões que analisa de maneira pragmática. Para isso, atua com transparência e responsabilidade, assumindo compromissos de gestão ambiental e metas de melhoria.
A Empresa adota processos e procedimentos que avaliam, mitigam e compensam os impactos socioeconômicos e ambientais de seus projetos e atividades, com destaque para os recursos hídricos e mudanças climáticas, adequando-se a normas nacionais e internacionais de responsabilidade social corporativa, gestão ambiental e saúde e segurança operacional.
Durante o ano de 2016, a EDP Bandeirante realizou alguns projetos de uso em comodato sob as faixas de suas linhas com o objetivo de preservação das faixas de forma a evitar a ocupação irregular de pessoas, bem como a disposição inadequada de resíduos a céu aberto. Os projetos foram realizados por meio de uma parceria com o Instituto EDP e uma ONG do município de Guarulhos. As ações foram executadas nas faixas existentes nos municípios de Mogi das Cruzes e Suzano e contemplaram às instalações de hortas comunitárias.
A EDP Bandeirante conta com seis subestações certificadas pela ISO 14001 e 48 com a OHSAS 18001. E realizou investimento em ações de meio ambiento no total de R$8,3 milhões durante o ano.

BALANÇO SOCIAL ANUAL | FORMULÁRIO IBASE

1 - Base de Cálculo	2016 (R$ mil)			2015 (R$ mil)		
Receita líquida (RL)	3.140.132,00			3.940.094,00		
Resultado operacional (RO)	166.302,00			365.846,00		
Folha de pagamento bruta (FPB)	124.219,00			124.962,00		
2 - Indicadores Sociais Internos	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**
Alimentação	16.483,89	13,27%	0,52%	15.488,74	12,39%	0,39%
Encargos sociais compulsórios	33.201,36	26,73%	1,06%	30.507,01	24,41%	0,77%
Previdência privada	4.668,59	3,76%	0,15%	4.037,62	3,23%	0,10%
Saúde	18.278,46	14,71%	0,58%	11.964,34	9,57%	0,30%
Segurança e saúde no trabalho	1.062,19	0,86%	0,03%	880,96	0,70%	0,02%
Educação	111,02	0,09%	0,00%	102,36	0,08%	0,00%
Cultura	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	620,81	0,50%	0,02%	420,11	0,34%	0,01%
Creches ou auxílio-creche	504,74	0,41%	0,02%	508,89	0,41%	0,01%
Participação nos lucros ou resultados	13.188,90	10,62%	0,42%	11.192,71	8,96%	0,28%
Programa de Desligamento Voluntário - PDV	-	0,00%	0,00%	547,38	0,44%	0,01%
Outros	454,24	0,37%	0,01%	547,69	0,44%	0,01%
Total - Indicadores sociais internos	89.339,66	71,92%	2,85%	76.644,24	61,33%	1,95%
3 - Indicadores Sociais Externos	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**
Educação	1.055,00	0,63%	0,03%	-	0,00%	0,00%
Cultura	5.888,60	3,54%	0,19%	770,00	0,21%	0,02%
Saúde e saneamento	1.005,00	0,60%	0,03%	150,00	0,04%	0,00%
Esporte	1.701,90	1,02%	0,05%	296,00	0,08%	0,01%
Combate à fome e segurança alimentar	-	0,00%	0,00%	75,00	0,02%	0,00%
Outros	13,50	0,01%	0,00%	13,00	0,00%	0,00%
Total das contribuições para a sociedade	9.664,00	5,81%	0,31%	1.304,00	0,36%	0,03%
Tributos (excluídos encargos sociais)	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Total - Indicadores sociais externos	9.664,00	5,81%	0,31%	1.304,00	0,36%	0,03%
4 - Indicadores Ambientais	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	8.351,37	5,02%	0,27%	3.537,59	0,97%	0,09%
Investimentos em programas e/ou projetos externos		0,00%	0,00%		0,00%	0,00%
Total dos investimentos em meio ambiente*	8.351,37	5,02%	0,27%	3.537,59	0,97%	0,09%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	■ não possui metas ☐ cumpre de 0 a 50% ☐ cumpre de 51 a 75% ☐ cumpre de 76 a 100%			■ não possui metas ☐ cumpre de 0 a 50% ☐ cumpre de 51 a 75% ☐ cumpre de 76 a 100%		
5 - Indicadores do Corpo Funcional	**2016**			**2015**		
Nº de empregados(as) ao final do período	1214			1237		
Nº de admissões durante o período	53			110		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	2429			2294		
Nº de estagiários(as)	48			41		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	ND			ND		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	247			252		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	13%			14%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	53			54		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	2%			2%		
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais	0			0		
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	**2016**			**2016**		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	0,03			32,31		
Número total de acidentes de trabalho	7			8		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção	(x) direção e gerências	( ) todos empregados	( ) direção	(x) direção e gerências	( ) todos empregados
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(x) direção e gerências	( ) todos empregados	( ) todos + Cipa	(x) direção e gerências	( ) todos empregados	( ) todos + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) não se envolve	(x) segue as normas da OIT	( ) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolve	(x) segue as normas da OIT	( ) incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos empregados	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos empregados
A participação dos lucros ou resultados contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos empregados	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos empregados
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(x) são exigidos	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(x) são exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) não se envolve	( ) apóia	(x) organiza e incentiva	( ) não se envolve	( ) apóia	(x) organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (na empresa, no procon, na justiça)	na empresa:	no Procon:	na Justiça:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:
				51.371	2.359	ND
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:
	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Valor adicionado total a distribuir (em mil R$):	2.983.825,00			3.778.710,00		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	governo: 84,0% acionistas: 2,2% colaboradores: 4,6% retido: 2,5% terceiros:6,7%			governo: 84,5% acionistas: 1,9% colaboradores: 3,6% retido: 5,0% terceiros: 5,1%		
7 - Outras Informações						
N/A - Não Aplicável. (1) - Observação 1 (2) - Observação 2 (3) - Observação 3						

***Nota**: Os investimentos em programas e/ou projetos externos são contabilizados de forma integrada aos investimentos de operação/produção

AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia firmou contrato com a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (PwC), em fevereiro de 2016, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis, bem como a revisão de informações contábeis intermediárias relativas aos exercícios de 2016 e 2017. A PwC iniciou a prestação de serviços em abril de 2016.
Em 2016, a PWC e suas afiliadas não prestaram nenhum serviço adicional à auditoria independente que superasse em 5% o valor contratado.
A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo EDP, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à empresa de auditoria, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente. Estes princípios consistem, de acordo com princípios internacionalmente aceitos, em: (a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Conforme requerido pelo artigo 25 da instrução CVM nº 480/09, e posteriores alterações, declaramos que revisamos e concordamos com as demonstrações financeiras e também com os Relatórios dos Auditores Independentes emitidos sobre as respectivas Demonstrações Financeiras para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015. Estas foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e o International Financial Reporting Standards ("IFRS") emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB").

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM

(Em milhares de reais)

	Nota	31/12/2016	31/12/2015
ATIVO			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	355.496	301.943
Consumidores e concessionárias	6	617.737	817.882
Ativos financeiros setoriais	7	1.145	470.256
Impostos e contribuições sociais	8	32.208	41.339
Tributos diferidos	9	34.824	
Cauções e depósitos vinculados	11	279	134
Outros créditos	12	52.765	59.525
Total do Ativo Circulante		**1.094.454**	**1.691.079**
Não circulante			
Consumidores e concessionárias	6	47.090	47.846
Ativos financeiros setoriais	7		28.420
Ativo financeiro indenizável	13.1	626.138	520.649
Impostos e contribuições sociais	8	72.688	57.326
Tributos diferidos	9	247.905	
Cauções e depósitos vinculados	11	75.488	69.292
Outros créditos	12	11.620	11.615
		1.080.929	**735.148**
Propriedades para investimentos		1.743	1.937
Imobilizado		2	
Intangível	13.2	960.251	903.886
		961.996	**905.823**
Total do Ativo Não circulante		**2.042.925**	**1.640.971**
TOTAL DO ATIVO		**3.137.379**	**3.332.050**

	Nota	31/12/2016	31/12/2015
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	14	373.149	485.607
Impostos e contribuições sociais	8	175.001	179.865
Tributos diferidos	9		41.645
Dividendos	15	55.888	62.217
Debêntures	16	78.442	175.282
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	74.802	42.157
Benefícios pós-emprego	18	1.016	159
Encargos setoriais	19	91.627	149.690
Provisões	20	14.605	13.540
Passivos financeiros setoriais	7	316.711	
Outras contas a pagar	12	71.773	75.264
Total do Passivo Circulante		**1.253.014**	**1.225.426**
Não circulante			
Tributos diferidos	9		24.057
Debêntures	16	206.347	298.590
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	449.488	487.156
Encargos setoriais	19	7.613	5.745
Provisões	20	99.172	102.274
Passivos financeiros setoriais	7	92.054	27.797
Outras contas a pagar	12	27.509	27.520
Total do Passivo Não circulante		**882.183**	**973.139**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	21.1	596.669	596.669
Reservas de capital	21.3	77.687	77.687
Reservas de lucros	21.3	373.871	475.355
Outros resultados abrangentes	21.4	(46.045)	(16.226)
Total do Patrimônio líquido		**1.002.182**	**1.133.485**
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**3.137.379**	**3.332.050**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Nota	2016	2015 Reapresentado
Receitas	22	3.140.132	3.940.094
Custo do serviço de energia elétrica	23		
Custo com energia elétrica		(2.111.680)	(2.838.192)
Custo de operação		(333.764)	(304.243)
Custo do serviço prestado a terceiros		(248.247)	(164.276)
		(2.693.691)	**(3.306.711)**
Lucro bruto		**446.441**	**633.383**
Despesas e Receitas operacionais	23		
Despesas com vendas		(57.973)	(38.509)
Despesas gerais e administrativas		(134.949)	(139.989)
Depreciações e amortizações		(7.655)	(3.114)
Outras despesas e receitas operacionais		(48.697)	(42.019)
		(249.274)	**(223.631)**
Resultado antes do Resultado financeiro e tributos		**197.167**	**409.752**
Resultado financeiro	24		
Receitas financeiras		154.005	114.871
Despesas financeiras		(184.870)	(158.778)
		(30.865)	**(43.907)**
Resultado antes dos tributos sobre o lucro		**166.302**	**365.845**
Tributos sobre o lucro	25		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(278.435)	(10.326)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		253.556	(93.552)
		(24.879)	**(103.878)**
Resultado líquido do exercício		**141.423**	**261.967**
Resultado por ação atribuível aos acionistas	26		
Resultado básico/diluído por ação (reais/ações)			
ON		0,00362	0,00670

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	2016	2015
Resultado líquido do exercício	141.423	261.967
Outros resultados abrangentes		
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego	(45.180)	(16.629)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15.361	5.654
Resultado abrangente do exercício	**111.604**	**250.992**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	2016	2015 Reapresentado
Geração do valor adicionado	**5.783.529**	**7.402.371**
Receita operacional	5.585.959	7.172.843
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	(57.973)	(38.509)
Receita de construção	246.348	161.585
Outras receitas	9.195	106.452
(-) Insumos adquiridos de terceiros	**(2.871.279)**	**(3.652.226)**
Custos da energia comprada	(2.105.156)	(2.883.532)
Encargos de uso da rede elétrica	(223.579)	(237.444)
Materiais	(17.110)	(13.707)
Serviços de terceiros	(169.361)	(151.527)
Custo com construção da infraestrutura	(246.348)	(161.585)
Outros custos operacionais	(109.725)	(204.431)
Valor adicionado bruto	**2.912.250**	**3.750.145**
Retenções		
Depreciações e amortizações	(88.190)	(88.168)
Valor adicionado líquido produzido	**2.824.060**	**3.661.977**
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	159.765	116.733
Valor adicionado total a distribuir	**2.983.825**	**3.778.710**
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	91.758	93.453
Benefícios	39.315	29.843
FGTS	7.268	13.482
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	1.144.216	1.885.951
Estaduais	1.353.248	1.321.417
Municipais	7.527	5.635
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	188.020	160.779
Aluguéis	11.050	6.183
Remuneração de capital próprio		
Juros sobre capital próprio	65.750	63.296
Dividendos		8.416
	2.908.152	**3.588.455**
Lucros retidos	75.673	190.255
	2.983.825	**3.778.710**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	2016	2015
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	166.302	365.845
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
PIS e COFINS diferidos	(79.514)	11.153
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	57.973	38.509
Valor justo do ativo financeiro indenizável	(25.060)	(102.696)
Depreciações e amortizações	83.253	83.997
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados		60
Ganhos e perdas na alienação de bens e direitos	35.211	24.800
Ativos e passivos financeiros setoriais	(22.812)	(34.187)
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre	6.113	5.083
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos	127.715	117.675
Provisão para plano de benefícios pós-emprego	(4.017)	969
Provisões (reversões) e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas	33.165	37.850
Ajuste a valor presente	1.097	(5.484)
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária	24.693	28.398
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária	(1.778)	(2.146)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária	(2.877)	(1.770)
Outros		249
	399.464	**568.305**
(Aumento) diminuição de ativos operacionais		
Consumidores e concessionárias	141.831	(327.028)
Ativos financeiros setoriais	556.757	(85.177)
Impostos e contribuições sociais compensáveis	237.537	28.169
Cauções e depósitos vinculados	(4.563)	732
Outros ativos operacionais	(6.536)	(2.704)
	925.026	**(386.008)**
Aumento (diminuição) de passivos operacionais		
Fornecedores	(118.571)	30.907
Passivos financeiros setoriais	344.554	
Outros tributos e contribuições sociais	(293.162)	50.468
Benefícios pós-emprego	(40.306)	(45.125)
Encargos setoriais	(80.888)	101.941
Provisões	(35.202)	(18.873)
Outros passivos operacionais	(3.865)	18.270
	(227.440)	**137.588**
Caixa proveniente das atividades operacionais	**1.097.050**	**319.885**
Imposto de renda e contribuição social pagos	(235.954)	(28.168)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	**861.096**	**291.717**
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições ao Intangível	(243.198)	(161.585)
Alienação de bens e direitos		166
Caixa líquido aplicados nas atividades de investimento	**(243.198)**	**(161.419)**
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(239.374)	(172.750)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	116.583	459.136
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos, derivativos e debêntures	(316.054)	(284.795)
Pagamentos de encargos de dívidas líquido de derivativos	(125.500)	(112.383)
Caixa líquido aplicados nas atividades de financiamento	**(564.345)**	**(110.792)**
Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	**53.553**	**19.506**
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	355.496	301.943
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	301.943	282.437
	53.553	**19.506**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(Em milhares de reais)

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2014	**339.628**	**334.728**	**399.651**	**(5.251)**	**-**	**1.068.756**
Aumento de capital - AGE de 29/12/2015	257.041	(257.041)				-
Dividendo adicional aprovado - AGO de 09/04/2015			(64.551)			(64.551)
Dividendo adicional aprovado - AGE de 08/12/2015			(50.000)			(50.000)
Lucro líquido do exercício					261.967	261.967
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			13.098		(13.098)	-
Dividendos intermediários (JSCP)					(63.296)	(63.296)
Dividendos propostos					(8.416)	(8.416)
Lucros retidos a deliberar			177.157		(177.157)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				(16.629)		(16.629)
Imposto de renda e contribuição social diferidos				5.654		5.654
Saldos em 31 de dezembro de 2015	**596.669**	**77.687**	**475.355**	**(16.226)**	**-**	**1.133.485**

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2015	**596.669**	**77.687**	**475.355**	**(16.226)**	**-**	**1.133.485**
Dividendo adicional aprovado - AGO de 13/04/2016			(177.157)			(177.157)
Lucro líquido do exercício					141.423	141.423
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			7.071		(7.071)	-
Dividendos intermediários (JSCP)					(65.750)	(65.750)
Lucros retidos a deliberar			68.602		(68.602)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				(45.180)		(45.180)
Imposto de renda e contribuição social diferidos				15.361		15.361
Saldos em 31 de dezembro de 2016	**596.669**	**77.687**	**373.871**	**(46.045)**	**-**	**1.002.182**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1 Contexto operacional

A Bandeirante Energia S.A. (Companhia ou EDP Bandeirante), sociedade anônima de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada integral da EDP - Energias do Brasil S.A. (EDP - Energias do Brasil), com sede no município de São Paulo - SP, detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 202/98 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos, válidos até outubro de 2028 e atua em 28 municípios no Estado de São Paulo, tendo suas atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

2 Concessão

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

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

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

3 Base de preparação

3.1 Declaração de conformidade

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

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

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

A Diretoria da Companhia autorizou a emissão das demonstrações financeiras em 31 de janeiro de 2017.

3.2 Práticas contábeis

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

3.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor e determinados ativos e passivos financeiros foram mensurados ao valor justo.

3.4 Uso de estimativa e julgamento

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

Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em exercícios subsequentes, podem diferir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao Plano de benefícios pós-emprego, que é revisado semestralmente, e a redução ao valor recuperável que é revisada conforme critérios detalhados na nota 3.6.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras, nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Análise da redução ao valor recuperável (Nota 3.6); Fornecimento não faturado (Nota 6); Transações realizadas no âmbito da CCEE (Notas 6 e 14.3); Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD (Nota 6.2); Ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 7); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias (Nota 9); Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1); Planos de benefícios pós-emprego (Nota 18); Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas (Nota 20.1); e Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros (Nota 27.1.2).

3.5 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em reais, arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.6 Redução ao valor recuperável

A Administração da Companhia revisa o valor contábil líquido de seus ativos com objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, sendo a mesma reconhecida em contrapartida do resultado.

Uma perda do valor recuperável anteriormente reconhecida é revertida caso tiver ocorrido uma mudança nos pressupostos utilizados para determinar o valor recuperável do ativo, sendo a mesma também reconhecida no resultado.

Ativo financeiro

São avaliados quando há evidências de perdas não recuperáveis e ao final de cada exercício, exceto para Consumidores e concessionárias que são avaliados mensalmente (Nota 6.2). São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o reconhecimento inicial do ativo financeiro e que eventualmente tenha resultado em efeitos negativos no fluxo estimado de caixa futuro do investimento. A Companhia considera evidências de perda de valor recuperável por classe de consumidor e, dependendo da relevância, a nível individual.

Ativo não financeiro

Se a Administração da Companhia identificar que houve indicações de perdas não recuperáveis no valor contábil líquido dos ativos não financeiros, ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável, a Companhia procede o teste de recuperabilidade dos ativos.

O valor recuperável é determinado com base no valor em uso dos ativos, sendo calculado com recurso das metodologias de avaliação, suportado em técnicas de fluxos de caixa descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal e os riscos de negócio.

Os ativos intangíveis com vida útil indefinida, independentemente de ter indicações de perdas não recuperáveis, têm a recuperação do seu valor testada anualmente.

3.7 Adoção às normas de contabilidade novas e revisadas

Mantendo o processo permanente de revisão das normas de contabilidade o IASB e, consequentemente, o CPC emitiram novas normas e revisões às normas já existentes.

3.7.1 Normas e interpretações novas já emitidas pelo IASB e ainda não adotadas pela Companhia

IFRS 16 - Operações de Arrendamento Mercantil (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2019)

Em janeiro de 2016 foi emitida a IFRS 16 que introduziu novas regras para as operações de arrendamento mercantil. A IFRS 16 requer que os arrendatários passem a reconhecer o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para praticamente todos os contratos de arrendamento mercantil, incluindo os operacionais. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas demonstrações financeiras dos arrendadores ficam substancialmente mantidos. O IFRS 16, em geral, deverá ser aplicada retrospectivamente e substituirá o IAS 17 (CPC 06 (R1) - Operações de Arrendamento Mercantil) e correspondentes interpretações. A Administração acredita que esta norma não gerará efeitos relevantes nos montantes reportados nas demonstrações financeiras.

3.7.2 Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo CPC e ainda não adotadas pela Companhia

CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2018)

Em dezembro de 2016 foi emitido o CPC 47 em correlação à norma IFRS 15. Esta norma introduziu um novo modelo para o reconhecimento de receitas provenientes dos contratos com clientes. A mesma enfatiza o reconhecimento da receita como a transferência do controle de bens ou serviços aos clientes, em lugar do princípio da transferência de riscos e benefícios, considerando qual montante espera ser capaz de trocar por aqueles bens ou serviços e quando a receita deve ser reconhecida. O CPC 47, em geral, deverá ser aplicado retrospectivamente a partir de em 1º de janeiro de 2018 e substituirá o CPC 30 (R1) - Receitas (IAS 18), o CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (IAS 11) e as interpretações relacionadas. A Companhia não tem expectativa de impactos relevantes na aplicação do CPC 47 considerando que atualmente já apresenta de forma segregada cada receita de seus clientes, ainda que cobrada em uma mesma fatura. Também não há expectativa de divergência no momento de reconhecimento da receita considerando que as vendas de energia são registradas na CCEE no momento em que ocorrem e são consumidas pelos Clientes instantaneamente.

CPC 48 - Instrumentos Financeiros (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2018)

Em dezembro de 2016 foi emitido o CPC 48 em correlação à norma IFRS 9. Esta norma substituirá o CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (IAS 39) e traz como principais modificações: (i) requerimentos de *impairment* para ativos financeiros passando para o modelo híbrido de perdas esperadas e incorridas, em substituição ao modelo atual de perdas incorridas; (ii) novos critérios de classificação e mensuração de ativos financeiros; e (iii) torna os requisitos para contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) menos rigorosos. O CPC 48, em geral, deverá ser aplicado retrospectivamente, a partir de 1º de janeiro de 2018.

A Companhia está estudando esta nova norma e identificou, neste momento, que os eventuais impactos são decorrentes do reconhecimento de Perdas Estimadas com Créditos Liquidação Duvidosa - PECLD. Estão sendo desenvolvidos estudos na base histórica do Contas a receber, com inúmeras faturas emitidas mensalmente, e em regulamentos tarifários que repassam perdas por inadimplência, para se determinar quando o Contas a Receber de clientes deve ser reduzido ao valor recuperável, de acordo com o CPC 48. Além disso, atualmente, o critério para determinação de PECLD com Clientes é convergente com o critério regulamentado pela ANEEL de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

Revisão de Pronunciamentos Técnicos do CPC nº 10/2016 (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2017)

A revisão estabelece alterações ao CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa e CPC 32-Tributos sobre o Lucro, em decorrência de esclarecimentos feitos pelo IASB sobre passivos decorrentes de atividade de financiamento e o reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas. A Administração acredita que esta norma não gerará efeitos relevantes nos montantes reportados nas demonstrações financeiras.

3.7.3 Normas e interpretações revisadas, já emitidas pelo CPC, adotadas pela Companhia a partir de 1º de janeiro de 2016

A Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2016, passou a adotar novas normas e interpretações conforme Revisão dos Pronunciamentos Técnicos nº 08/2015 e nº 09/2016, emitidos pelo CPC. As normas revisadas não refletiram impactos nas demonstrações financeiras.

3.8 Reapresentações dos exercícios anteriores

A Administração da Companhia, após a avaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação dos saldos contábeis, procedeu reclassificações na Demonstração do resultado e na Demonstração do valor adicionado relativas a 31 de dezembro de 2015, originalmente autorizadas em 02 de fevereiro de 2016, com base nas orientações emanadas pelo CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

3.8.1 Demonstração do Resultado

	Publicado	Atualização do Ativo financeiro indenizável (a)	Variação cambial de Itaipu (b)	Saldo Reapresentado
Receitas	3.837.398	102.696	-	3.940.094
Custo da produção e do serviço de energia elétrica				
Custo do serviço de energia elétrica	(2.812.230)		(25.962)	(2.838.192)
Lucro bruto	**556.649**	**102.696**	**(25.962)**	**633.383**
Despesas e Receitas operacionais				
Outras despesas e receitas operacionais	60.677	(102.696)		(42.019)
Resultado antes do resultado financeiro e tributos	**435.714**	**-**	**(25.962)**	**409.752**
Resultado financeiro				
Despesas financeiras	(184.740)		25.962	(158.778)
Resultado líquido do exercício	**261.967**	**-**	**-**	**261.967**

3.8.2 Demonstração do Valor Adicionado

	Publicado	Atualização do Ativo financeiro indenizável (a)	Variação cambial de Itaipu (b)	Saldo Reapresentado
Geração do valor adicionado	**7.299.675**	**102.696**	**-**	**7.402.371**
Receita operacional	7.070.147	102.696		7.172.843
Custos da energia comprada	(2.857.840)		(25.692)	(2.883.532)
Outros custos operacionais	(101.735)	(102.696)		(204.431)
Valor adicionado bruto	**3.775.837**	**-**	**(25.692)**	**3.750.145**
Valor adicionado líquido produzido	**3.687.669**	**-**	**(25.692)**	**3.661.977**
Valor adicional total a distribuir	**3.804.402**	**-**	**(25.692)**	**3.778.710**
Distribuição do valor adicionado				
Remuneração de capitais de terceiros				
Juros	186.471		(25.692)	160.779
	3.804.402	**-**	**(25.692)**	**3.778.710**

(a) Atualização do ativo financeiro indenizável

A Companhia concluiu que a atualização do ativo financeiro indenizável da concessão, originalmente apresentada sob a rubrica de "Outras despesas e receitas operacionais", poderia ser melhor apresentada na rubrica de "Receitas", em conjunto com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim, por refletir mais apropriadamente o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica e propiciar a melhor apresentação de desempenho.

Tal conclusão está suportada no fato de que investir em infraestrutura é uma das principais atividades de seu negócio e o seu modelo de gestão está suportado em controlar a construção, manutenção e operação dessa infraestrutura. Ademais a Companhia possui o direito incondicional de receber caixa ao término da concessão pelos investimentos não amortizados, devidamente atualizados pelo VNR acrescido de WACC regulatório definido pela ANEEL a cada Revisão Tarifária, sendo o poder concedente responsável por este financiamento quando do término do contrato de concessão.

Deste modo, as receitas tarifárias, que são classificadas na rubrica de "Receitas", representam tanto o retorno do ativo intangível quanto uma parte do retorno do ativo financeiro, pelo fato desses dois ativos integrarem a base regulatória de remuneração.

Adicionalmente, a nova classificação adotada está corroborada pelo parágrafo 23 do OCPC 05 - Contrato de Concessão.

(b) Variação cambial da energia comprada de Itaipu

A Companhia concluiu que a variação cambial decorrente dos contratos de compra de energia de Itaipu, que são mensurados em Dólar, originalmente apresentada sob a rubrica de "Despesas financeiras", poderia ser melhor apresentada na rubrica de "Custo com energia elétrica", em conjunto com os demais custos relacionados aos contratos de compra de energia, por refletir mais apropriadamente o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica.

Tal conclusão está suportada no fato de que, tanto o custo da energia adquirida de Itaipu quanto a variação cambial decorrente da compra, são repassados ao consumidor na tarifa de energia elétrica, por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A - CVA, e também pelo fato de que a variação cambial ser derivada de preço contratual de compra de energia e não de variação de passivo financeiro. Desta forma, consideramos que, manter ambos os montantes na mesma rubrica, proporcionaria uma leitura da demonstração financeira mais verdadeira, transparente e apropriada, devido ao fato de ambos os montantes serem claramente relacionados ao custo da operação da Companhia.

4 Eventos significativos no exercício

4.1 Captações de recursos

No exercício de 2016 a Companhia realizou as seguintes captações de recursos:

Fonte	Data da liberação	Vencimento	Valor	Custo da dívida	Finalidade
Debêntures - 6ª Emissão	fev/16	fev/20	100.000	CDI + 2,30% a.a.	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro
BNDES FINEM (liberação)	mai/16	dez/24	17.800	IPCA + TR + 3,05% a.a. / TJLP + 3,05%a.a. e Pré 6% a.a.	Financiamento de obras de infraestrutura da concessão
			117.800		

4.2 Alteração nos procedimentos de cálculo dos ativos e passivos setoriais

Em 28 de março de 2016 foi publicada a Resolução Normativa nº 703, de 15 de março de 2016, por meio da qual a ANEEL alterou alguns procedimentos regulatórios relacionados aos seguintes temas: (i) Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A" - CVA ; (ii) Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo - MCP; (iii) Demais componentes financeiros; e (iv) Limites de Repasse dos Custos de Compra de Energia.

As principais alterações com impacto para a Companhia referem-se a: (i) apuração da glosa do saldo da CVA de aquisição de energia; (ii) exclusão do risco hidrológico para fins de composição de preços dos contratos na apuração da glosa, exceto para contratos de disponibilidade; (iii) utilização dos montantes contabilizados dos contratos de energia bem como dos resultados do mercado de curto prazo tanto para a apuração do saldo da CVA de aquisição de energia quanto para o Encargo de Serviços do Sistema - ESS e o Encargo de Energia de Reserva - EER; e (iv) apuração dos resultados do mercado de curto prazo por meio de componente financeiro específico.

Em função da edição da Resolução nº 703, a Companhia apurou e registrou os correspondentes efeitos em suas demonstrações financeiras, gerando reclassificações nas contas de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (Nota 7).

4.3 Resolução Normativa ANEEL nº 711/16

As concessionárias de distribuição de energia elétrica manifestaram junto à ANEEL a preocupação com a possível situação de sobrecontratação de energia em decorrência de frustração no consumo de suas áreas de concessão por força da redução nos níveis da atividade econômica do país.

Após audiência pública, em 19 de abril de 2016, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 711 que trata dos critérios e condições para celebração de contratos bilaterais de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR.

De acordo com o novo mecanismo as distribuidoras de energia, para aliviar a questão da sobrecontratação, poderão realizar acordo bilaterais nas seguintes modalidades: (i) redução temporária total ou parcial da energia contratada; (ii) redução parcial permanente da energia contratada; e (iii) rescisão contratual.

O efeito positivo ou negativo do cancelamento ou redução do CCEAR comparado ao preço de cobertura tarifária para compra de energia será considerado como Componente Financeiro nas tarifas dos consumidores no mesmo instante em que o montante de energia cancelado do CCEAR seria suprido, caso a outorga da geradora não seja revogada. No exercício de 2016, foram firmados 2 acordos bilaterais no montante de R$18.372 com previsão de reflexo tarifário a partir de 2018.

4.4 Reajuste Tarifário Anual

Em 18 de outubro de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.158, a ANEEL homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual aplicado pela Companhia a partir de 23 de outubro de 2016.

O efeito médio percebido pelos consumidores cativos foi de -23,53%, sendo -28,64% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e -19,51% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

O Fator X é composto das parcelas "Pd" (ganhos de produtividade) de 1,14%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) de -0,24% e "Q" (incentivo à qualidade) de +0,22%.

Durante o processo de reajuste tarifário, a ANEEL atualiza os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela B), enquanto os custos não gerenciáveis (Parcela A) e os itens financeiros são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores e da projeção para os doze meses subsequentes. A parcela B foi ajustada em 9,54%, resultando em um saldo atualizado de R$828.863. O IGP-M apurado para o período tarifário é de 10,66% e o Fator X de 1,12%. O ajuste dos itens financeiros reconhecido pela ANEEL neste processo é de -R$307.916, referente à diferença entre os custos não gerenciáveis (energia, transporte e encargos) homologados e os efetivamente incorridos pela companhia no período tarifário de 2015 a 2016.

Cabe ressaltar que a ANEEL acatou parcialmente o pleito da Companhia referente ao Recurso Administrativo da Revisão Tarifária de 2015, resultando em novos índices regulatórios para as Perdas Não Técnicas de Baixa Tensão para o ciclo tarifário 2015-2019. A diferença entre o novo índice e o índice homologado no processo tarifário de 2015, para os últimos 12 meses, foi reconhecida como componente financeiro e totaliza R$ 2.253.

5 Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2016	31/12/2015
Bancos conta movimento	38.687	237.947
Aplicações financeiras		
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	270.114	63.996
Operações compromissadas lastreadas em Debêntures	46.695	
	316.809	**63.996**
Total	**355.496**	**301.943**

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários e os investimentos de curto prazo com liquidez imediata, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, com baixo risco de variação no valor de mercado, sendo demonstrados ao custo acrescido de juros auferidos até a data do balanço que equivalem ao valor justo. As aplicações financeiras possuem opção de resgate antecipado dos referidos títulos, sem penalidades ou perda de rentabilidade.

Essas aplicações financeiras estão remuneradas a taxas que variam de 90,00% a 101,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

O cálculo do valor justo das aplicações financeiras 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.

Conforme políticas da Administração, as aplicações são consolidadas por contraparte e por *rating* de crédito de modo a permitir a avaliação de concentração e exposição de risco de crédito. Esta exposição máxima ao risco também é medida em relação ao Patrimônio líquido da Instituição Financeira.

A exposição da Companhia à riscos de taxas de juros e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 27.

6 Consumidores e concessionárias

		Valores Correntes						Valores Renegociados						
		A Vencer		Vencida				A Vencer		Vencida				
	Nota	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.2)	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	PECLD (Nota 6.2)	Saldo líquido em 31/12/2016	Saldo líquido em 31/12/2015
Circulante														
Consumidores														
Fornecimento faturado														
Residencial		99.492	86.404	16.854	983	7.111	(24.948)	11.028	28.783	6.427	22.033	(28.121)	226.046	255.552
Industrial		13.375	17.770	2.656	6.599	12.019	(12.193)	993	2.130	831	10.727	(10.933)	43.974	56.044
Comércio, serviços e outras atividades		35.131	21.861	3.051	2.866	9.973	(12.618)	2.493	5.909	1.799	8.550	(9.469)	69.546	85.343
Rural		1.214	673	72		162	(166)	130	123	51	229	(176)	2.312	4.135
Poder público														
Federal		3.884	73	31		40	(37)	1		1	30	(30)	3.993	6.866
Estadual		3.236	667	5	35	105	(106)	16	15	2			3.975	5.486
Municipal		6.109	4.947	1.973	188	52	(43)	2.536	10.105	234	27	(28)	26.100	33.947
Iluminação pública		8.156	7.724	702	1.402	3	(5)	51	4.454	22	64	(64)	22.509	24.227
Serviço público		12.529	412	116	30	(54)	(47)	304	256	6	1	(1)	13.552	21.940
Serviços cobráveis		80	169	29	1	98	(133)						244	440
Fornecimento não faturado		197.612											197.612	293.370
(-) Arrecadação em processo de reclassificação		(232)											(232)	(208)
(-) Ajuste a valor presente	6.1							(830)					(830)	(359)
Outros créditos		105	6		26	527							664	1.872
		380.691	**140.706**	**25.489**	**12.130**	**30.036**	**(50.296)**	**16.722**	**51.775**	**9.373**	**41.661**	**(48.822)**	**609.465**	**788.655**
Concessionárias														
Suprimento de energia elétrica		361											361	
Encargos de uso da rede elétrica		666			3	105	(108)						666	463
Outros créditos		7.245				696	(696)						7.245	28.754
		8.272	**-**	**-**	**3**	**801**	**(804)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**8.272**	**29.227**
Total Circulante		**388.963**	**140.706**	**25.489**	**12.133**	**30.837**	**(51.100)**	**16.722**	**51.775**	**9.373**	**41.661**	**(48.822)**	**617.737**	**817.882**

		Correntes a vencer		Renegociada a Vencer			
	Nota	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.2)	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.2)	Saldo líquido em 31/12/2016	Saldo líquido em 31/12/2015
Não circulante							
Consumidores							
Fornecimento faturado							
Residencial				17.594	(2.277)	15.317	4.301
Industrial		4.290	(2.520)	4.833	(155)	6.448	6.789
Comércio, serviços e outras atividades		18	(18)	8.470	(511)	7.959	5.928
Rural				32	(8)	24	11
Poder público							
Estadual				5		5	-
Municipal				17.416		17.416	27.671
(-) Ajuste a valor presente	6.1			(3.152)		(3.152)	(2.526)
		4.308	**(2.538)**	**45.198**	**(2.951)**	**44.017**	**42.174**
Concessionárias							
Outros créditos		3.192	(119)			3.073	5.672
		3.192	**(119)**	**-**	**-**	**3.073**	**5.672**
Total Não circulante		**7.500**	**(2.657)**	**45.198**	**(2.951)**	**47.090**	**47.846**

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

O saldo de Concessionárias refere-se à: (i) concessionárias revendedoras e empresas comercializadoras, bem como a receita referente à energia consumida e não faturada; e (ii) valores a receber relativos à energia comercializada e encargos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

6.1 Ajuste a valor presente

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

O ajuste a valor presente, regulamentado pelo CPC 12, foi calculado com base na taxa de remuneração de capital, aplicada pela ANEEL nas revisões tarifárias da Companhia. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de dezembro de 2016 a taxa corresponde a 12,26% a.a. (12,26% a.a. em 31 de dezembro de 2015), afetando negativamente o resultado do exercício em R$1.097 (positivamente em R$5.484 em 2015) (Nota 24).

6.2 Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

	Saldo em 31/12/2015	Provisões	Reversão Recebimentos	Reversão Parcelamentos	Reversão Perdas	Saldo em 31/12/2016
Consumidores						
Residencial	(40.563)	(110.153)	21.029	23.466	50.875	(55.346)
Industrial	(25.934)	(6.755)	1.239	743	4.906	(25.801)
Comércio, serviços e outras atividades	(18.749)	(14.866)	650	6.115	4.234	(22.616)
Rural	(318)	(101)	26	38	5	(350)
Poder público	(443)	(2.504)	2.159	24	520	(244)
Iluminação pública	(161)	(2.915)	2.488	519		(69)
Serviço Público	(31)	(1.813)	1.420	376		(48)
Serviços Cobráveis	(193)	(243)	83	54	166	(133)
Outros	-	(58)	27	31		
	(86.392)	**(139.408)**	**29.121**	**31.366**	**60.706**	**(104.607)**
Concessionárias	(920)	(71)	68			(923)
Total	**(87.312)**	**(139.479)**	**29.189**	**31.366**	**60.706**	**(105.530)**
Circulante	(83.768)					(99.922)
Não circulante	(3.544)					(5.608)
Total	**(87.312)**					**(105.530)**

Conforme requerido pelo CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, é efetuada uma análise criteriosa do saldo de Consumidores e concessionárias e, quando necessário, é constituída uma PECLD, para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. O cálculo da PECLD está em conformidade, também, à Instrução Contábil 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

A exposição da Companhia a riscos de crédito está divulgada na nota 27.2.3.

6.2.1 Critérios PECLD - Valores Correntes

Para os faturamentos, a Companhia adota os seguintes critérios:

i) Residencial: vencidos há mais de 90 dias;
ii) Comercial: vencidos há mais de 180 dias; e
iii) Demais classes: vencidos há mais de 360 dias.

6.2.2 Critérios PECLD - Valores Renegociados

Para os parcelamentos de débitos, a Companhia adota os seguintes critérios:

i) Clientes baixa tensão: parcela vencida há mais de 90 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento;
ii) Clientes média e alta tensão: parcela vencida há mais de 60 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento; e
iii) Poder público: parcela vencida há mais de 60 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento, deduzida dos valores cobertos por meio de apresentação de Nota de Empenho.

7 Ativos e passivos financeiros setoriais

	Saldo em 31/12/2015	Apropriação	Amortização	Atualização monetária	Recebimento CCRBT	Saldo em 31/12/2016	Valores em amortização	Valores em constituição	Circulante	Não circulante	Valores em amortização IRT (*) 2016	Valores em constituição IRT (*) 2017	Valores em constituição IRT (*) 2019
CVA													
Aquisição de energia (ii)	190.812	(194.045)	(211.008)	(31.433)	(72.713)	(318.387)	(359.007)	40.620	(349.606)	31.219	(359.007)	37.604	3.016
Custo da Energia de Itaipu (ii)	224.932	166.818	(127.409)	70.023		334.364	325.298	9.066	327.565	6.799	325.298	9.066	
PROINFA	397	10.590	(1.448)	9.118		18.657	19.776	(1.119)	19.496	(839)	19.776	(1.119)	
Transporte Rede Básica	19.676	12.009	(23.629)	1.103		9.159	5.075	4.084	6.096	3.063	5.075	4.084	
Transporte de Energia - Itaipu	2.887	1.482	(2.487)	259		2.141	1.634	507	1.760	381	1.634	507	
ESS	(77.164)	(10.652)	67.261	(12.055)	(29.645)	(62.255)	(31.477)	(30.778)	(39.172)	(23.083)	(31.477)	(30.778)	-
CDE (iii)	572.016	(296.441)	(403.130)	20.792		(106.763)	(50.725)	(56.038)	(64.734)	(42.029)	(50.725)	(56.038)	
	933.556	**(310.239)**	**(701.850)**	**57.807**	**(102.358)**	**(123.084)**	**(89.426)**	**(33.658)**	**(98.595)**	**(24.489)**	**(89.426)**	**(36.674)**	**3.016**
Itens financeiros													
Sobrecontratação de energia	(84.309)	6.254	33.129	(3.117)		(48.043)	(47.998)	(45)	(48.009)	(34)	(47.998)	(45)	
Neutralidade da Parcela A	5.956	61.214	(18.668)	3.614		52.116	44.607	7.509	46.484	5.632	44.607	7.509	
Exposição CCEAR entre submercados	4.612	4.192	(8.452)	(352)	-	-							
Devolução tarifária (iv)	(442.984)	(77.228)	363.270	(32.754)		(189.696)	(189.694)	(2)	(189.694)	(2)	(189.696)		
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos (v)	(25.226)	(37.027)	-	(1.571)		(63.824)	-	(63.824)	-	(63.824)	-		(63.824)
Outros	17.534	7.994	(23.137)	(815)		1.576	2.399	(823)	2.399	(823)	2.401		(825)
	(524.417)	**(34.601)**	**346.142**	**(34.995)**	**-**	**(247.871)**	**(190.686)**	**(57.185)**	**(188.820)**	**(59.051)**	**(190.686)**	**7.464**	**(64.649)**
PIS e COFINS													
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	20.037	(18.891)				1.146	1.146	-	1.145	1	1.146		
PIS/ COFINS sobre Ativos financeiros setoriais	41.703	(79.514)				(37.811)	(28.551)	(9.260)	(29.296)	(8.515)	(28.551)	(2.978)	(6.282)
	61.740	**(98.405)**	**-**	**-**		**(36.665)**	**(27.405)**	**(9.260)**	**(28.151)**	**(8.514)**	**(27.405)**	**(2.978)**	**(6.282)**
Total	**470.879**	**(443.245)**	**(355.708)**	**22.812**	**(102.358)**	**(407.620)**	**(307.517)**	**(100.103)**	**(315.566)**	**(92.054)**	**(307.517)**	**(32.188)**	**(67.915)**
Ativo Circulante	470.256					1.145			1.145				
Ativo Não Circulante	28.420												
Passivo Circulante	316.711								316.711				
Passivo Não Circulante	27.797					92.054				92.054			

(*) IRT - Índice de Reposicionamento Tarifário

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

- Parcela "A" (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pelas distribuidoras, classificáveis como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela "B" (custos gerenciáveis): composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

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

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

São homologados anualmente pela ANEEL e incorporados à tarifa de energia por meio de Reajustes ou Revisões Tarifárias que, na Companhia, ocorrem em 23 de outubro.

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

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

• **Conta de Compensação de Variação dos Valores de Itens da Parcela "A" - CVA:** É composta da variação dos custos com a aquisição da energia elétrica, de conexão e de transmissão, além dos encargos setoriais. A CVA deve ser neutra em relação ao desempenho da Companhia, ou seja, as variações apuradas são integralmente repassadas ao consumidor ou suportadas pelo Poder Concedente; e

• **Itens financeiros:** Referem-se a outros componentes financeiros que se constituem em direitos ou obrigações que também integram a composição tarifária, dentre eles: Sobrecontratação de energia; Neutralidade dos encargos setoriais; e a Exposição financeira no mercado de curto prazo por diferença de preços entre Submercados.

7.1 Efeitos relevantes no exercício

O total de ativos setoriais líquidos dos passivos, em 31 de dezembro de 2015, montava a R$470.879, sendo que o total de passivos setoriais líquido dos ativos em 31 de dezembro de 2016 monta em R$407.620. A variação total negativa no exercício no montante de R$878.499 foi causada, substancialmente, pelos seguintes motivos:

(i) Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de ativos setoriais líquidos já homologados pela ANEEL era de R$440.588 os quais foram integralmente faturados aos consumidores no exercício.

(ii) Aquisição de Energia e Custo de Energia de Itaipu: A partir de janeiro de 2016 houve redução de 32% da tarifa de potência de Itaipu definida pela ANEEL. Esta redução contribuiu para a redução do déficit tarifário em 2016 além de contribuir também para a diminuição do *déficit* de aquisição de energia com os recursos provenientes da Conta Centralizadora de Recursos das Bandeiras Tarifárias - CCRBT.

(iii) CDE: A partir de janeiro de 2016, houve redução de 31,5% da cota total em relação a 2015. Isto contribui diretamente para a redução do déficit tarifário da CDE, uma vez que os valores pagos a partir de 2016 são menores do que a cobertura tarifária, concedida no último processo tarifário de 2015 (Notas 19.1 e 22).

(iv) Devolução Tarifária: Em relação aos valores amortizados, no inicio de 2015, foram homologadas as Revisões Tarifárias Extraordinárias - RTEs das distribuidoras do Brasil. Tal medida foi necessária para cobrir, principalmente, a alta no encargo da CDE, além de parte do custo de aquisição de energia. Para simplificar o processo, a ANEEL atualizou somente as tarifas de aplicação, não alterando as tarifas econômicas, responsáveis pela cobertura tarifária de energia, encargos e transporte. Desta forma, a receita adicional com a RTE é considerada como um passivo a ser devolvido nos reajustes/revisões tarifárias das distribuidoras. Parte deste item financeiro foi considerado na revisão tarifária, em outubro de 2015, sendo o saldo remanescente considerado no reajuste tarifário ocorrido em outubro de 2016. Quanto aos valores apropriados no período, referem-se aos valores a devolver aos consumidores decorrentes dos déficits de arrecadação do componente tarifário da CDE proveniente das liminares, descritas na nota 19.1.1, que foram considerados no índice de reposicionamento do reajuste tarifário de outubro de 2016.

(v) Ultrapassagem de Demanda: refere-se à receita com Ultrapassagem de Demanda - UD e Excedente de Reativo - ER faturado após a data do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR do 3º Ciclo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - 3CRTP, que na Companhia ocorreu em abril de 2015. Durante o 3CRTP, o valor acumulado das receitas com UD e ER até a data do laudo de avaliação da BRR, conforme regulamentação estabelecida naquele ciclo, foi apropriado a crédito em Intangível, como Obrigações Especiais, passando a ser amortizado a partir do 4CRTP pela taxa média do Intangível vinculado à concessão. De acordo com os Procedimentos Gerais da Revisão Tarifaria - PRORET 2.1 das concessionárias de distribuição, a partir do 4CRTP, as receitas faturadas acumuladas no ciclo com UD e ER líquida dos tributos incidentes, do percentual regulatório de 3,5% da referida receita e das receitas irrecuperáveis da classe de consumo industrial serão subtraídas na tarifa do consumidor durante o ciclo tarifário seguinte, ou seja, passará a ser revertido para a modicidade tarifária nos 4 anos do próximo ciclo tarifário, deixando de reduzir a BRR.

8 Impostos e contribuições sociais

Ativos - Compensáveis	Nota	Saldo em 31/12/2015	Adição	Baixa	Atualização monetária	Adiantamentos	Compensação de tributos	Reclassificação	Transferência	Saldo em 31/12/2016
Imposto de renda e contribuição social		19.457	1.551		2.877	228.641	(22.138)	9.166	(225.237)	14.317
ICMS	8.1	66.493	40.924	(1)					(25.089)	82.327
PIS e COFINS		2.400	231.326						(231.285)	2.441
IRRF sobre aplicações financeiras		9.398	4.570			43		(9.166)		4.845
Outros		917	49							966
Total		**98.665**	**278.420**	**(1)**	**2.877**	**228.684**	**(22.138)**	**-**	**(481.611)**	**104.896**
Circulante		41.339								32.208
Não circulante		57.326								72.688
Total		**98.665**								**104.896**

Passivo - a recolher	Nota	Saldo em 31/12/2015	Adição	Baixa	Pagamentos	Compensação de tributos	Reclassificação	Transferência	Saldo em 31/12/2016
Imposto de renda e contribuição social		-	278.435		(7.313)			(225.237)	45.885
ICMS	8.2	123.726	1.350.760		(1.358.035)			(25.089)	91.362
PIS e COFINS		40.240	593.652		(365.179)	(17.138)		(231.285)	20.290
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		1.999	7.582	(5)	(7.178)				2.398
IRRF sobre juros s/ capital próprio		9.494	9.863		(4.494)	(5.000)			9.863
Encargos com pessoal		636	4.817		(350)				5.103
Outros		3.770	2.147		(5.817)				100
Total		**179.865**	**2.247.256**	**(5)**	**(1.748.366)**	**(22.138)**	**-**	**(481.611)**	**175.001**
Circulante		179.865							175.001
Total		**179.865**							**175.001**

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

8.1 ICMS - Ativo Compensável

Do saldo a compensar de R$82.327 (R$66.493 em 31 de dezembro de 2015), R$9.639 (R$9.167 em 31 de dezembro de 2015) são Circulante e R$72.688 (R$57.326 em 31 de dezembro de 2015) são Não circulante.

Do montante total, R$79.456 (R$63.623 em 31 de dezembro de 2015) referem-se a créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens que, de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96, são compensados à razão de 1/48 avos por mês.

8.2 ICMS - Passivo a Recolher

O montante em 31 de dezembro de 2016 de R$91.362 (R$123.726 em 31 de dezembro de 2015) refere-se ao ICMS a recolher incidente sobre as faturas de energia elétrica.

9 Tributos diferidos

	Nota	Ativo Circulante 31/12/2016	Ativo Não circulante 31/12/2016	Passivo Circulante 31/12/2015	Passivo Não circulante 31/12/2015
PIS e COFINS	9.1	34.824	2.988	41.645	57
Imposto de renda e contribuição social	9.2		244.917		24.000
Total		**34.824**	**247.905**	**41.645**	**24.057**

9.1 PIS e COFINS

O montante refere-se a PIS e COFINS diferidos reconhecidos sobre receita relativa aos passivos financeiros setoriais.

9.2 Imposto de renda e contribuição social

O Imposto de renda e contribuição social diferidos são registrados sobre prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias, considerando as alíquotas vigentes dos citados tributos, de acordo com as disposições da Deliberação CVM nº 599/09, e consideram o histórico de rentabilidade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros fundamentada em estudo técnico de viabilidade. São reconhecidos de acordo com a transação que os originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos ativos e passivos são apresentados pela sua natureza, e o valor total é apresentado pelo montante líquido após as devidas compensações, conforme requerido pelo CPC 32.

9.2.1 Composição e base de cálculo

Natureza dos créditos	Nota	Ativo Não circulante 31/12/2016 IRPJ/CSLL	Ativo Não circulante 31/12/2015 IRPJ/CSLL	Passivo Não circulante 31/12/2016 IRPJ/CSLL	Passivo Não circulante 31/12/2015 IRPJ/CSLL	Resultado 2016 IRPJ/CSLL	Resultado 2015 IRPJ/CSLL	Patrimônio Líquido 31/12/2016 IRPJ/CSLL	Patrimônio Líquido 31/12/2015 IRPJ/CSLL
Prejuízos Fiscais			133			(133)	(3.365)		
Base Negativa da Contribuição Social			48			(48)	(1.211)		
		-	**181**	**-**	**-**	**(181)**	**(4.576)**	**-**	**-**
Diferenças Temporárias									
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		41.448	33.295			8.153	(958)		
Benefício pós-emprego		263				263			
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas		59.957	61.280			(1.323)	6.793		
Ativos e passivos financeiros setoriais	9.2.1.1	138.591			160.098	298.689	(40.412)		
PIS e COFINS sobre ativos e passivos financeiros setoriais	9.2.1.1	(12.856)			(14.178)	(27.034)	3.620		
Consumidores - ajuste a valor presente		1.353	981			372	(1.864)		
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01 (R1)				53.742	45.221	(8.521)	(34.916)		
Benefícios pós-emprego - PSAP	9.2.1.2	(23.720)	(8.359)			(15.361)	(15.037)		
Benefício pós-emprego - Resultados abrangentes		23.720	8.359					15.361	5.654
Outras		4.363	1.007		1.187	4.543	(99)		
Total diferenças temporárias		**233.119**	**96.563**	**53.742**	**192.328**	**259.781**	**(82.873)**	**15.361**	**5.654**
Crédito fiscal do ágio incorporado	9.2.1.3	65.540	71.584			(6.044)	(6.103)		
Total bruto		**298.659**	**168.328**	**53.742**	**192.328**	**253.556**	**(93.552)**	**15.361**	**5.654**
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos		(53.742)	(168.328)	(53.742)	(168.328)				
Total		**244.917**	**-**	**-**	**24.000**				

9.2.1.1 Ativos e passivos financeiros setoriais e PIS e COFINS

A variação no exercício refere-se, substancialmente, à realização dos tributos diferidos sobre os ativos e passivos financeiros setoriais decorrente da amortização da CVA e dos componentes financeiros do IRT 2015, como também da constituição de novos montantes constantes no IRT 2016 (Nota 7.1).

9.2.1.2 Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP

O crédito fiscal advindo da Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP, refere-se à parcela de benefícios excedente aos ativos relativos aos planos previdenciários do tipo Benefício definido, cuja provisão, em 31 de dezembro de 2001, foi efetuada em contrapartida ao Patrimônio líquido, dedutível por ocasião dos pagamentos mensais, com expectativa de finalização no exercício de 2028 (Nota 18.1.1.9).

9.2.1.3 Crédito fiscal do ágio incorporado

O crédito fiscal do ágio é proveniente da incorporação, ocorrida no exercício de 2002, da parcela cindida da anterior controladora Enerpaulo - Energia Paulista Ltda., quando a mesma, na aquisição de ações da EDP Bandeirante, contabilizou ágio pago, de acordo com as instruções CVM nºs 319/99 e 349/99 e conforme determinação da ANEEL. Está sendo amortizado pela curva entre a expectativa de rentabilidade da exploração e o prazo de concessão da Companhia, o que resulta em realização anual média do crédito fiscal de R$5.958 até o ano de 2027 (Nota 13.2.1.2).

9.2.2 Resultados tributáveis futuros

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

A Administração da Companhia elaborou a projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente, demonstrando a capacidade de realização desses créditos tributários nos exercícios indicados, a qual é aprovada pelo Conselho da Administração. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, a Companhia estima recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

2017	2018	2019	2020	2021	2022 a 2024	A partir de 2025	Total
61.273	61.295	60.219	40.150	40.067	18.215	17.440	298.659

10 Partes relacionadas

Além dos valores de dividendos a pagar para sua Controladora (Nota 15), os demais saldos de ativos e passivos, bem como as transações da Companhia com sua Controladora, profissionais chave da Administração e outras partes relacionadas, que influenciaram o resultado do exercício, são apresentados como segue:

	Relacionamento	Preço praticado (R$/MWh)	Duração	Ativo Circulante 31/12/2016	Ativo Circulante 31/12/2015	Ativo Não circulante 31/12/2016	Ativo Não circulante 31/12/2015	Passivo Circulante 31/12/2016	Passivo Circulante 31/12/2015	Passivo Não circulante 31/12/2016	Passivo Não circulante 31/12/2015	Receitas (Despesas) Operacionais 31/12/2016	Receitas (Despesas) Operacionais 31/12/2015	Receitas (Despesas) Financeiras 31/12/2016	Receitas (Despesas) Financeiras 31/12/2015
Consumidores e concessionárias															
Ressarcimento por insuficiência de geração															
Porto do Pecém	Controle Comum		01/12/2012 a 31/12/2026	1.592	2.620	2.164	4.688					(1.318)	(3.626)		
				1.592	**2.620**	**2.164**	**4.688**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1.318)**	**(3.626)**	**-**	**-**
Outros créditos															
Devolução - Prêmio de seguro															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		31/12/2016			1.527						1.054		473	
				-	**-**	**1.527**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.054**	**-**	**473**	**-**
Fornecedores															
Suprimento de energia elétrica															
Enerpeixe	Controle Comum	219,29	01/10/2003 a 31/01/2016						21.831			(17.784)	(177.987)		
Enerpeixe	Controle Comum	209,05	01/10/2003 a 31/01/2016						7.761			(6.322)	(66.922)		
Porto do Pecém	Controle Comum	Custo fixo(*) + Custo variável	01/01/2012 a 31/12/2026					5.539	4.937			(43.271)	(37.583)		
Energest	Controle Comum	199,91	01/01/2008 a 31/12/2037					28	26			(252)	(208)		
Investco	Controle Comum	160,55	01/08/2002 a 15/12/2032					169	152			(1.961)	(1.798)		
Investco	Controle Comum	160,55	01/08/2005 a 15/12/2032					5	4			(61)	(38)		
Lajeado	Controle Comum	198,18	01/01/2008 a 31/12/2037					2	2			(21)	(18)		
Lajeado	Controle Comum	199,91	01/01/2009 a 31/12/2038					8	8			(99)	(82)		
Lajeado	Controle Comum	186,15	01/01/2009 a 31/12/2038					37	32			(323)	(268)		
Santa Fé	Controle Comum	212,18	01/01/2009 a 31/12/2038					59	54			(523)	(433)		
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/01/2014 a 31/12/2015										(24)		
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/01/2015 a 30/06/2015										(6.768)		
ECE Participações	Controle Comum	142,21	01/01/2015 a 31/12/2044					828	753			(7.351)	(6.085)		
Uso do sistema de transmissão															
Investco	Controle Comum		01/08/2005 a 15/12/2032					17	16			(206)			
Ressarcimento por insuficiência de geração															
Porto do Pecém	Controle Comum		01/12/2012 a 31/12/2026						5.267				(2.840)		
				-	**-**	**-**	**-**	**6.692**	**40.843**	**-**	**-**	**(78.174)**	**(301.054)**	**-**	**-**
Outras contas a pagar															
Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos (a)			01/07/2012 até emissão de nova Resolução da ANEEL			10				149	113	(2.138)	(1.631)		
EDP - Energias do Brasil	Controladora														
EDP GRID	Controle Comum					18							18		
Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura (b)															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		29/07/2015 a 29/07/2019							264	350	(3.316)	(1.525)		
Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1)															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		15/06/2016 a 15/06/2021							38		(38)			
Prestação de Serviços de Eficiência Energética															
EDP GRID	Controle Comum		01/01/2014 a 31/12/2017					86	502			(1.456)	(897)		
				-	**-**	**-**	**28**	**86**	**502**	**451**	**463**	**(6.948)**	**(4.035)**	**-**	**-**
				1.592	**2.620**	**3.691**	**4.716**	**6.778**	**41.345**	**451**	**463**	**(85.386)**	**(308.715)**	**473**	**-**

(*) O custo fixo é de R$2.088 por mês.

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

a) Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos: A partir de 1º de janeiro de 2011, a EDP - Energias do Brasil S.A., controladora da Companhia, é responsável pela contratação dos Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos que contemplam as atividades das áreas corporativas.

A distribuição dos gastos de salários e encargos dos gestores corporativos e colaboradores da *holding*, que formulam políticas e diretrizes a serem seguidas pelas empresas do grupo econômico, e sua apropriação são efetuadas em função das atividades realizadas para cada contraparte, por meio do controle de alocação de horas trabalhadas (*timesheet*).

Os Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos foram anuídos por meio do Despacho ANEEL nº 205, de 25 de janeiro de 2013. O tema Compartilhamento de Recursos Humanos já foi objeto de estudos na Audiência Pública nº 041/12, na Consulta Pública nº 12/13 e na Audiência Pública nº 072/14, cujo período de contribuições encerrou-se em 23 de fevereiro de 2015. Como resultado da Audiência Pública nº 072/14, em 26 de janeiro de 2016 foi emitida a Resolução Normativa ANEEL nº 699. A partir dessa norma, a EDP - Energias do Brasil e suas controladas deram entrada, em 2 de maio de 2016, ao pedido de anuência prévia para novo modelo de compartilhamento de recursos humanos, que seguirá o critério regulatório aprovado. O novo critério alocará os gastos com pessoal de maneira proporcional ao ativo imobilizado bruto (AIB), ponderada por um fator definido para cada segmento (transmissão, distribuição e geração) e excluídos os gastos da *holding* e da comercializadora, que serão compartilhados de forma antecipada.

A ANEEL, por meio do Despacho nº 3.278 publicado em 23 de dezembro de 2016, anuiu na forma da minuta apresentada, o pleito da EDP - Energias do Brasil para a celebração de contrato de compartilhamento de recursos humanos com as partes relacionadas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado, Santa Fé, EDP PCH e Porto do Pecém.

A partir desta anuência, a EDP - Energias do Brasil e suas controladas terão 180 dias para implementar o novo modelo de compartilhamento de recursos humanos utilizando o novo critério. Desta forma, para o encerramento destas demonstrações financeiras, permanecem válidos os atuais contratos de compartilhamento de atividades e alocação de gastos.

b) Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura: Este contrato tem por objeto a distribuição dos gastos com locação de imóveis, gastos condominiais e gastos de telecomunicações. Em 16 de janeiro de 2015 o Grupo EDP - Energias do Brasil solicitou à ANEEL anuência para firmar o "Contrato de Cessão de Espaço e Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura" nas localidades: (i) Sede em São Paulo - SP, tendo como Contratada a EDP - Energias do Brasil e Contratantes a EDP Escelsa, EDP Bandeirante e Energest; e (ii) Centro Operativo em Carapina - ES, tendo como Contratada a EDP Escelsa e Contratantes a Energest, EnerPrev, Santa Fé, EDP GRID, Cachoeira Caldeirão, ECE Participações e Investco.

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

Os percentuais de rateio devem ser revistos anualmente e, em caso de alterações, os termos aditivos devem ser submetidos à anuência prévia da ANEEL. Considerando a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 699/16, que revogou a Resolução Normativa nº 334/08, este contrato poderá sofrer alterações quando da sua renovação contratual.

As operações realizadas com as contrapartes informadas como compartilhamento de gastos e infraestrutura com partes relacionadas ocorreram no curso normal dos negócios, sem acréscimo de qualquer margem de lucro.

10.1 Controladora direta

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

10.2 Remuneração dos administradores

10.2.1 Opções de ações outorgadas da controladora

Em maio de 2016, a controladora EDP - Energias do Brasil instituiu plano de remuneração baseado em ações, o qual concede outorga futura de suas ações aos seus beneficiários. Dentre os mesmos, encontram-se gestores e diretores estatutários e não estatutários da Companhia, sendo estimado no resultado de 2016 da Companhia o montante de R$38 a ser reembolsado para a controladora no momento da outorga. A outorga das ações serão concedidas quando do cumprimento de determinadas condicionantes no prazo estimado de 3 ou 5 anos a partir do início do plano.

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

	2016 Diretoria Estatutária	2016 Conselho da Administração	2016 Total	2015 Diretoria Estatutária	2015 Conselho da Administração	2015 Total
Remuneração (a)	1.553.654	34.848	1.588.502	1.621.513	34.848	1.656.361
Benefícios de curto prazo (b)	86.731		86.731	55.451	1.577	57.028
Benefícios - Previdência Privada	173.289		173.289	75.441		75.441
Total	**1.813.674**	**34.848**	**1.848.522**	**1.752.405**	**36.425**	**1.788.830**

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

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

Em relação à Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1), o montante relativo à diretores estatutários da Companhia, estimado no resultado de 2016, é de R$26.027. Os montantes estimados apenas serão considerados como remuneração da diretoria estatúria neste quadro quando da efetiva outorga das ações da controladora.

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

	2016 Conselho de Administração	2016 Diretoria Estatutária	2015 Conselho de Administração	2015 Diretoria Estatutária
Número de membros	1,00	3,00	1,00	2,58
Valor da maior remuneração individual	34.848	684.006	36.425	789.842
Valor da menor remuneração individual	34.848	507.793	36.425	554.137
Valor médio da remuneração individual	34.848	604.558	36.425	679.227

11 Cauções e depósitos vinculados

	Nota	Circulante 31/12/2016	Circulante 31/12/2015	Não circulante 31/12/2016	Não circulante 31/12/2015
Depósitos judiciais	20			74.695	69.005
Cauções e depósitos vinculados		279	134	793	287
Total		**279**	**134**	**75.488**	**69.292**

12 Outros créditos - Ativo e Outras contas a pagar - Passivo

	Nota	Circulante 31/12/2016	Circulante 31/12/2015	Não circulante 31/12/2016	Não circulante 31/12/2015
Outros créditos - Ativo					
Adiantamentos		6.732	6.736		
Descontos tarifários	12.1	13.932	28.333		
Modicidade tarifária - baixa renda	12.2			8.055	8.055
Bens destinados à alienação		933	2.917		
Serviços em curso		583	473		
Serviços prestados a terceiros		15.395	14.752	2.036	3.532
Ressarcimento de custos - CDE	19	10.581			
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10			1.527	28
Estoques	12.3	3.667	4.427		
Outros		942	1.887	2	
Total		**52.765**	**59.525**	**11.620**	**11.615**
Outras contas a pagar - Passivo					
Adiantamentos recebidos - alienação de bens e direitos		2.255	1.891		
Contribuição de iluminação pública	12.4	9.807	12.509		
Credores diversos - consumidores e concessionárias		16.367	13.956		
Folha de pagamento		2.128	154		
Modicidade tarifária - baixa renda	12.2	551	576	9.810	9.809
Cessão de créditos de ICMS		1.230	1.964		
Arrecadação de terceiros a repassar		1.920	1.818		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10	86	502	451	463
Obrigações sociais e trabalhistas	12.5	27.318	32.063		
Reserva para reversão e amortização	12.6			17.248	17.248
Outros		10.111	9.831		
Total		**71.773**	**75.264**	**27.509**	**27.520**

12.1 Descontos tarifários

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

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

A ANEEL homologou os valores a serem repassados da Eletrobras para a Companhia, por meio das seguintes Resoluções Homologatórias:

Resolução Homologatória	Competências	Valor mensal
ANEEL nº 1.809/14	Out/14 a Fev/15	5.004
ANEEL nº 1.858/15	Mar/2015 a Set/15	5.556
ANEEL nº 1.973/15	Out/2015 a Set/16	4.921
ANEEL nº 2.158/16	Out/2016 a Set/17	5.526

Em decorrência do não repasse pela Eletrobrás, a Companhia promoveu em 18 de dezembro de 2014 ação ordinária contra a Eletrobrás, com pedido de antecipação de tutela, em trâmite perante à 3ª Vara Cível de Brasília, visando o recebimento dos valores devidos pela Eletrobrás, por meio do mecanismo da subvenção econômica e, subsidiariamente, a compensação entre os créditos a receber da Eletrobrás com as obrigações mensais a recolher da Companhia referente à CDE (Nota 19.1). O valor pendente de recebimento da Eletrobrás, até a data do protocolo da ação, era de R$23.099.

Em 9 de janeiro de 2015, o pedido de liminar foi parcialmente deferido, autorizando somente a compensação entre créditos e débitos a partir da data do ajuizamento da ação. Com a liminar, a Companhia passou a compensar mensalmente os débitos e créditos da CDE.

Em 29 de julho de 2015 foi proferida sentença confirmando os termos da liminar e determinando que a Eletrobrás pagasse às autoras os valores vencidos e não repassados até a data da propositura da ação, bem como aqueles que vencerão no curso do processo, devidos à título de CDE e homologados pela ANEEL.

A Eletrobras recorreu contra decisão e, em 26 de fevereiro de 2016, o Tribunal de Justiça do Distrito Federal - TJDF negou provimento ao recurso que, novamente, foi objeto de recurso por parte da Eletrobras no Superior Tribunal de Justiça - STJ. Novamente não houve provimento do recurso da Eletrobras pelo STJ e a ação transitou em julgado em 23 de setembro de 2016.

A Eletrobras efetuou pagamentos no decorrer do exercício de 2016 para a Companhia sendo os valores envolvidos nestes pagamentos utilizados para quitação da dívida existente anterior a liminar.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Saldo em 31/12/2015	Descontos tarifários	Ressarcimento Eletrobras	Compensação Eletrobras	Saldo em 31/12/2016
Subsídio Baixa Renda	4.481	20.588		(21.854)	3.215
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/2004	8.997	26.306	(6.449)	(24.480)	4.374
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/2004	450	829	(93)	(495)	691
Subsídio Rural	4.296	11.422	(3.190)	(10.469)	2.059
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 207/2006	8	(172)	(15)	(15)	(194)
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/2011	7.081	18.182	(5.608)	(17.930)	1.725
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	3.020	7.122	(2.330)	(5.750)	2.062
	28.333	**84.277**	**(17.685)**	**(80.993)**	**13.932**

12.2 Modicidade tarifária - baixa renda
Atendendo ao Termo de Notificação nº 1.091/05, pelo qual a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, determinou a correção de critérios de cadastramento dos equipamentos de medição instalados em unidades consumidoras residenciais, alterando de bifásicas para monofásicas com efeito retroativo ao ano de 2002, a Companhia, nos períodos de 2008 e 2010, efetuou a revisão dos faturamentos na condição de residencial Baixa Renda, referente a valores a devolver aos consumidores faturados originalmente sem o respectivo desconto da tarifa social.
A restituição aos consumidores passou a ser efetuada a partir do faturamento de março de 2009, tendo sido restituído até 31 de dezembro de 2016 o montante de R$19.394 (R$19.370 em 31 de dezembro de 2015). O saldo a restituir aos consumidores em 31 de dezembro de 2016, de unidades consumidoras ativas e inativas, é de R$10.361 (R$10.385 em 31 de dezembro de 2015).
Como as restituições são realizadas mediante compensação nos faturamentos mensais, para os casos de unidades consumidoras inativas, são exigidas medidas da Companhia com vistas a identificar a nova localização do cliente para efetuar a devolução.
Adicionalmente, a regulamentação prevê o direito da Companhia em reaver esses ressarcimentos aos consumidores, a título de subvenção econômica, líquidos dos referidos impostos e deduções previstas.
A Companhia possui um saldo a receber em 31 de dezembro de 2016 de R$8.055 (R$8.055 em 31 de dezembro de 2015), que se realizará à medida em que as devoluções aos consumidores forem efetuadas bem como validadas pela ARSESP e homologadas pela ANEEL.

12.3 Estoques
Os estoques estão demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, deduzidos de eventual perda no valor recuperável. O método de avaliação dos estoques é efetuado com base na média ponderada móvel.
O saldo de estoques refere-se aos materiais utilizados na operação e manutenção da prestação dos serviços. Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão, estão classificados no Intangível.

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

12.5 Obrigações sociais e trabalhistas
Referem-se aos montantes de provisão de férias e respectivos INSS e FGTS e participação nos lucros e resultados.

12.6 Reserva para reversão e amortização
Refere-se a recursos derivados da Reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do Serviço Público de Energia Elétrica - SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do SPEE. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do Poder Concedente.

13 Ativo financeiro indenizável e Intangível
O CPC emitiu em 2009 com alterações posteriores, a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. Esta interpretação foi aprovada pela Deliberação CVM nº 677/11.
A ICPC 01 (R1) é aplicável aos contratos de concessão público-privado nos quais a entidade pública controla ou regula os serviços prestados, com qual infraestrutura, a que preço e para quem deve ser prestado o serviço e, além disso, detém a titularidade dessa infraestrutura. Desta forma, esta interpretação é aplicável ao Contrato de Concessão da Companhia.
De acordo com a ICPC 01 (R1), os ativos da infraestrutura enquadrados nesta interpretação não podem ser reconhecidos como ativo imobilizado uma vez que se considera que o concessionário não controla os ativos subjacentes, sendo reconhecidos de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido junto ao concedente, que são o modelo do ativo financeiro, do ativo intangível e o bifurcado.

• Modelo do ativo financeiro
Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.
• Modelo do ativo intangível
Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização da infraestrutura pelos usuários por meio da prestação de serviço.
• Modelo bifurcado
Este modelo aplica-se quando a concessão inclui, simultaneamente, compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão, cobrados dos usuários.
Como a Companhia é remunerada: (i) pelo Poder Concedente, no tocante ao valor residual da infraestrutura ao final do contrato de concessão; e (ii) pelos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, então, aplica-se o modelo bifurcado.
Devido a implementação da ICPC 01 (R1), os ativos de infraestrutura de distribuição foram bifurcados da seguinte forma: (i) Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1) - composto pela parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato de concessão, e que serão objeto de indenização pelo Poder Concedente; e (ii) Intangível (Nota 13.2) - compreendendo o direito ao uso, durante o período da concessão, da infraestrutura construída ou adquirida pela Companhia e, consequentemente, ao direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de fornecimento de energia elétrica ao longo do contrato de concessão.
De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/57, os ativos de infraestrutura utilizados na distribuição são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.
A Resolução ANEEL nº 691/15, regulamenta a desvinculação dos ativos vinculados à concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à doação de interesse social ou alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na concessão.

13.1 Ativo financeiro indenizável
A Companhia apresenta saldo no ativo não circulante referente a crédito a receber do Poder Concedente ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estes ativos financeiros são avaliados a valor justo com base no Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos vinculados à concessão, revisado a cada quatro anos por meio do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR, conforme estabelecido no Contrato de concessão.
O Ativo financeiro indenizável é ajustado: (i) por atualização do IPCA de acordo com a Resolução Normativa nº 686 de 23 de novembro de 2015; e (ii) por adições e baixas de valores itens da infraestrutura conforme regulamentação da ANEEL.
Estes ativos serão reversíveis ao Poder Concedente no final da concessão e os efeitos da mensuração a valor justo são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.
Nesse sentido, a avaliação é validada mediante fiscalização da ANEEL e ocorre a partir de inspeções em campo da infraestrutura da concessão, seguindo metodologia e critérios de avaliação de bens, considerados elegíveis, das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, com o objetivo restabelecer o nível eficiente dos custos operacionais e da base de remuneração regulatória das concessionárias.
A movimentação no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2015	Transferência do ativo intangível	Valor justo	Baixas	Saldo em 31/12/2016
Ativo financeiro indenizável	520.649	86.775	25.060	(6.346)	626.138
	520.649	**86.775**	**25.060**	**(6.346)**	**626.138**

13.2 Intangível
Os ativos intangíveis estão mensurados pelo custo total de aquisição/construção deduzidos da amortização acumulada. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil dos ativos, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.
Em função do disposto nas Instruções Contábeis do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e na Deliberação CVM nº 672/11, que aprova o pronunciamento técnico CPC 20 (R1), os encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no intangível em curso, estão registrados neste subgrupo como custo das respectivas obras. A taxa média mensal aplicada no exercício para determinar o montante dos encargos financeiros passíveis de capitalização foi de 1,7629%, que representa a taxa efetiva do empréstimo conforme regras previstas do PRORET submódulo 2.4. e Resolução Normativa ANEEL nº 648/2015.

13.2.1 Composição do intangível

	Nota	31/12/2016 Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	31/12/2015 Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de concessão - Infraestrutura	13.2.1.1								
Em serviço		4,09	2.200.217	(1.390.509)	809.708	4,15	2.143.421	(1.351.534)	791.887
Em curso			150.543		150.543		111.999		111.999
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na Incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	4,00	460.584	(267.820)	192.764	4,00	460.584	(250.042)	210.542
(-) Provisão para manutenção de dividendos		4,00	(460.584)	267.820	(192.764)	4,00	(460.584)	250.042	(210.542)
			2.350.760	**(1.390.509)**	**960.251**		**2.255.420**	**(1.351.534)**	**903.886**

13.2.1.1 Direitos de Concessão - Infraestrutura
Referem-se ao direito da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estão registrados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.
A amortização é registrada com base na vida útil estimada de cada bem, limitada ao prazo final da concessão. As taxas de amortização utilizadas são as determinadas pela ANEEL, responsável por estabelecer a vida útil dos ativos de distribuição do setor elétrico, e estão previstas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.

13.2.1.2 Ágio - Incorporação de sociedade controladora
Refere-se à parcela cindida do ágio incorporado decorrente da aquisição de ações, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/99 e ICPC 09 e, conforme determinação da ANEEL, está sendo realizado pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão da Companhia. Consequentemente ao registro, foi reconhecido um crédito fiscal (Nota 9.2.1.3).

13.2.2 Movimentação do intangível

	Valor líquido 31/12/2015	Ingressos	Juros capitalizados	Transferência para intangível em serviço	Transferência para ativo financeiro indenizável	Amortizações	Baixas	Reclassificação	Valor líquido 31/12/2016
Intangível em serviço									
Direito de concessão - Infraestrutura	791.887			206.849	(86.775)	(87.980)	(14.273)		809.708
Total do Intangível em serviço	**791.887**	**-**	**-**	**206.849**	**(86.775)**	**(87.980)**	**(14.273)**	**-**	**809.708**
Intangível em curso									
Direito de concessão - Infraestrutura	111.999	243.198	3.150	(206.849)			(937)	(18)	150.543
Total do Intangível em curso	111.999	243.198	3.150	(206.849)	-	-	(937)	(18)	150.543
Total Intangível	**903.886**	**243.198**	**3.150**	**-**	**(86.775)**	**(87.980)**	**(15.210)**	**(18)**	**960.251**

A Companhia procede a testes de redução ao valor recuperável, para os ativos de infraestrutura da concessão, anualmente ou sempre que eventos ou circunstâncias indiquem que o valor contábil excede o valor recuperável, sendo a diferença, caso exista, reconhecida no Resultado.
Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016 não houve indicação, seja por meio de fontes externas de informação ou fontes internas, de que algum ativo tenha sofrido desvalorização. Dessa forma, no exercício citado, a Administração julga que o valor contábil líquido registrado dos ativos é recuperável e, portanto, não houve necessidade de registro de provisão para redução ao valor recuperável.

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

	31/12/2016	31/12/2015
Direito de concessão - Infraestrutura		
Edificações, obras civis e benfeitorias	15.895	13.552
Máquinas e equipamentos	431.828	421.140
Veículos	16.870	14.947
Móveis e utensílios	2.667	2.588
Outros	135.341	133.313
Total	**602.601**	**585.540**

Os itens totalmente depreciados são deduzidos da BRR, ou seja, no momento da apuração dos valores relativos à infraestrutura que irão compor a tarifa de energia a ser cobrada dos consumidores, é considerado o total do ativo bruto em serviço deduzidos dos bens totalmente depreciados.

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

BRR Homologada em 20 de outubro de 2015	1.667.444
BAR Homologada em 20 de outubro de 2015	75.105
Movimentações de base	(116.448)
Investimento Incremental	292.196
Bases Regulatórias em 31 de dezembro de 2016	**1.918.297**
Ativo financeiro indenizável	626.138
Intangível em serviço	809.708
Total do Balanço patrimonial	**1.435.846**
VNR do Intangível não registrado	**482.451**

O montante de R$482.451 não registrado no Balanço patrimonial é decorrente do fato da ANEEL avaliar os ativos a VNR e o saldo apresentado nas demonstrações financeiras estar mensurado pelo custo de aquisição/construção, deduzido de amortização acumulada.

14 Fornecedores

	Nota	Circulante 31/12/2016	31/12/2015
Suprimento de energia elétrica	14.1	219.189	328.132
Energia livre	14.2	49.534	43.421
Encargos de uso da rede elétrica		24.815	24.820
Operações CCEE	14.3	15.141	33.457
Materiais e serviços		64.470	55.777
Total		**373.149**	**485.607**

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

14.1 Suprimento de energia elétrica
A redução nos valores a pagar referentes a Suprimento de energia elétrica em 31 de dezembro de 2016 decorre, principalmente: (i) da substituição de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR por contratos mais baratos na modalidade de cotas; (ii) da diminuição do despacho termoelétrico pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, que diminui o pagamento da parcela variável destes contratos relacionados a produção de energia; e (iii) da redução do preço da energia adquirida de Itaipu influenciado pela taxa cambial do dólar que passou de R$3,90 em 31 de dezembro de 2015 para R$3,26 em 31 de dezembro de 2016.

14.2 Energia livre
A Energia livre refere-se a valores a pagar a geradoras de energia elétrica referente as perdas ocorridas no período de racionamento de energia entre junho de 2001 a fevereiro de 2002, no qual ocorreu a comercialização de energia elétrica que não estava contratada. A Companhia passou a efetuar a restituição aos geradores a partir de fevereiro de 2003, com base nas regulamentações existentes à época.
A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 387/09, alterou a metodologia de amortização dos saldos de Perda de Receita e Energia Livre passando a iniciar concomitantemente a partir de janeiro de 2002, limitada ao prazo máximo definido na Resolução ANEEL nº 1/04.
No Despacho ANEEL nº 2.517/10, foi divulgado o valor a ser liquidado entre os agentes de distribuição e geração, atualizados pela taxa SELIC mensal. Tal liquidação deveria ter ocorrido até 30 de setembro de 2010. Com o objetivo de suspender o referido ato, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, representando as distribuidoras do país, dentre elas a Companhia, impetrou Mandado de Segurança (Processo nº 91.2010.4.01.3400 - 15ª Vara Federal do Distrito Federal) com pedido de liminar que foi concedido.
Em 9 de maio de 2013, porém, foi proferida sentença julgando extinto o feito, sem resolução de mérito, pela inadequação da via eleita (Mandado de Segurança). Entretanto, os pagamentos por parte da Companhia permanecem suspensos, tendo em vista a interposição de recurso de apelação contra a referida sentença, à qual foi atribuída efeito suspensivo (suspensos, portanto, os efeitos da sentença desfavorável às distribuidoras).
Por oportuno, importante salientar que as distribuidoras, paralelamente, ajuizaram ação ordinária com o mesmo objetivo do Mandado de Segurança, porém tal demanda também foi extinta, sob o argumento de que já havia outro feito com as mesmas partes, mesmo pedido e mesmos fundamentos de fato e de direito (litispendência). Em face de tal decisão, também foi interposto recurso de Apelação ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, o qual pende de julgamento.
O passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC, tendo sido registrado no exercício de 2016 o valor de R$6.113 (R$5.083 em 2015) em contrapartida a despesa financeira (Nota 24).

14.3 Operações CCEE
O saldo refere-se às transações de energia comercializada e encargos no âmbito da CCEE.

15 Dividendos
Os dividendos e os Juros sobre o capital próprio (JSCP) são reconhecidos como passivo nas seguintes ocasiões: (i) JSCP imputados aos dividendos: quando aprovados pelo Conselho de Administração; (ii) dividendos mínimos obrigatórios: quando do encerramento do exercício, conforme previsto no estatuto social da Companhia, eventualmente deduzidos do JSCP já declarados no exercício; (iii) dividendos adicionais: quando da sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária (AGO); e (iv) dividendos intermediários e de exercícios anteriores: quando da aprovação pelo Conselho de Administração ou Assembleia Geral.
Os créditos de juros sobre o capital próprio são inicialmente registrados em despesas financeiras para fins fiscais e, concomitantemente, revertidos dessa mesma rubrica em contrapartida ao patrimônio líquido. A redução dos tributos por eles gerados é reconhecida no resultado do exercício quando do seu crédito.
Foi aprovada em AGO, realizada em 13 de abril de 2016, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 com a destinação de JSCP no valor bruto de R$63.296, sendo R$53.801 líquido de Imposto de renda, e dividendos no valor de R$185.573. Deste montante, já haviam sido contabilizados em 31 de dezembro de 2015 o valor de R$71.712, sendo R$62.217 líquido de Imposto de renda, de modo que a diferença de R$177.157 foi complementada na referida data como dividendos adicionais. Os dividendos foram pagos da seguinte forma: R$70.000 em 29 de abril de 2016, R$50.000 em 5 de maio de 2016 e R$119.374 em 27 de junho de 2016.
Em 15 de dezembro de 2016, o Conselho de Administração da Companhia deliberou o crédito de JSCP no montante bruto de R$65.750, sendo R$55.888 líquido de Imposto de renda, imputáveis aos dividendos a serem distribuídos pela Companhia em data de pagamento a ser deliberada.
Segue abaixo a movimentação do saldo de dividendos no exercício:

Passivo	31/12/2015	Dividendos adicionais	JSCP	Pagamentos	31/12/2016
EDP - Energias do Brasil	62.217	177.157	55.888	(239.374)	55.888
	62.217	**177.157**	**55.888**	**(239.374)**	**55.888**

16 Debêntures

16.1 Composição do saldo de Debêntures

Agente fiduciário	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor nominal unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	31/12/2016 Encargos Circulante	Principal Circulante	Principal Não circulante	Principal Total	31/12/2015 Encargos Circulante	Principal Circulante	Principal Não circulante	Principal Total
SLW Corretora de Valores e Câmbio Ltda.	Instrução CVM nº 400/03	39.000	10	390.000	4ª emissão em 01/07/2010	01/07/2010 a 01/07/2016	Recomposição de caixa ao pagamento de dívidas e ao financiamento de capital de giro.	CDI + 1,50% a.a.	Principal anual e juros semestral				-	7.393	156.000		163.393
(-) Custos de emissão				(2.676)		01/07/2010 a 01/07/2016			Amortização mensal				-		(54)		(54)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	300	1.000	300.000	5ª emissão em 30/04/2014	30/04/2014 a 30/04/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	CDI + 1,39% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2017 e juros semestral	101	72.000	108.000	180.101	11.943		300.000	311.943
(-) Custos de emissão				(2.413)		01/07/2010 a 01/07/2016			Amortização mensal			(806)	(806)			(1.410)	(1.410)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Instrução CVM nº 476/09	10.000	10	100.000	6ª emissão em 05/02/2016	05/02/2016 a 05/02/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 2,30% a.a.	Principal semestral a partir de 05/02/2018 e juros semestral	6.341		100.000	106.341				-
(-) Custos de emissão				(1.217)		01/07/2010 a 01/07/2016			Amortização mensal			(847)	(847)				-
Total										**6.442**	**72.000**	**206.347**	**284.789**	**19.336**	**155.946**	**298.590**	**473.872**

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

16.2 Movimentação das debêntures no exercício

	Saldo em 31/12/2015	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Amortização do custo de transação	Saldo em 31/12/2016
Circulante							
Principal	156.000		(276.000)		192.000		72.000
Juros	19.336		(78.158)	65.264			6.442
Custo de transação	(54)				(974)	1.028	-
	175.282	**-**	**(354.158)**	**65.264**	**191.026**	**1.028**	**78.442**
Não circulante							
Principal	300.000	100.000			(192.000)		208.000
Custo de transação	(1.410)	(1.217)			974		(1.653)
	298.590	**98.783**	**-**	**-**	**(191.026)**	**-**	**206.347**

16.3 Vencimento das parcelas

	Vencimento
Circulante	
2017	78.442
	78.442
Não circulante	
2018	110.530
2019	75.824
2020	19.993
	206.347
Total	**284.789**

As emissões de Debêntures feitas pela Companhia não são conversíveis em ações e foram emitidas de acordo com a Instrução CVM nº 476/09, ou seja, refere-se a oferta pública distribuída com esforços restritos.
As principais cláusulas prevendo a rescisão, nos contratos vigentes, estão descritas abaixo:
• Para todas as emissões:
(i) decretação de falência da Emissora, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou autofalência formulado pela Emissora;
(ii) se a Emissora propuser plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente;
(iii) perda da concessão para distribuição de energia elétrica; e
(iv) descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Bruta/EBITDA Ajustado, não superior a 3,5 na data de apuração, que é 31 de dezembro de cada ano.
• Específicas para a 5ª emissão:
(i) descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação pecuniária referente ao principal e/ou à Remuneração das Debêntures, não sanada em 5 dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de notificação para pagamento enviada pelo Agente Fiduciário;
(ii) protesto cambiário contra a Emissora que não tenha sido contestado de má fé em valor individual igual ou superior a R$75.000 e/ou não sanado em 30 dias, contados da sua intimação; e
(iii) recebimento de notificação, pela Emissora, de sentença final transitada em julgado de natureza condenatória em ação judicial cujo valor, individualmente, seja superior a R$75.000, desde que tal sentença possa colocar em risco o fiel cumprimento das obrigações assumidas pela Emissora.
• Específicas para a 6ª emissão:
(i) celebrar contratos de mútuos pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas de, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades, em valor individual ou agregado superior a R$100.000;
(ii) protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual ou global ultrapasse R$75.000, salvo se no prazo de 10 dias contados do conhecimento pela Emissora de referido protesto a Emissora tiver tomado medidas cabíveis para: (a) comprovar que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro ou era ilegítimo; (b) que o protesto seja cancelado; ou ainda (c) que o protesto tenha a sua exigibilidade suspensa por sentença judicial;
(iii) alteração do controle acionário direto da Emissora (conforme definição de controle no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações), exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelos Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação;
(iv) descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação referente ao principal e/ou à Remuneração das Debêntures, não sanada em 2 dias úteis contados da data do inadimplemento;
(v) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente elidido pela Emissora no prazo legal;
(vi) transformação da Emissora em sociedade limitada; e
(vii) distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que a Emissora estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão, no Contrato de Distribuição e/ou nos demais documentos da Oferta.
Em 31 de dezembro de 2016 a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas previstas nos contratos de debêntures.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

17 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

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

	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	*Covenants*	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2016 Encargos Circulante	31/12/2016 Principal Circulante	31/12/2016 Principal Não circulante	31/12/2016 Total	31/12/2015 Encargos Circulante	31/12/2015 Encargos Não circulante	31/12/2015 Principal Circulante	31/12/2015 Principal Não circulante	31/12/2015 Total
Moeda nacional																		
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	150.000	29/05/2015	150.000	29/05/2015 a 29/05/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,19% a.a.	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	1.953		150.000	151.953	1.636			150.000	151.636
(-) Custo de transação		28/12/2014	(434)	28/12/2014 a 16/12/2024								(318)	(318)				(422)	(422)
Eletrobras Reluz - ECF 2779/09	3.517	18/03/2010	2.651	30/08/2012 a 30/07/2017	Programa Reluz - Município de Guaratinguetá/SP		5% a.a. + 1,5% a.a . (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	23	320		343	23	548		320	891
Eletrobras Reluz - ECF 2800/09	3.392	27/05/2010	2.506	30/07/2012 a 30/07/2017	Programa Reluz - Município de Mogi das Cruzes/SP		5% a.a. + 1,5% a.a. (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	24	306		330	24	525		306	855
Eletrobras LPT - ECFS 019/04	11.523	28/05/2004	9.342	30/08/2006 a 30/07/2016	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1% a.a. (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.				-		621			621
Eletrobras LPT - ECFS 184/07	12.359	25/06/2007	11.015	30/11/2009 a 30/10/2019	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1% a.a. (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.		1.204	2.518	3.722		1.314		3.722	5.036
BNDES - BB/CALC	200.369	29/01/2009	141.271	17/02/2010 a 17/06/2019	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e Juros mensais	a. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil; b. Depósito caucionado.	71	12.842	7.174	20.087	148		23.881	19.772	43.801
BNDES - FINEM	296.785	28/12/2014	252.369	16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., IPCA + TR(iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais.	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	17.858	39.407	213.371	270.636	1.180	6.741	11.481	229.436	248.838
										19.929	**54.079**	**372.745**	**446.753**	**3.011**	**6.741**	**38.370**	**403.134**	**451.256**
Moeda estrangeira																		
Banco Citibank - Cédula de Crédito Bancário	USD20.259	04/09/2015	USD 20.259	04/09/2015 a 04/09/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	Libor 3M + 1,84% a.a.	Principal anual a partir de setembro/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	156		67.459	67.615	159			79.877	80.036
										156	**-**	**67.459**	**67.615**	**159**	**-**	**-**	**79.877**	**80.036**
Derivativos																		
Banco Citibank		04/09/2015		04/09/2015 a 04/09/2019	*Hedge* frente ao financiamento do Banco Citibank		*Swap* Libor 3M + 1,84% a.a. para CDI + 1,20% a.a.	Conforme fluxo de amortização de principal e juros da dívida protegida.		638		9.284	9.922	617			(2.596)	(1.979)
										638	**-**	**9.284**	**9.922**	**617**	**-**	**-**	**(2.596)**	**(1.979)**
Total										**20.723**	**54.079**	**449.488**	**524.290**	**3.787**	**6.741**	**38.370**	**480.415**	**529.313**

(i) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais";
(ii) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais" e com outras rubricas não operacionais que tenham efeito no caixa; e
(iii) Equivalerá ao resultado da interpolação linear das taxas internas de retorno observadas no mercado secundário das Notas do Tesouro Nacional Série B (NTN-B).

Os empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa de juros efetiva.
O empréstimo em moeda estrangeira e o respectivo *Swap* estão mensurados ao valor de mercado.

17.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas no exercício

	Saldo em 31/12/2015	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Ajuste a valor de mercado	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Saldo em 31/12/2016
Circulante									
Principal	38.370		(40.054)		55.089			674	54.079
Juros	3.170		(38.549)	43.762	11.444			258	20.085
Custo de transação	-				(104)		104		-
Swap	617		(8.793)	8.793				21	638
	42.157	**-**	**(87.396)**	**52.555**	**66.429**	**-**	**104**	**953**	**74.802**
Não circulante									
Principal	483.433	17.800			(55.089)	662		(6.284)	440.522
Juros	6.741			4.318	(11.444)			385	-
Custo de transação	(422)				104				(318)
Swap	(2.596)					(1.200)		13.080	9.284
	487.156	**17.800**	**-**	**4.318**	**(66.429)**	**(538)**	**-**	**7.181**	**449.488**

17.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Tipo de moeda Nacional	Tipo de moeda Estrangeira	Derivativos	Total
Circulante				
2017	74.008	156	638	74.802
	74.008	**156**	**638**	**74.802**
Não circulante				
2018	120.292	33.730	4.642	158.664
2019	117.678	33.729	4.642	156.049
2020	39.363			39.363
2021	39.379			39.379
2022 até 2024	56.033			56.033
	372.745	**67.459**	**9.284**	**449.488**
Total	**446.753**	**67.615**	**9.922**	**524.290**

18 Benefícios pós-emprego

A Companhia mantém atualmente planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores.
Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização dos passivos oriundos de Benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Para a mensuração dos planos de tipo benefício definido, a Companhia contratou atuários independentes, para realização de avaliação atuarial, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado.
A Companhia reconhece as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de Benefício definido são reconhecidos no exercício em que ocorrem diretamente no Patrimônio líquido na rubrica Outros resultados abrangentes. Os custos com serviços passados são reconhecidos no exercício em que ocorrem, integralmente no resultado na rubrica de Pessoal, e o resultado financeiro do benefício é calculado sobre o déficit/superávit atuarial utilizando a taxa de desconto do laudo vigente.
Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.
As obrigações dos planos do tipo Contribuição definida são reconhecidas como despesa de pessoal no resultado do exercício em que os serviços são prestados.

	Nota	Circulante 31/12/2016	Circulante 31/12/2015
Contribuição definida	18.1.2	1.016	159
		1.016	**159**

18.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão

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

18.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

Os planos estão estruturados na modalidade "Saldado, Benefício definido e Contribuição variável", encontram-se fechados para novas adesões, e possuem as seguintes características:
(i) Plano PSAP Bandeirante - Grupo de Custeio BSPS: Corresponde aos benefícios proporcionais dos empregados, calculados com base no tempo de serviço até março de 1998, enquanto esteve vigente. Possui a característica do tipo Benefício definido, que concede Benefício saldado, na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano, apuradas pelo atuário da EnerPrev, é da Companhia; e
(ii) Plano PSAP Bandeirante - Grupos de Custeio BD e CV:
• Grupo de Custeio BD - vigente após 31 de março de 1998: Plano do tipo Benefício definido, que concede renda vitalícia reversível em pensão, relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998, na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e de entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado (inclusive o acumulado até 31 de março de 1998) e, portanto, não incluem apenas o tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano, apuradas pelo atuário da EnerPrev, é paritária entre a Companhia e os participantes.
• Grupo de Custeio CV: Implantado junto com a modalidade BD vigente após 31 de março de 1998 que, até a concessão da renda (vitalícia ou financeira), reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição variável, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo Benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial à Companhia. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando, neste caso, responsabilidade atuarial para a Companhia. A Companhia contribuiu para este plano no exercício no montante de R$701 (R$449 em 2015).

18.1.1.1 Avaliação atuarial

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente do calculado na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos planos ou da legislação aplicável a planos de previdência.
As obrigações dos planos são calculadas usando uma taxa de desconto que é estabelecida com base na rentabilidade de títulos do governo do tipo NTN-B. Desta forma, caso a rentabilidade dos ativos dos planos seja diferente da rentabilidade da NTN-B, haverá um ganho ou perda atuarial aumentando ou diminuindo o déficit/superávit atuarial destes benefícios.
As práticas de investimento dos planos se pautam pela busca e manutenção de ativos líquidos e dotados de rentabilidade necessária para cumprir estas obrigações no curto, médio e longo prazo, mantendo um equilíbrio entre os ativos e os compromissos do passivo com o objetivo de gerar uma liquidez compatível com o crescimento e a proteção do capital, visando garantir o equilíbrio de longo prazo entre os ativos e as necessidades ditadas pelos fluxos atuariais futuros.
Apesar da avaliação atuarial apurada pelos atuários independentes contratados pela Companhia, realizada na data-base 31 de dezembro de 2016, ter demonstrado que nos Planos do tipo Benefício definido o valor presente das obrigações atuariais, líquido do valor justo dos ativos, apresenta-se superavitário, o saldo não foi registrado em decorrência da restrição no reconhecimento desse ativo, de acordo com o CPC 33 (R1), por não estar assegurada a efetiva redução das contribuições da patrocinadora ou a reversão de valores no futuro.

18.1.1.2 Conciliação dos ativos e passivos atuariais

	Nota	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo (Passivo) reconhecido
Saldo em 31 de dezembro de 2015		(630.808)	648.289	(17.481)	-
Custo do serviço corrente		707			707
Custo dos juros	24	(77.874)	83.360	(2.176)	3.310
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	21.4	(62.758)	77.706	(60.128)	(45.180)
Contribuições pagas pela Companhia			41.163		41.163
Contribuições pagas pelos empregados		(3.736)	3.736		-
Benefícios pagos pelo plano		42.003	(42.003)		-
Saldo em 31 de dezembro de 2016		**(732.466)**	**812.251**	**(79.785)**	-

As contribuições da Companhia esperadas para este plano para o exercício de 2017 são de R$15.817.

18.1.1.3 Vencimentos dos planos de benefício

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

Vencimento	PSAP
Circulante	
2017	47.047
	47.047
Não circulante	
2018	50.284
2019	54.217
2020	58.061
2021	62.417
2022 a 2026	377.308
	602.287
Total	**649.334**

18.1.1.4 Despesas líquidas

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

	2016	2015
Custo do serviço		
Custo do serviço corrente	2.653	1.300
Custo dos juros	(3.310)	1.920
Contribuições esperadas dos empregados	(3.360)	(2.251)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	**(4.017)**	**969**
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido		
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)	(77.706)	28.535
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	24.114	(9.224)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras	38.644	(20.163)
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	60.128	17.481
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	**45.180**	**16.629**
Total	**41.163**	**17.598**

18.1.1.5 Classes de ativos

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

Classe de ativo	Mercado ativo	2016	2015
Títulos de dívida	Cotado	80,94%	81,12%
Ações	Cotado	17,87%	17,20%
Imóveis	Cotado	0,21%	0,24%
Outros	Não cotado	0,98%	1,44%
Total		**100,00%**	**100,00%**

18.1.1.6 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2016	2015
Participantes ativos	487	540
Participantes assistidos		
Com benefícios diferidos	70	120
Aposentados e pensionistas	851	775
	921	**895**
Total	**1.408**	**1.435**

18.1.1.7 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade decorrente de risco de variação na taxa de desconto e na tábua de mortalidade é expressa a seguir, considerando apenas a alteração nas hipóteses mencionadas em cada linha:

Análise de sensibilidade	Valores do PSAP
Pressupostos centrais	732.735
Taxa de desconto	
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	(38.175)
Redução na taxa de desconto em 0,5%	41.960
Mortalidade	
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	7.840

18.1.1.8 Premissas

As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial foram as seguintes:

Econômicas	2016	2015
Taxa de desconto - nominal	12,00% a.a.	12,75% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,06%	7,82%
Crescimento dos planos de benefícios	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Inflação	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Demográficas		
Tábua de mortalidade	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Light Forte	Light Forte

18.1.1.9 Confissão de dívida - EnerPrev

A Companhia, com o objetivo de equacionar o déficit atuarial e diminuir o risco de futuros déficits, formalizou instrumento jurídico com a EnerPrev, decorrente de déficit atuarial calculado pelo atuário da EnerPrev conforme diretrizes da Resolução CGPC nº 26/2008 e suas alterações, que estava sendo liquidado financeiramente em 240 meses com base em percentual sobre a folha de salários, contados a partir de setembro de 1997. Em 22 de agosto de 2016, a Companhia e a EnerPrev firmaram o 2º aditivo do termo de compromisso entre as empresas, destacando a alteração do prazo da liquidação (que estava prevista para encerrar-se em setembro de 2017) para 143 parcelas, sendo a primeira em setembro de 2016. A partir de dezembro de 2016, o saldo devedor e o valor da prestação mensal serão apurados uma vez por ano na época da avaliação atuarial da EnerPrev, posicionada em dezembro, considerado o valor e o prazo remanescente da dívida. As premissas atuariais utilizadas pela Companhia atendem ao disposto no CPC 33 (R1) enquanto que as premissas atuariais utilizadas pela EnerPrev atendem a Resolução CGPC nº 18/2006 e Instrução Previc nº 7/2013.

	31/12/2016	31/12/2015
Valor presente das obrigações do plano	(732.466)	(630.808)
Valor justo dos ativos do plano	812.251	648.289
Restrições de reconhecimento do ativo	(79.785)	(17.481)
Total registrado - CPC 33	-	-
Contrato de confissão de dívida e ajuste de reserva matemática - Resolução CGPC nº 26/2008	(65.443)	(86.067)
Diferença entre premissas *	**(65.443)**	**(86.067)**

(*) A parcela do déficit no montante de R$65.443 é decorrente da diferença de premissas e metodologias utilizadas pela Companhia para fins de atendimento à Deliberação CVM nº 695/12 e aquelas utilizadas pela EnerPrev (administradora do plano de benefícios) para fins de atendimento à Resolução nº26/08 e suas alterações do Conselho Nacional de Previdência Complementar e tende a ser eliminada ao longo do tempo com a maturação do plano.

18.1.2 Contribuição definida

A Companhia e as demais empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil são patrocinadoras do Plano Energias do Brasil administrado pela EnerPrev, o qual encontra-se aberto para adesão de novos participantes. Neste plano, o participante pode contribuir com o percentual máximo de até 7% do salário de contribuição, no qual o percentual da contribuição das patrocinadoras em seu favor no referido plano também ocorrerá na mesma proporção, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia e as demais patrocinadoras.
A Companhia e as demais empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil patrocinaram, até outubro de 2016, o Plano Coletivo de Previdência Complementar, denominado PGBL Coletivo, administrado pela Bradesco Vida e Previdência. Neste plano, o participante contribuía com o percentual máximo de até 2% do salário de contribuição, no qual o percentual da contribuição da patrocinadora em seu favor no referido plano também ocorreria na mesma proporção, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia e demais patrocinadoras.
Na qualidade de patrocinadora, a Companhia contribuiu no exercício com R$1.457 (R$1.202 em 2015).
Em 31 de dezembro de 2016 esse plano tem a adesão de 588 colaboradores (490 em 31 de dezembro de 2015).

19 Encargos setoriais

As obrigações a recolher, derivadas de encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico, são as seguintes:

	Nota	Saldo em 31/12/2015	Adições	Atualizações monetária	Pagamentos	Ressarcimento CCRBT	Transferências	Saldo em 31/12/2016
Conta de desenvolvimento energético - CDE	19.1 e 22	103.286	684.066		(723.446)			63.906
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)		3.036			(50)			2.986
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	19.2 e 22	25.250	29.855	3.287	(26.409)			31.983
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	7, 19.3 e 22	23.511	75.427		(2.895)	(106.624)	10.581	-
Outros encargos	22	352	3.379	875	(4.241)			365
Total		**155.435**	**792.727**	**4.162**	**(757.041)**	**(106.624)**	**10.581**	**99.240**
Circulante		149.690						91.627
Não circulante		5.745						7.613
Total		**155.435**						**99.240**

19.1 Conta de desenvolvimento energético - CDE

Refere-se aos valores a repassar à Eletrobras, anuídos pela ANEEL, conforme demonstrado abaixo:

	Montante total	Valor cota mensal	Competência
Resolução Homologatória - ANEEL nº 1.857/15			
CDE - Energia	99.637	8.303	Março de 2015 a Setembro de 2016
Resolução Homologatória - ANEEL nº 1.863/15			
CDE - Energia	1.053.375	19.875	Outubro de 2015 a Fevereiro de 2020
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.077/16			
CDE - Encargos de uso	452.747	41.211 35.242	Janeiro a Maio de 2016 Junho a Dezembro de 2016
CDE - Energia	110.272	9.189	Outubro de 2016 a Setembro de 2017

A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.077/16, homologou as cotas da CDE - Energia e CDE - Encargos de Uso para o exercício de 2016, entretanto, as cotas da CDE - Energia de 2016 passaram a ser recolhidas à Eletrobras somente a partir da competência de processamento do reajuste tarifário da Companhia, ou seja, outubro de 2016, ficando as cotas de 2015 prorrogadas até setembro de 2016.

19.1.1 Liminares de Associações de Consumidores relacionadas à CDE

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica - ABRACE conseguiu liminar em 03 de julho de 2015, que desobrigava suas associadas a pagarem itens específicos do CDE. Dessa forma, o cumprimento da decisão liminar requereu o desenvolvimento de metodologia específica para o cálculo das cotas anuais da CDE e do correspondente encargo tarifário pela ANEEL, de forma não prevista na legislação e na regulação vigentes, com afetação de terceiros. Diante dos fatos, a ANEEL emitiu Resolução Homologatória nº 1.967, publicada em 29 de setembro de 2015, que fixou as tarifas a serem aplicadas aos consumidores da ABRACE, com efeito retroativo a data de vigência da liminar.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Os processos tarifários posteriores à publicação das tarifas da ABRACE tiveram tratamento específico, de forma que os déficits de arrecadação do componente tarifário da CDE fossem rateados para os demais consumidores. Essa determinação da ANEEL teve como principal objetivo de garantir o equilíbrio econômico e financeiro da CDE, não impondo ônus ou bônus à Eletrobras.
A Companhia teve seu processo tarifário homologado em 23 de outubro de 2015, já contemplando o déficit de arrecadação e aplicação do rateio para os demais consumidores. Dessa forma, a Companhia estava protegida da liminar da ABRACE via estrutura tarifária. No entanto, a Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica -ABRADEE, conseguiu liminar em favor de suas associadas, permitindo-as que o déficit de arrecadação fosse repassado à CDE, a partir de dezembro de 2015. Como a Companhia já possuía mecanismo na estrutura tarifária, no qual o déficit de arrecadação era rateado entre os demais consumidores, o mesmo não foi repassado à CDE, perdurando este cenário até o mês de junho de 2016.
Com a proliferação de processos judiciais que contestam o encargo da CDE, após a liminar concedida à ABRACE, a decisão da ANEEL de preservar o fundo setorial e seus beneficiários mostrou-se não operacional, pois as novas liminares protegem os consumidores dos efeitos das outras ações judiciais que, no caso da Companhia, refere-se à liminar movida pela Associação Nacional dos Consumidores de Energia - ANACE.
Diante deste cenário a ANEEL, por meio da Nota Técnica nº 174/16 - SGT, decidiu que a perda de arrecadação da CDE passasse a refletir na execução orçamentária do fundo e, consequentemente, nos reembolsos efetuados aos beneficiários cujos gastos estão sendo contestados na justiça. Com isso, as distribuidoras e os consumidores de energia elétrica, que não têm proteção judicial, não seriam mais impactados pelas liminares vigentes e novas decisões que possam ser editadas. Os cálculos dos reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras também não mais seriam afetados pelos efeitos das liminares.
Após as determinações adotadas pela ANEEL com relação as liminares obtidas pelos consumidores, além da liminar obtida pela Companhia frente ao repasse de recursos pela Eletrobras, a Companhia passou a realizar descontos no pagamento das cotas mensais da CDE, decorrente do efeito das liminares supracitadas que impossibilitam a cobrança do referido encargo de determinados consumidores.
Adicionalmente, a Companhia constituiu montante a receber da Eletrobras de R$28.773, relativo ao período em que esteve contemplado em sua tarifa o desconto dos consumidores atingidos pelas liminares até a redução da cota da Companhia junto ao fundo. Durante o 3º trimestre, este montante foi totalmente compensado com montantes a pagar a Eletrobras.

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

Os valores das obrigações a serem aplicadas nos programas de P&D e PEE registrados pela Companhia, são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica. A Companhia tem a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor da obrigação. Esse passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC até o mês de realização dos gastos e baixados conforme sua realização. Os programas de P&D são regulamentados por meio das Resoluções Normativas ANEEL nº 316/08, aplicada até setembro de 2012, alterada pela Resolução Normativa nº 504/12, e os programas de PEE são regulamentados por meio das Resoluções nº 300/08, aplicada até maio de 2013, alterada pela Resolução Normativa nº 556/13. O saldo líquido em 31 de dezembro de 2016 no montante de R$31.983 (R$25.250 em 31 de dezembro de 2015) contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes a esses programas.

19.3 Bandeiras tarifárias

A partir de 1º de janeiro de 2015, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 547 de 16 de abril de 2013, entrou em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este mecanismo tem como objetivo sinalizar aos consumidores os custos da geração de energia elétrica de cada mês, sendo dividido em 3 bandeiras: verde, amarela e vermelha. A cada mês, as condições de operação do sistema são reavaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, define-se as térmicas que deverão ser acionadas.
Até 31 de janeiro de 2016, se o custo variável da térmica mais cara fosse menor que R$200/MWh, então a bandeira era verde, se estivesse entre R$200/MWh e R$388,48/MWh, a bandeira era amarela e se fosse maior que R$388,48/MWh, a bandeira era vermelha. A partir de 1º de fevereiro de 2016, conforme estabelecido pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.016/16, se o custo variável da última usina a ser despachada pelo ONS: (i) for menor que R$211,28/MWh, então a bandeira é verde; (ii) se estiver entre R$211,28/MWh e R$422,56/MWh (valor teto atual do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD), a bandeira é amarela; (iii) se estiver entre R$422,56/MWh e R$610,00/MWh, a bandeira é vermelha - patamar 1; e (iv) se for maior que R$610,00/MWh, a bandeira é vermelha - patamar 2.
A bandeira verde indica que o custo para geração de energia está no patamar normal, não sendo necessário nenhum acréscimo no valor das tarifas de energia. Já as bandeiras amarela e vermelha sinalizam que o custo da geração de energia está aumentado, sendo aplicado um adicional ao valor da tarifa de energia.
Os acréscimos, até 31 de janeiro de 2016, foram os seguintes: para a bandeira amarela de R$2,50 por 100 kWh e para a bandeira vermelha de R$4,50 por 100 kWh. A partir de 1º de fevereiro de 2016, também estabelecido pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.016/16, os acréscimos são os seguintes: (i) para a bandeira amarela de R$1,50 por 100 kWh; (ii) para a bandeira vermelha - patamar 1 de R$3,00 por 100 kWh; e (iii) para a bandeira vermelha - patamar 2 de R$4,50 por 100 kWh.
Assim, o saldo relativo à bandeiras tarifárias refere-se aos valores a repassar à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, gerida pela CCEE, provenientes da diferença entre os valores faturados líquidos de ICMS e os valores estimados não faturados, a título de bandeiras tarifárias, deduzidos de parte dos sobrecustos de energia e encargos.
Esses recursos são alocados para a cobertura de custos não previstos nas tarifas das diversas distribuidoras do país. O valor homologado mensalmente pela ANEEL a repassar ou a ressarcir é a diferença entre o montante cobrado dos clientes e os sobrecustos referentes a: (i) Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS; (ii) despacho térmico; (iii) risco hidrológico; (iv) cotas de Itaipu; (v) exposição ao mercado de curto prazo; e (vi) excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER. Os eventuais custos não cobertos pela receita são considerados no processo tarifário subsequente.
As bandeiras tarifárias aplicadas em 2016 foram:

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

20 Provisões

		Circulante		Não circulante	
	Nota	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	20.1	14.605	13.540	99.172	102.274
Total		**14.605**	**13.540**	**99.172**	**102.274**

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

20.1 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas

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

20.1.1 Risco de perda provável

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

	Passivo						Ativo	
			Baixas				Depósito judicial	
	Saldo em 31/12/2015	Constituição	Pagamentos	Reversões	Atualizações monetárias	Saldo em 31/12/2016	31/12/2016	31/12/2015
Trabalhistas	20.189	8.457	(11.149)	(2.760)	7.096	21.833	5.705	5.002
Cíveis	59.006	13.454	(12.537)	(5.620)	12.431	66.734	19.868	16.721
Fiscais	673	347		(317)	15	718		
Outros	35.946	3.351	(12.639)	(2.303)	137	24.492		
Total	**115.814**	**25.609**	**(36.325)**	**(11.000)**	**19.679**	**113.777**	**25.573**	**21.723**
Circulante	13.540					14.605		
Não circulante	102.274					99.172	25.573	21.723
Total	**115.814**					**113.777**	**25.573**	**21.723**

20.1.1.1 Trabalhistas

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

20.1.1.2 Cíveis

Referem-se, principalmente, a pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário. O saldo em 31 de dezembro de 2016 é de R$43.035 (R$37.605 em 31 de dezembro de 2015), destacando-se:
• Processo nº 2000.001.127615-0, em trâmite na 10ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro, movido pela White Martins que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de setembro de 2000 em diante. No mês de abril de 2010, a Companhia cumpriu determinação judicial de substituição da garantia processual existente, de carta-fiança por depósito bancário no montante de R$60.951 e, em junho de 2011, foi efetuado o complemento do depósito judicial no valor de R$10.627. A Companhia apresentou diversas manifestações e recursos visando a suspensão da execução do montante, bem como para reverter a determinação de desconto do percentual de 16,66% nas faturas mensais da White Martins, até que, em 8 de junho de 2011, foi autorizado o levantamento, em pagamento, do valor de R$60.951 depositado inicialmente, sem prestação de caução. No dia 10 de junho de 2011, a White Martins realizou o levantamento do referido depósito atualizado monetariamente no montante de R$66.072. Não obstante o levantamento do referido depósito, permanece depositado judicialmente o montante de R$11.361, havendo ainda recursos pendentes perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro e no Superior Tribunal de Justiça - STJ discutindo a questão. O registro contábil foi efetuado de forma a apresentar a redução do depósito judicial contra uma redução da provisão constituída para esta contingência. O saldo remanescente em 31 de dezembro de 2016 é de R$29.729 (R$23.828 em 31 de dezembro de 2015).

20.1.1.3 Outros

Referem-se, principalmente, a autos de infração editados pela ANEEL ou outros órgãos reguladores que encontram-se em fase de recurso pela Companhia. O saldo em 31 de dezembro de 2016 é de R$14.328 (R$13.062 em 31 de dezembro de 2015).
Dentre os valores provisionados, destaca-se o montante de R$7.209 (R$7.209 em 31 de dezembro de 2015) relativo a penalidades estabelecidas pela ANEEL, por meio dos autos de infração nºs AI-002/2014-SFF, de 27 de agosto de 2014 e AI-012/2014, de 26 de agosto de 2014, referentes a Fiscalização do ativo imobilizado em serviço e Fiscalização da Base de Remuneração do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária, respectivamente. Em 15 de setembro de 2014 foi protocolado o Recurso Administrativo junto à Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira - SFF/ANEEL e, atualmente, aguarda o juízo de reconsideração por parte da SFF.

20.1.2 Risco de perda possível

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

	Ativo	
	Depósito judicial	
	31/12/2016	31/12/2015
Trabalhistas	35.303	23.190
Cíveis	279.458	369.764
Fiscais	707.267	646.261
Outros	8.670	6.588
Total	**1.030.698**	**1.045.803**

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

20.1.2.1 Cíveis

• Processo nº 2006.209.009405-0, em trâmite na 7ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro, movido pela White Martins, que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de dezembro de 1986 a setembro de 2000. Em 23 de setembro de 2011, foi proferida sentença desfavorável a Companhia julgando parcialmente o pedido da parte autora, acrescido de correção monetária e juros de mora, a partir de 1º de junho de 2011. Contra tal decisão, a Companhia interpôs recurso de apelação, ao qual foi dado parcial provimento para o fim de limitar a condenação da Companhia ao período de vigência da Portaria nº 153/86 (vigente até março/87). Em face da referida decisão, a Companhia e a White Martins interpuseram recursos perante o Superior Tribunal de Justiça. Em 02 de junho de 2015, foi dado provimento ao recurso da Companhia para o fim de julgar improcedente a ação, afastando totalmente a condenação. Em seguida, a White Martins opôs embargos de divergência, porém, o recurso foi rejeitado por unanimidade. Diante da ausência de novos recursos por parte da White Martins, tal decisão transitou em julgado em 21 de março de 2016. Mediante aos fatos, em 31 de dezembro de 2016 não são estimados montantes de perda possível para este processo (R$129.439 em 31 de dezembro de 2015).
• Ação civil pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte, movida pela Associação de Defesa de Interesses Coletivo - ADIC, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela "A"). Nesta demanda, foi proferida decisão que determinou a exclusão das concessionárias do polo passivo da ação, sendo mantida tão somente a ANEEL. O processo encontrava-se suspenso até que, em 27 de novembro de 2013, o STJ considerou o Juízo da 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte como competente para julgar todas as demandas coletivas que discutem a questão da Parcela "A". Atualmente guarda-se julgamento da demanda, a qual tramita apenas em face da ANEEL .O valor estimado em 31 de dezembro de 2016 é de R$104.569 (R$86.475 em 31 de dezembro de 2015).
• Mandado de segurança nº 0002173-26.2014.4.01.3400, em trâmite na 22ª Vara Federal do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, impetrado por Santo Antônio Energia S.A. - SAESA contra ato da Diretoria da ANEEL, objetivando suspender as obrigações de recomposição de lastro e potência e de pagamento dos encargos pelo uso do sistema de transmissão, bem como a aplicação de eventuais penalidades pelo descumprimento do cronograma da obra. Em 26 de fevereiro de 2014 foi deferida em parte o pedido de antecipação de tutela, que gerou impactos às distribuidoras de energia. Em face da referida decisão, a Companhia, por meio da ABRADEE, ajuizou o pedido de suspensão da decisão perante o STJ, que foi deferido. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de dezembro de 2016 é de R$14.753 (R$12.201 em 31 de dezembro de 2015).
Adicionalmente, a SAESA propôs ação contra a ANEEL com pedido de liminar para não aplicação, durante o período de motorização da UHE Santo Antônio, do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada - MRA.
A liminar não foi concedida em primeira instância. Em sede de agravo, o TRF deferiu o pedido de antecipação de tutela formulado pela SAESA, conferindo efeito retroativo, que passou a ter eficácia desde o início de março de 2012. A Companhia e a ANEEL protocolaram junto ao STJ pedidos de Suspensão de Liminar que foi deferido suspendendo a mesma. Em 18 de março de 2015 o recurso proposto pela SAESA foi rejeitado pela corte especial do STJ. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de dezembro de 2016 é de R$6.391 (R$5.285 em 31 de dezembro de 2015).
• Ação judicial em que um agente do setor requer o reconhecimento pela ANEEL de causas excludentes de responsabilidade por atrasos no cronograma de suas obras. Em maio de 2015 foi proferida sentença de procedência que foi questionada por meio de recurso pela ANEEL. Por meio da ABRADEE, as distribuidoras propuseram demanda judicial a fim de assegurar os seus direitos. Atualmente aguarda-se decisão dos recursos interpostos pela parte adversa. O valor estimado em 31 de dezembro de 2016 é de R$108.194 (R$89.473 em 31 de dezembro de 2015).

20.1.2.2 Fiscais

• Discussão na esfera administrativa sobre créditos de ICMS utilizados pela Companhia no período de julho a dezembro de 2003, referente a valores de "Anulação/Devolução de Venda de Energia Elétrica" no montante atualizado em 31 de dezembro de 2016 de R$139.778 (R$129.999 em 31 de dezembro de 2015). A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento. O valor em risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09.
• Discussão administrativa relativa à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas no período de janeiro de 2007 a novembro de 2007, no valor atualizado até 31 de dezembro de 2016 de R$31.029 (R$24.086 em 31 de dezembro de 2015). A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento.
• Discussão judicial decorrente de execução fiscal ajuizada pela União Federal, objetivando a cobrança de CSLL, relativa ao ano-calendário de 2009, que foi compensada com saldo de base negativa de CSLL de exercícios anteriores, acumulada pela empresa cindida AES Eletropaulo, que envolve o montante atualizado em 31 de dezembro de 2016 de R$36.078 (R$34.461 em 31 de dezembro de 2015). A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.
• Discussões administrativas envolvendo o montante atualizado até 31 de dezembro de 2016 de R$195.958 (R$187.236 em 31 de dezembro de 2015), referentes às compensações não homologadas de créditos decorrentes de pagamento a maior efetuados em 2001 com relação ao IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/02 (impostos sobre RTE). A Companhia apresentou as defesas, as quais aguardam julgamento.
• Medida judicial relativa à COFINS do período de 1993 a 1995, em litisconsórcio com AES Eletropaulo.
A questão versa sobre o direito ao aproveitamento da anistia trazida pelas Medidas Provisórias nºs 1858-6 e 1858-8, concedida aos contribuintes que deixaram de recolher tributos por entendê-los indevidos. No julgamento de 2ª Instância, foi confirmado parcialmente o direito à anistia, excluindo-se a parcela atinente aos encargos do Decreto-Lei nº 1.025/69. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2016 é de R$72.677 (R$70.516 em 31 de dezembro de 2015). Atualmente o processo aguarda julgamento de Recurso nos Tribunais Superiores.
• Autuações de Prefeitura que exige o pagamento de multa por suposto descumprimento de obrigações acessórias relacionadas à instalação de postes de energia elétrica bem como taxas de fiscalização de obras em logradouros públicos e preço público. O valor da contingência em 31 de dezembro de 2016 é de R$180.838 (R$165.057 em 31 de dezembro de 2015). Deste montante, R$123.007 (R$108.000 em 31 de dezembro de 2015) trata-se do Mandado de Segurança que a Companhia ajuizou para discutir as cobranças de preço público sobre o uso de vias públicas, emitidas pelo município de Guarulhos, em agosto de 2015. O judiciário deferiu liminar em favor da Companhia, assegurando o direito de discutir o débito sem apresentação de garantia. Atualmente os processos aguardam julgamento.

20.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento cuja perda foi estimada como remota e, para estas ações, o saldo dos depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2016 é de R$28.645 (R$30.280 em 31 de dezembro de 2015).

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

20.1.3.1 Trabalhistas

Em 4 de agosto de 2015, por meio do julgamento do processo de arguição de inconstitucionalidade nº 479-60.2011.5.04.0231, o Pleno do Tribunal Superior do Trabalho decidiu que os débitos trabalhistas devem ser atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial - IPCA-E, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. O índice será utilizado pelo Conselho Superior da Justiça do Trabalho - CSJT para a tabela de atualização monetária da Justiça do Trabalho (Tabela Única). Desta forma, o índice de correção desses débitos, que era a Taxa Referencial - TR, passa a ser o IPCA-E.
O novo índice deve ser aplicado em todas as ações trabalhistas que envolvem entes públicos e privados que discutem dívidas posteriores a 30 de junho de 2009, que ainda não foram executadas ou houve o trânsito em julgado. Referida mudança resultaria em um aumento significativo na atualização monetária das provisões trabalhistas da Companhia. Em 14 de outubro de 2015, o Ministro do Supremo Tribunal Federal - STF deferiu liminar para suspender os efeitos da decisão proferida pelo TST.
A Companhia com base em parecer jurídico entende que essa alteração de atualização monetária para o período de junho de 2009 a 3 de agosto de 2015 é avaliada como risco de perda remota.

20.1.3.2 Fiscais

A Companhia, por meio do Sindicato da Indústria da Energia no Estado de São Paulo - SindiEnergia, ajuizou em 21 de janeiro de 2011 dois Mandados de Segurança Coletivos contra a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, visando a suspensão dos efeitos dos Decretos nºs 55.421/10 e 55.867/10. Ambos os processos possuem sentenças favoráveis, confirmadas até o momento em julgamento de recurso de apelação pelo Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo. Em 13 de maio de 2013, a Fazenda Estadual interpôs recursos aos Tribunais Superiores, os quais aguardam julgamento. O valor estimado em 31 de dezembro de 2016, nos termos dos Decretos, é de R$395.177 (R$311.738 em 31 de dezembro de 2015).

21 Patrimônio líquido

21.1 Capital social

O Capital social em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 é de R$596.669 e está representado por 39.091.735.037 ações ordinárias, sem valor nominal, integralmente detidas pela EDP - Energias do Brasil.
As ações ordinárias são classificadas como Capital social e deduzidas de quaisquer custos atribuíveis à emissão de ações, quando aplicável.
A Companhia não possui capital autorizado, conforme estatuto social.

21.2 Destinação do lucro

O lucro líquido apurado em cada exercício será deduzido, antes de qualquer destinação, de prejuízos acumulados e destinado sucessivamente e na seguinte ordem:
(i) 5% serão aplicados na constituição da Reserva Legal que não excederá 20% do Capital social;
(ii) 25% serão destinados ao pagamento de dividendos; e
(iii) o saldo remanescente, após atendidas as disposições anteriores, terá a destinação determinada pela Assembleia Geral.
Conforme descrito no item (ii) acima, as ações têm direito a dividendos mínimos de 25% do lucro líquido ajustado, na forma da lei, podendo a ele ser imputado o valor dos Juros Sobre Capital Próprio - JSCP pagos ou creditados, individualmente aos acionistas, a título de remuneração do capital próprio, integrando o montante dos dividendos a distribuir pela Companhia, para todos os efeitos legais e nos termos da Lei nº 9.249/95, e regulamentação posterior.

	Nota	31/12/2016
Lucro líquido apurado no exercício		141.423
Constituição da reserva legal - 5%		(7.071)
		134.352
Destinação do lucro		**134.352**
Dividendos intermediários - JSCP	15	65.750
Lucros retidos a deliberar	21.3.2	68.602
Dividendos por ação - R$ - JSCP		0,00168

21.3 Reservas

	Nota	31/12/2016	31/12/2015
Reservas de capital			
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	77.687	77.687
		77.687	**77.687**
Reservas de lucros			
Legal		88.094	81.023
Retenção de lucros	21.3.1	217.175	217.175
Lucros retidos a deliberar	21.2 e 21.3.2	68.602	177.157
		373.871	**475.355**

21.3.1 Retenção de lucros

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

21.3.2 Lucros retidos a deliberar

Refere-se à parcela do lucro líquido do exercício excedente ao dividendo mínimo obrigatório deliberada em assembleia geral ou por outro órgão competente. É constituído conforme ICPC 08 (R1) e poderá ser destinada para pagamento de dividendos, retenção de lucros ou para aumento de capital.
O saldo em 31 de dezembro de 2015 de R$177.157 foi distribuído como dividendos adicionais (Nota 15) conforme deliberação da AGO realizada em 13 de abril de 2016.

21.4 Outros resultados abrangentes

Referem-se à contabilização de passivos oriundos de benefícios pós-emprego relativos a ganhos e perdas atuariais, conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12 e regras estabelecidas no CPC 33 (R1), deduzido do respectivo Imposto de renda e contribuição social diferidos.
A movimentação de Outros resultados abrangentes no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2015	Ganhos	Perdas	Provisão IRPJ/CSLL	Saldo em 31/12/2016
Ganhos e perdas atuariais -					
Benefícios pós-emprego	(24.584)	77.706	(122.886)		(69.764)
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	8.358			15.361	23.719
	(16.226)	**77.706**	**(122.886)**	**15.361**	**(46.045)**

22 Receita

As receitas são mensuradas pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita é reconhecida em bases mensais e quando existe evidência convincente de que: (i) os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador; (ii) for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade; (iii) os custos associados possam ser estimados de maneira confiável; e (iv) o valor da receita possa ser mensurado de maneira confiável. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização.
Os principais critérios de reconhecimento e mensuração, estão apresentados a seguir:
(i) As receitas com fornecimento de energia são medidas por meio 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;
(ii) A energia fornecida e não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do balanço, é estimada e reconhecida como receita considerando-se como base a carga média de energia disponibilizada no mês e o índice de perda anualizado;
(iii) O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições ao ativo intangível em formação (Direito de concessão - Infraestrutura), não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura em igual montante (Nota 23);
(iv) A receita de ativos financeiros setoriais é reconhecida mensalmente pela diferença entre os custos pertencentes à Parcela "A" efetivamente incorridos no resultado, daqueles reconhecidos na receita de operações com energia elétrica previstos na tarifa vigente pela ANEEL. Inclui os valores a cobrar dos consumidores referente à incidência de PIS e COFINS, sobre esta receita; e
(v) A receita de Subvenção é reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais (Nota 12.1) pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.

		Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R$	
	Nota	2016	2015	2016	2015	2016	2015 Reapresentado
Fornecimento - Faturado							
Residencial		1.646.098	1.625.456	3.586.887	3.548.841	1.299.993	1.283.307
Industrial		12.402	12.300	1.854.865	2.367.321	722.001	895.300
Comercial		123.741	120.558	2.141.011	2.286.662	807.726	842.151
Rural		7.962	8.002	80.191	82.571	18.413	19.887
Poder público		8.996	9.122	309.755	321.958	112.017	116.185
Iluminação pública		3.289	3.070	342.352	328.538	67.896	73.347
Serviço público		1.389	1.382	281.596	272.518	93.738	88.589
Consumo próprio		167	162	6.206	6.417		
		1.804.044	**1.780.052**	**8.602.863**	**9.214.826**	**3.121.784**	**3.318.766**
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado							
Consumidores cativos							
Residencial						1.039.831	922.496
Industrial						364.222	369.721
Comercial						513.970	461.630
Rural						13.589	12.113
Poder público						69.328	61.058
Iluminação pública						53.944	49.141
Serviço público						46.574	36.230
Consumidores livres		379	174	5.855.492	5.363.111	898.374	803.173
		379	**174**	**5.855.492**	**5.363.111**	**2.999.832**	**2.715.562**
Suprimento - Faturado		2	2	43.200	44.622	4.970	3.344
Energia de curto prazo				1.269.557	1.187.083	177.724	345.513
(-) Transferências							
(-) Transferência para obrigações especiais AIC - Ultrapassagem Demanda							(8.928)
(-) Transferência para obrigações especiais AIC - Excedente de reativos							(29.496)
	22.1					-	**(38.424)**
Não faturado							
Fornecimento						(48.791)	51.054
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição						(46.967)	54.665
						(95.758)	**105.719**
Resultados de ativos financeiros setoriais	7						
CVA						(1.007.823)	920.228
Itens financeiros - RTE						249.015	(395.540)
Itens financeiros - Outros						62.526	(49.545)
PIS/COFINS						(98.405)	15.424
						(794.687)	**490.567**
Receita de construção	23					246.348	161.585
Valor justo do ativo financeiro indenizável	13.1					25.060	102.696
Serviços cobráveis						8.738	7.352
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	12.1					84.277	73.116
Arrendamentos e aluguéis						40.704	38.867
Outras receitas operacionais						13.315	9.765
Receita operacional bruta	22.2	**1.804.425**	**1.780.228**	**15.771.112**	**15.809.642**	**5.832.307**	**7.334.428**
(-) Deduções à receita operacional							
Tributos sobre a receita							
ICMS						(1.352.262)	(1.319.676)
PIS/COFINS						(508.378)	(654.989)
ISS						(381)	(324)
		-	-	-	-	**(1.861.021)**	**(1.974.989)**
Encargos do consumidor							
P&D e PEE	19.2					(29.855)	(36.395)
CDE	19.1					(684.066)	(914.341)
PROINFA - Consumidores Livres						(38.427)	(32.432)
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	19.3					(75.427)	(431.766)
Outros encargos	19					(3.379)	(4.411)
		-	-	-	-	**(831.154)**	**(1.419.345)**
Receita		**1.804.425**	**1.780.228**	**15.771.112**	**15.809.642**	**3.140.132**	**3.940.094**

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

22.1 Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 463/11, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por Ultrapassagem de Demanda e consumo de Energia Reativa Excedente, a partir da data contratual de revisão tarifária referente ao 3° ciclo de revisões tarifárias, no caso da Companhia, a partir de 23 de outubro de 2011, seriam contabilizados como Obrigações especiais, anteriormente registrado como Receita operacional em curso dos valores provenientes. Por ocasião do 4° ciclo de revisões tarifárias o valor de R$136.585, acumulado nessa subconta até a data do laudo de avaliação dos ativos em abril de 2015, foi transferido para a situação de "Em serviço" em Obrigações Especiais, passando a receber o tratamento usual da contrapartida da depreciação dos respectivos ativos alocados como investimentos originários dessas Obrigações Especiais.
Não obstante a essa determinação, a Companhia, por meio da ABRADEE, contestou judicialmente o tratamento dessas receitas.
No dia 8 de fevereiro de 2012, a antecipação de tutela requerida pela ABRADEE na Ação Ordinária nº 003357.85.2012.4.01.3400, em curso junto à 6ª Vara da JFDF, foi integralmente concedida. A decisão judicial foi no sentido de: a) suspender o tratamento das receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos constantes dos §§ 9 a 11 do item 3.1.1 ("Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo") do item 3.1 ("Receitas Inerentes ao Serviço de Distribuição") do Submódulo 2.7 ("Outras Receitas") anexo à Resolução Normativa ANEEL nº 463/11; b) suspender a determinação de contabilização em separado dessas receitas como se obrigações especiais fossem; e c) deferir tutela de caráter inibitório para determinar que a ANEEL abstenha-se de praticar qualquer ato tendente a exigir cumprimento das referidas disposições (o que impede a adoção de medidas outras destinadas a produzir o mesmo efeito).
Em 19

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

23 Gastos operacionais

Os gastos operacionais são reconhecidos e mensurados: (i) em conformidade com o regime de competência, apresentados líquidos dos respectivos créditos de PIS e COFINS, quando aplicável; (ii) com base na associação direta da receita; e (iii) quando não resultarem em benefícios econômicos futuros.
Conforme requerido no artigo 187 da Lei nº 6.404/76, a Companhia classifica seus gastos operacionais na Demonstração do Resultado por função, ou seja, os gastos são segregados entre custos e despesas conforme sua origem e função desempenhada na Companhia.
Na segregação entre custos e despesas, são considerados os seguintes critérios: (i) Custo do serviço: contempla os gastos diretamente vinculados à prestação do serviço de energia elétrica vinculados a concessão, tais como, compra de energia elétrica para revenda, encargos de transmissão, amortização do direito de concessão da infraestrutura e os gastos relacionados ao atendimento comercial e operação e manutenção da concessão; e (ii) Despesas operacionais: são os gastos relacionados à administração da Companhia representando diversas atividades gerais atribuíveis as fases do negócio tais como pessoal administrativo, remuneração da administração, perda estimada com crédito de liquidação duvidosa e provisões judiciais, regulatórias e administrativas.
Segue abaixo o detalhamento dos gastos operacionais, de acordo com a sua natureza, conforme requerido pelo CPC 26 (R1):

		2016							2015
		Custo do serviço			Despesas operacionais				
	Nota	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	Com vendas	Gerais e administrativas	Outras	Total	Total Reapresentado
Não gerenciáveis									
Energia elétrica comprada para evenda	23.1	1.908.494						1.908.494	2.622.236
Encargos de uso da rede elétrica		203.186						203.186	215.956
		2.111.680	-	-	-	-	-	**2.111.680**	**2.838.192**
Gerenciáveis									
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada (i)			119.063	231		41.624		160.918	160.700
Material			8.150	652		7.666		16.468	13.117
Serviços de terceiros			99.772	1.016		62.475		163.263	147.415
Depreciação			183			27		210	1.122
Amortização			75.415			7.628		83.043	82.875
PECLD/perdas líquidas	23.2				57.973			57.973	38.509
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	20.1.1						13.486	13.486	16.970
Aluguéis e arrendamentos			582			10.420		11.002	6.083
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens							35.211	35.211	24.800
Custo com construção da infraestrutura	22			246.348				246.348	161.585
Outras			30.599			12.764		43.363	38.974
		-	**333.764**	**248.247**	**57.973**	**142.604**	**48.697**	**831.285**	**692.150**
Total		**2.111.680**	**333.764**	**248.247**	**57.973**	**142.604**	**48.697**	**2.942.965**	**3.530.342**

23.1 Energia elétrica comprada para revenda

	2016	2015
Contratos por disponibilidade	811.576	1.132.761
Contratos por quantidade	372.712	640.372
PROINFA	77.419	60.555
Contratos por cotas	293.079	244.351
Energia de curto prazo	136	(25.245)
Energia de Itaipu Binacional	435.057	678.927
Encargo de Energia de Reserva - EER	26.189	29.210
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	88.919	153.519
Outros	70	7
(-) Ressarcimentos CCEE/CONER		(30.656)
(-) Créditos de PIS/COFINS	(196.663)	(261.565)
	1.908.494	**2.622.236**

23.2 PECLD/perdas líquidas

O aumento em relação ao exercício anterior é reflexo do aumento tarifário de 48% ocorrido em 2015, além da piora do cenário econômico, afetando diretamente os clientes de baixa tensão residencial, que representam 67% das provisões realizadas no exercício (71% em 31 de dezembro de 2015).

24 Resultado financeiro

	Nota	2016	2015 Reapresentado
Receitas financeiras			
Renda de aplicações financeiras e cauções		30.690	9.035
Variação monetária e acréscimo moratório da energia vendida		82.310	53.477
Atualização monetária depósitos judiciais		1.778	2.146
Atualização sobre os ativos/passivos financeiros setoriais	7	22.812	34.187
Variações monetárias moeda estrangeira		13.081	
Juros e multa sobre impostos	8	2.877	1.770
Ajustes a valor presente	6.1		5.484
(-) PIS/COFINS sobre Receitas financeiras		(5.760)	(1.862)
Outras receitas financeiras		6.217	10.634
		154.005	**114.871**
Despesas financeiras			
Variação monetária e acréscimo moratório da energia comprada		(5.783)	(1.800)
Encargos de dívidas		(114.476)	(106.868)
Variações monetárias moeda nacional		(10.266)	(7.403)
Variações monetárias moeda estrangeira			(4.102)
Operações de *Swap* e *hedge*		(21.344)	(1.002)
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais, trabalhistas e outros	20.1.1	(19.679)	(20.880)
Variação monetária - Energia Livre	14.2	(6.113)	(5.083)
Ajustes a valor presente	6.1	(1.097)	
Benefícios pós-emprego			(2.062)
(-) Juros capitalizados	13.2.2	3.150	1.731
Outras despesas financeiras		(9.262)	(11.309)
		(184.870)	**(158.778)**
Total		**(30.865)**	**(43.907)**

25 Imposto de renda e Contribuição social

O imposto de renda registrado no resultado é calculado com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente (15%, acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R$240 anuais). A contribuição social registrada no resultado é calculada com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), por meio da aplicação da alíquota de 9%. Ambos consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real, quando aplicável.
As despesas com Imposto de renda e Contribuição social compreendem os impostos correntes e diferidos, sendo reconhecidos no resultado exceto aqueles que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no Patrimônio líquido.

	2016	2015
Lucro antes do IRPJ e CSLL	166.302	365.845
Alíquota	34%	34%
IRPJ e CSLL	**(56.543)**	**(124.387)**
Ajustes para refletir a alíquota efetiva		
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes		
Doações	(354)	(359)
Perdas indedutíveis	(189)	(774)
Juros sobre o capital próprio	22.355	21.521
Outras	(134)	(89)
Outros		
IRPJ e CSLL diferidos não reconhecidos		
Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores	4.877	
PAT - Programa de Alimentação do Trabalhador	5.063	128
Outros	46	82
Despesa de IRPJ e CSLL	**(24.879)**	**(103.878)**
Alíquota efetiva	14,96%	28,39%

26 Resultado por ação

O resultado básico por ação da Companhia para os exercícios apresentados é calculado pela divisão do resultado atribuível aos titulares de ações ordinárias da Companhia pelo número médio ponderado de ações ordinárias em poder dos acionistas.
A Companhia não operou com instrumentos financeiros passivos conversíveis em ações próprias ou transações que gerassem efeito diluível ou antidiluível sobre o resultado por ação do exercício. Dessa forma, o resultado "básico" por ação que foi apurado para o exercício é igual ao resultado "diluído" por ação segundo os requerimentos do CPC 41. O cálculo do resultado "básico e diluído" por ação é demonstrado na tabela a seguir:

	2016	2015
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	141.423	261.967
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	39.091.735	39.091.735
Resultado básico e diluído por ações (reais/ação)	**0,00362**	**0,00670**

27 Instrumentos financeiros e Gestão de riscos

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros. A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar crédito, liquidez, segurança e rentabilidade. A contratação de instrumentos financeiros com o objetivo de proteção é feita por meio de uma análise periódica da exposição aos riscos financeiros (câmbio, taxa de juros e etc.), a qual é reportada regularmente por meio de relatórios de risco disponibilizados à Administração.
Em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, e com base nas análises periódicas consubstanciadas nos relatórios de risco, são definidas estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros, as quais são aprovadas pela Administração, para operacionalização da referida estratégia. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas comparadas às condições vigentes no mercado por meio de sistemas operacionais integrados à plataforma SAP. A Companhia não efetua aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco. Os resultados obtidos com estas operações estão condizentes com as políticas e estratégias definidas pela Administração da Companhia.
A administração dos riscos associados a estas operações é realizada por meio da aplicação de políticas e estratégias definidas pela Administração e incluem o monitoramento dos níveis de exposição de cada risco de mercado, previsão de fluxos de caixa futuros e estabelecimento de limites de exposição. Essa política determina também que a atualização das informações em sistemas operacionais, assim como a confirmação e operacionalização das transações junto as contrapartes, sejam feitas com a devida segregação de funções.

27.1 Instrumentos financeiros

Instrumentos financeiros são definidos como qualquer contrato que dê origem a um ativo financeiro para a entidade e a um passivo financeiro ou instrumento patrimonial para outra entidade.
Estes instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito e são inicialmente registrados pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis.

Instrumentos financeiros são baixados desde que os direitos contratuais aos fluxos de caixa expirem, ou seja, a certeza do término do direito ou da obrigação de recebimento, da entrega de caixa, ou título patrimonial. Para essa situação a Administração, com base em informações consistentes, efetua registro contábil para liquidação.
A baixa pode acontecer em função de cancelamento, pagamento, recebimento ou quando os títulos expirarem.

27.1.1 Classificação dos instrumentos financeiros

Posteriormente ao reconhecimento inicial, são mensurados conforme descrito abaixo:

• Mantidos até o vencimento

Se a Companhia tem a intenção e capacidade de manter até o vencimento seus instrumentos financeiros, esses são classificados como mantidos até o vencimento. Investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, deduzido de eventuais reduções em seu valor recuperável.

• Valor justo por meio do resultado

Um instrumento é classificado pelo valor justo por meio do resultado se for mantido para negociação, ou seja, designado como tal quando do reconhecimento inicial, e se a Companhia gerencia os investimentos e toma as decisões de compra e venda com base em seu valor justo de acordo com a estratégia de investimento e gerenciamento de risco documentado pela Companhia. Após reconhecimento inicial, custos de transação atribuíveis são reconhecidos nos resultados quando incorridos.

• Empréstimos e recebíveis

São designados para essa categoria somente os ativos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis que não estão cotados em um mercado ativo, reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo método do custo amortizado por meio do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

• Disponíveis para venda

São designados nesta categoria os ativos financeiros não derivativos cujo o propósito para o qual foi adquirido não é aplicação de recursos para obter ganhos de curto prazo, bem como não há a intenção de manter as aplicações até o vencimento ou ainda quando não estão enquadrados nas demais categorias.

• Outros ao custo amortizado

São designados para essa categoria os ativos e passivos financeiros cujo o registro é o montante pelo qual os mesmos são mensurados em seu reconhecimento inicial, menos as amortizações de principal, mais os juros acumulados calculados com base no método da taxa de juros efetiva menos qualquer redução por ajuste ao valor recuperável ou impossibilidade de pagamento.

	Nota	Níveis	31/12/2016 Valor justo	31/12/2015 Valor justo	31/12/2016 Valor contábil	31/12/2015 Valor contábil
Ativos financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Aplicações financeiras		Nível 2	316.809	63.996	316.809	63.996
Disponível para venda						
Ativo financeiro indenizável	13.1	Nível 3	626.138	520.649	626.138	520.649
Ativos financeiros setoriais	7	Nível 2	1.145	498.676	1.145	498.676
Ativos mantidos até o vencimento						
Caucões e depósitos vinculados	11		1.072	421	1.072	421
Empréstimos e recebíveis						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Bancos conta movimento			38.687	237.947	38.687	237.947
Consumidores e concessionárias	6		664.827	865.728	664.827	865.728
Outros créditos - Partes relacionadas	12		1.527	28	1.527	28
			1.650.205	**2.187.445**	**1.650.205**	**2.187.445**
Passivos financeiros						
Outros ao custo amortizado						
Fornecedores	14		373.149	485.607	373.149	485.607
Debêntures	16		291.210	484.445	284.789	473.872
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17					
Moeda nacional			446.753	447.693	446.753	451.256
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	12		537	965	537	965
Valor justo por meio do resultado						
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	Nível 2				
Moeda estrangeira			67.615	80.036	67.615	80.036
Derivativos			9.922	(1.979)	9.922	(1.979)
Passivos financeiros setoriais	7	Nível 2	408.765	27.797	408.765	27.797
			1.597.951	**1.524.564**	**1.591.530**	**1.517.554**

27.1.2 Valor justo

Valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.
Para apuração do valor justo, a Companhia projeta os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguindo as regras contratuais, inclusive para taxas pós-fixadas e utiliza como taxa de desconto o Depósito Interbancário - DI futuro divulgado pela BM&FBovespa, exceto quando outra taxa for indicada na descrição das premissas para o cálculo do valor justo. Este procedimento pode resultar em um valor contábil diferente do seu valor justo principalmente em virtude dos instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.
As operações com instrumentos financeiros da Companhia que apresentam saldo contábil equivalente ao valor justo são decorrentes do fato destes instrumentos financeiros possuírem características substancialmente similares aos que seriam obtidos se fossem negociados no mercado.
No caso dos Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas, de acordo com o CPC 12, não é aplicável a técnica de ajuste a valor presente ao contrato com o BNDES, uma vez que este contrato possui características próprias.
As informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração do valor justo são divulgadas a seguir levando em consideração seu prazo e relevância do instrumento financeiro:
(i) Debêntures, Empréstimos e financiamentos e Derivativos: são mensurados por meio de modelo de precificação aplicado individualmente para cada transação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado. Desta forma, o valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto.

27.1.2.1 Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros

A hierarquização dos instrumentos financeiros por meio do valor justo regula a necessidade de informações mais consistentes e atualizadas com o contexto externo à Companhia. São exigidos como forma de mensuração para o valor justo dos instrumentos da Companhia:
(a) Nível 1 - preços negociados em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;
(b) Nível 2 - diferentes dos preços negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente; e
(c) Nível 3 - para o ativo ou passivo que são baseados em variáveis não observáveis no mercado. São geralmente obtidas internamente ou em outras fontes não consideradas de mercado.
A metodologia aplicada na segregação por níveis para o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia classificados como valor justo por meio do resultado e disponível para venda, foi baseada em uma análise individual buscando no mercado operações similares às contratadas e observadas. Os critérios para comparabilidade foram estruturados levando em consideração prazos, valores, carência, indexadores e mercados atuantes. Quanto mais simples e fácil o acesso à informação comparativa mais ativo é o mercado, quanto mais restrita a informação, mais restrito é o mercado para mensuração do instrumento. Não houve alteração nas classificações dos níveis de Instrumentos financeiros no exercício.

27.1.3 Instrumentos financeiros derivativos

Instrumento financeiro derivativo pode ser identificado desde que: (i) seu valor seja influenciado em função da flutuação da taxa ou do preço de um instrumento financeiro; (ii) não necessita de um investimento inicial ou é bem menor do que seria em contratos similares; e (iii) sempre será liquidado em data futura. Somente atendendo todas essas características podemos classificar um instrumento financeiro como derivativo.
Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos pelo seu valor justo, sendo os ganhos e perdas resultantes dessa reavaliação registrados no resultado do exercício.
A Companhia contratou instrumento financeiro derivativo classificado como *Swap*, registrado por meio de seu valor justo com a finalidade de proteger os riscos da variação cambial e da taxa de juros Libor - 3M do financiamento contratado junto ao Banco Citibank.
Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, a informação sobre instrumentos financeiros derivativos deve compreender a razão do objeto protegido, o valor justo do instrumento, impacto nos resultados da Companhia durante o exercício, assim como características principais do objeto contratado. Esse detalhamento é demonstrado no quadro abaixo:

Descrição	Contraparte	Vigência	Posição	Nocional USD 31/12/2016	Nocional USD 31/12/2015	Nocional R$ 31/12/2016	Nocional R$ 31/12/2015	Valor justo 31/12/2016	Valor justo 31/12/2015	Efeitos no Resultado 2016	Efeitos no Resultado 2015
Swap											
Ativo	Citibank N.A.	04/09/2015 a 04/09/2019	Libor 3M + 1,84% a.a.	20.259	20.259	75.000	75.000	67.615	80.036	(8.801)	1.429
Passivo	CDI + 1,20% a.a.							77.537	78.057	12.543	2.431
								(9.922)	**1.979**	**(21.344)**	**(1.002)**

O vencimento líquido dos derivativos encontra-se demonstrado na nota 17.3.
Os efeitos no resultado do exercício da dívida em moeda estrangeira, líquida de derivativos (*Swap*), são demonstrados a seguir:

	Resultado 2016	Resultado 2015
Receitas financeiras		
Variações monetárias moeda estrangeira	13.081	
	13.081	**-**
Despesas financeiras		
Variações monetárias moeda estrangeira		(4.102)
Encargos de dívidas	(2.125)	(661)
Operações de *Swap* e *hedge*	(21.882)	1.279
Marcação a mercado	538	(2.281)
	(23.469)	**(5.765)**
Total	**(10.388)**	**(5.765)**

27.2 Gestão de riscos

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

27.2.1 Risco de mercado

O risco de mercado é apresentado como a possibilidade de perdas monetárias em função das oscilações de variáveis que tenham impacto em preços e taxas negociadas no mercado. Essas flutuações geram impacto a praticamente todos os setores e, portanto, representam fatores de riscos financeiros.

Os Empréstimos, financiamentos e Debêntures captados pela Companhia apresentados nas notas 16 e 17, possuem como contraparte a Eletrobras, os agentes fiduciários Pentágono S.A. e Planner Trustee e os bancos BNDES e Citibank. As regras contratuais para os passivos financeiros adquiridos pela Companhia criam fundamentalmente riscos atrelados a essas exposições. Em 31 de dezembro de 2016 a Companhia possui risco de mercado associado à TJLP, CDI, IPCA e Libor 3M.
Deve-se considerar que a Companhia está exposta a oscilação da taxa SELIC e da inflação, podendo ter um custo maior na realização dessas operações.
A Companhia também possui exposições à variação cambial em Dólar e juros associados à Libor-3M atreladas a dívida em moeda estrangeira, entretanto, possui derivativo de *Swap* com o objetivo de *hedge* econômico, para controlar todas as exposições à variação cambial e juros para essas obrigações.
A Companhia também está exposta ao risco de variação cambial, atrelado ao Dólar, por meio dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, contudo, as alterações de variação cambial são repassadas integralmente ao consumidor na tarifa, por meio do mecanismo da CVA.
Considerando que a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital) é definida por agentes externos, levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do setor e que, na impossibilidade de buscar outras alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, face aos negócios da empresa e às peculiaridades setoriais, o valor de mercado de Empréstimos, financiamentos e Debêntures diferem do seu valor contábil.

27.2.1.1 Análise de sensibilidade

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, a Companhia efetua a análise de sensibilidade de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.
As análises de sensibilidade tem como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade contida no processo utilizado na preparação dessas análises. As informações demonstradas no quadro, mensuram contextualmente o impacto nos resultados da Companhia em função da variação de cada risco destacado.
No quadro a seguir foram considerados cenários dos indexadores utilizados pela Companhia, com as exposições aplicáveis de flutuação de taxas de juros e outros indexadores até as datas de vencimento dessas transações, com o cenário I (provável) o adotado pela Companhia, baseado fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do relatório Focus do Banco Central, os cenários II e III com 25% e 50% de aumento do risco, respectivamente, e os cenários IV e V com 25% e 50% de redução, respectivamente.

Operação	Risco	*Aging* cenário provável Até 1 ano	2 a 5 anos	Acima de 5 anos	Cenário (I) Provável	Cenário (II) Aumento do risco em 25%	Cenário (III) Aumento do risco em 50%	Cenário (IV) Redução do risco em 25%	Cenário (V) Redução do risco em 50%
Aplicação financeira - CDB	CDI	50.360			50.360	12.590	25.180	(12.590)	(25.180)
Aplicação financeira - Debêntures	CDI	4.408			4.408	1.102	2.204	(1.102)	(2.204)
Instrumentos financeiros ativos	CDI	**54.768**	**-**	**-**	**54.768**	**13.692**	**27.384**	**(13.692)**	**(27.384)**
Debêntures	CDI	(34.545)	(24.477)		(59.022)	(12.253)	(24.323)	12.409	25.019
Empréstimos e financiamentos - CCB	CDI	(16.342)	(13.286)		(29.628)	(6.332)	(12.528)	6.454	13.057
Instrumentos financeiros passivos	**CDI**	**(50.887)**	**(37.763)**	**-**	**(88.650)**	**(18.585)**	**(36.851)**	**18.863**	**38.076**
Swap - Ponta Passiva - Citibank N.A.	CDI	(8.516)	(10.715)		(19.231)	(4.141)	(8.205)	4.220	8.523
Instrumentos financeiros derivativos	**CDI**	**(8.516)**	**(10.715)**	**-**	**(19.231)**	**(4.141)**	**(8.205)**	**4.220**	**8.523**
		(4.635)	**(48.478)**	**-**	**(53.113)**	**(9.034)**	**(17.672)**	**9.391**	**19.215**
Empréstimos e financiamentos - BNDES	TJLP	(6.278)	(11.030)	(95)	(17.403)	(2.348)	(5.326)	2.348	5.326
Instrumentos financeiros passivos	**TJLP**	**(6.278)**	**(11.030)**	**(95)**	**(17.403)**	**(2.348)**	**(5.326)**	**2.348**	**5.326**
Citibank N.A.	Dólar	(2.341)	(77.853)		(80.194)	(20.048)	(40.098)	20.048	40.098
Principal	Dólar		(73.985)		(73.985)	(18.496)	(36.993)	18.496	36.993
Encargos	Dólar	(2.341)	(3.868)		(6.209)	(1.552)	(3.105)	1.552	3.105
Instrumentos financeiros passivos	**Dólar**	**(2.341)**	**(77.853)**	**-**	**(80.194)**	**(20.048)**	**(40.098)**	**20.048**	**40.098**
Swap - Ponta Ativa - Citibank N.A.	Dólar	2.341	77.853		80.194	20.048	40.098	(20.048)	(40.098)
Instrumentos financeiros derivativos	**Dólar**	**2.341**	**77.853**	**-**	**80.194**	**20.048**	**40.098**	**(20.048)**	**(40.098)**
		-	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	(8.314)	(18.075)	(918)	(27.307)	(4.183)	(8.367)	4.183	8.367
Instrumentos financeiros passivos	**IPCA**	**(8.314)**	**(18.075)**	**(918)**	**(27.307)**	**(4.183)**	**(8.367)**	**4.183**	**8.367**
Citibank N.A. - Encargos	Libor	(2.341)	(3.868)		(6.209)	(695)	(1.390)	695	1.390
Instrumentos financeiros passivos	**Libor**	**(2.341)**	**(3.868)**	**-**	**(6.209)**	**(695)**	**(1.390)**	**695**	**1.390**
Swap - Resultado - Citibank N.A.	Libor	2.341	3.868		6.209	695	1.390	(695)	(1.390)
Instrumentos financeiros derivativos	**Libor**	**2.341**	**3.868**	**-**	**6.209**	**695**	**1.390**	**(695)**	**(1.390)**
		-	-	-	-	-	-	-	-

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

As curvas futuras dos indicadores financeiros CDI, TJLP, Dólar, IPCA e Libor-3M estão em acordo com o projetado pelo mercado e alinhadas com a expectativa da Administração da Companhia.
Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 9,75% e 13,25% a.a.; TJLP entre 5,50% e 7,50% a.a; Dólar entre R$3,50 e R$3,90; IPCA entre 4,25% e 6,88% a.a.; e Libor entre 0,94% e 2,13% a.a..

27.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre as Debêntures e Empréstimos captados pela Companhia são apresentados nas notas 16 e 17.
A Administração da Companhia sometime utiliza linhas de créditos que posibilitem seus alavancagem operacional. Essa premissa é afirmada quando observamos as características das captações efetivadas.
Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia são demonstrados nas rubricas Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5), Consumidores e concessionárias (Nota 6), Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1) e Ativos financeiros setoriais (Nota 7). A Companhia, em 31 de dezembro de 2016, tem em Caixa um montante cuja disponibilidade é imediata e Equivalentes de caixa que são aplicações financeiras de liquidez imediata que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa. Para Consumidores e concessionárias, os saldos apresentados compreendem um fluxo estimado para os recebimentos. Para Ativo financeiro indenizável, o saldo apresentado corresponde ao valor a receber do Poder Concedente ao final da concessão e está mensurado pelo valor novo de reposição. Os Ativos financeiros setoriais serão homologados pelo Poder Concedente e recebidos por meio da tarifa nos próximos reajustes ou revisões tarifárias.
Os riscos de liquidez são mitigados nas rubricas de Debêntures e Empréstimos e financiamentos referem-se a juros futuros que, consequentemente, não estão contabilizados e encontram-se demonstrados na nota 29.1.
A matriz energética brasileira é predominantemente hídrica e um período prolongado de escassez de chuva reduz o volume de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, ocasionando, além de um risco de racionamento de energia, um aumento no custo de aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação nos valores de encargos de sistema elétrico em decorrência do aumento do despacho das usinas termoelétricas, gerando maior necessidade de caixa e consequentemente de aumentos tarifários futuros para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.
A Companhia também gerencia o risco de liquidez por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela análise de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2016, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia espera liquidar as respectivas obrigações.

	31/12/2016						31/12/2015
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total	Total
Passivos financeiros							
Fornecedores	299.010	22.611	51.528			373.149	485.607
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			86	451		537	965
Debêntures		42.442	36.000	206.347		284.789	473.872
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	3.950	14.777	55.437	384.171	56.033	514.368	531.292
Derivativos	638		9.284	9.922		19.844	(1.979)
Passivos financeiros setoriais			316.711	92.054		408.765	27.797
	303.598	**79.830**	**459.762**	**692.307**	**56.033**	**1.591.530**	**1.517.554**

27.2.2.1 Risco de sobrecontratação

Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial no Decreto nº 5.163/2004, se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas do custo incorrido com a compra de energia excedente e da consequente liquidação ao PLD. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite, sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo. O montante de sobrecontratação de energia não repassável para as tarifas dos consumidores na Companhia no exercício é de R$35.272.
A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os riscos com a compra de energia para atendimento ao mercado cativo. Para tal, a cada processo de decisão do montante de declaração de compra de energia em leilão e da participação em Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD, utilizam-se de modelos estatísticos para a projeções de diversos cenários de consumo, onde correlaciona-se variáveis climáticas, econômicas e tarifárias, além de modelos de otimização que buscam a minimização do custo, risco de penalidade e não-repasse tarifário.
Na regulação atual, a expansão em lastro do sistema energético nacional é garantida por meio da contratação de energia de longo prazo pelas distribuidoras, por meio da projeção do seu mercado cativo, com 3 a 5 anos de antecedência em relação ao período de suprimento da energia elétrica adquirida, ou seja, as decisões de contratações utilizam-se de projeções econômicas de longo prazo que em situação de normalidade não apresentam grandes variações. O montante dos compromissos contratuais para compra de energia futura firmados até 31 de dezembro de 2016 estão apresentados na nota 29.1.
No cenário atual, além da queda no consumo ocasionada por uma conjuntura econômica adversa e imprevisível com 3 a 5 anos de antecedência, a forte elevação nas tarifas do mercado regulado em contrapartida de um preço no mercado livre próximo ao piso, levaram muitos clientes a migrarem do ambiente cativo ao livre, motivados por uma redução do custo com a compra de energia. Ambos os fatores levaram as distribuidoras a um cenário generalizado de sobrecontratação.
Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação para que as distribuidoras possam elevar ou reduzir o volume de energia contratada, ou seja, administrar seus portfólios de contratos. São eles:
• Elevação do nível de contratação por meio da contratação nos Leilões A-5, A-3, A-1, A-0, de fontes alternativas, de ajuste e também por meio de participações no MCSD tanto de Energia Existente quanto de Energia Nova com declaração de déficit;
• Redução do nível de contratação por meio da redução dos volumes dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) de energia existente, com redução anual de até 4% do volume contratado por redução de mercado: (i) declaração inferior a 96% do montante de reposição (alterado pelo Decreto nº 8.828/16); (ii) redução com o gerador por migração de consumidores convencionais no Ambiente de Contratação Livre (ACL); (iii) acordos bilaterais; e (iv) participação nos MCSD's com declaração de sobra. Adicionalmente, como resultado parcial da Resolução Normativa nº 726/16, a ANEEL alterou a regulamentação vigente, permitindo a dedução da energia contratada relativa ao consumo dos clientes especiais que migrarem para o mercado livre nos contratos que forem firmados após a publicação da referida Resolução (junho de 2016).
Com a publicação da Lei nº 12.783/13, que tratou da prorrogação das concessões do setor de energia elétrica, os agentes detentores de usinas hidrelétricas cujo prazo de concessão terminasse em até cinco anos puderam solicitar a renovação da concessão, submetendo-se ao regime de Cotas de Garantia Física, alocadas às distribuidoras por meio dos Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGFs). Assim, a partir de 2013, os CCGFs substituíram parte dos CCEARs de energia existente das distribuidoras.
No entanto, aos CCGFs não foi dada a prerrogativa de redução do volume contratado para que a distribuidora pudesse administrar o seu nível de contratação. Com esta alteração, alheia a gestão das distribuidoras, este segmento passou a não possuir mecanismo algum para proteger contra a redução de consumo e migração de clientes ao ambiente livre. Nomeadamente, passou a não mais poder participar do MCSD 4%, tampouco do MCSD Trocas Livres e do MCSD Mensal. Logo, não mais pôde realizar reduções de volume nos CCEARs de energia existente tal como preconizado na Lei nº 10.848/04 e no artigo 29 do Decreto nº 5.163/04.
Adicionalmente, além dos contratos CCGFs que não apresentam a prerrogativa de redução do volume contratado, a perda de flexibilidade das distribuidoras na gestão de suas sobras contratuais foi potencializada pela introdução de CCEARs de energia existente por disponibilidade nos seus portfólios, os quais também não preveem cláusula contratual específica que permita a redução do montante contratado.
Este tema tem sido tratado pelas distribuidoras no âmbito do Ministério de Minas e Energia - MME e ANEEL, para endereçamento apropriado de forma a mitigar possíveis impactos para o setor.

27.2.2.2 Vencimento antecipado de dívidas

A Companhia possui contratos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures com cláusulas restritivas (*Covenants),* normalmente aplicável a esse tipo de operação, relacionada ao atendimento de índice financeiro.
Covenants são indicadores econômico-financeiros de controle da saúde financeira da Companhia exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de Empréstimos e financiamentos pode acarretar em um desembolso imediato ou vencimento antecipado de uma obrigação com fluxo e periodicidade definidos. A relação dos *covenants* por contrato aparecem descritos individualmente na nota 17.
Até 31 de dezembro de 2016 todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.
Além do controle de *covenants* atrelado ao risco de liquidez, existem garantias contratadas (Nota 29.2) para as rubricas de Empréstimos, financiamentos e Debêntures. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia pode ser exigida a liquidar, conforme os termos dos contratos de garantia financeira, caso o valor total garantido seja executado pela contraparte decorrente de falta de pagamento. Para a rubrica de Compra de Energia, as garantias estão vinculadas, em sua maioria, aos recebíveis da Companhia, passíveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

27.2.2.3 Capital Circulante Líquido - CCL

O capital circulante líquido da Companhia, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante, em 31 de dezembro de 2016 foi negativo em R$158.560 (R$465.653 positivo em 31 de dezembro de 2015). O capital circulante negativo é proveniente, principalmente, da constituição de passivos financeiros setoriais no exercício de 2016 que serão devolvidos via tarifa aos consumidores no ciclo de reajuste tarifário iniciado em 23 de outubro de 2016, sendo amortizado aproximadamente 1/12 do saldo mensalmente. A Companhia tem planejado para o próximo exercício captações de recurso para apresentar uma posição confortável e não prejudicar o plano de investimentos para 2017.

27.2.3 Risco de crédito

O risco de crédito compreende a possibilidade da Companhia não realizar seus direitos. Essa descrição está diretamente relacionada às rubricas de Caixa e equivalentes de caixa, Consumidores e concessionárias, Cauções e depósitos vinculados, entre outras.
No setor de energia elétrica as operações realizadas estão direcionadas ao regulador que mantém informações ativas sobre as posições de energia produzida e consumida. As comercializações são geradas a partir de leilões, contratos, entre outros e esse mecanismo agrega confiabilidade e controla a inadimplência entre participantes setoriais.
Os contratos de concessão de distribuição priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional. Desta forma, o atendimento e aceite ao novo consumidor cativo dentro da área de atuação da concessionária que presta o serviço na região é regra integrante do contrato de concessão.
Assim, para a distribuição de energia elétrica o instrumento financeiro capaz de expor a Companhia ao risco de crédito é o Contas a receber de consumidores. As regras para composição das perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa atendem à fundamentação disposta pelo regulador e premissas aprovadas pela Administração da Companhia.
A pulverização da venda de energia elétrica a essa base consumidora atribui menor volatilidade aos recebimentos da Companhia, pode-se levar em face a composição de 13,70% de estimativas de não realização dos créditos conforme nota 6.

A principal ferramenta na mitigação do risco de não realização do contas a receber de consumidores é a suspensão do fornecimento de energia elétrica aos consumidores inadimplentes. Anterior a essa etapa a Companhia realiza diversos métodos de cobrança tais como cobranças administrativas, notificações na fatura de energia e via SMS, protesto junto aos cartórios, restrição de crédito junto às empresas de proteção ao crédito, entre outras. A Companhia oferece diversos canais de atendimento para facilitar o contato com o consumidor, dentre elas, *call centers,* lojas de atendimento presencial, internet, aplicativo, além de realização de feirões para acordos de pagamentos.
Outra importante fonte de risco de crédito é associada às aplicações financeiras. A administração desses ativos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais com base nas políticas e controles internos visando assegurar liquidez, segurança e rentabilidade.
Estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, são realizadas periodicamente baseadas nas informações extraídas dos relatórios de riscos.
As decisões sobre aplicações financeiras são orientadas por uma Política de Gestão de Riscos Financeiros da Companhia, que estabelece condições e limites de exposição a riscos de mercado avaliados por agências especializadas. A política determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o *rating* do banco e o montante total das aplicações da Companhia, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas.
A Administração entende que as operações de aplicações financeiras contratadas não expõem a Companhia a riscos significativos que futuramente possam gerar prejuízos materiais.

27.2.4 Gestão de capital

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

	31/12/2016	31/12/2015
Total dos empréstimos e debêntures	809.079	1.003.185
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(355.496)	(301.943)
Dívida líquida	**453.583**	**701.242**
Total do Patrimônio Líquido	1.002.192	1.133.485
Total do capital	**1.455.765**	**1.834.727**
Índice de alavancagem financeira - %	**31,16%**	**38,22%**

28 Transações não envolvendo caixa

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

	31/12/2016	31/12/2015
Constituição de dividendos e JSCP a pagar	55.888	62.217
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures ao intangível	3.150	1.731
Aumento de capital com integralização de reservas		257.041
Total	**59.038**	**320.989**

29 Compromissos contratuais e Garantias

29.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2016 a Companhia apresenta os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentados por maturidade de vencimento.
Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia, inclusive aqueles compromissos contratuais que ultrapassam a data final da concessão, atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa que corresponde o custo médio de capital (WACC) do Grupo EDP.

	31/12/2016					31/12/2015
	2017	2018 a 2019	2020 a 2021	A partir de 2022	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	3.116	855			3.971	4.270
Obrigações de compra						
Compra de energia	2.024.997	3.918.050	3.853.339	15.627.800	25.424.186	23.677.093
Encargos de conexão e transporte de energia	166.885	447.325	406.515	1.191.328	2.212.053	2.249.807
Materiais e serviços	433.876	248.007	1.834	1.923	685.640	935.740
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	74.224	61.652	11.252	2.343	149.471	245.596
	2.703.098	**4.675.889**	**4.272.940**	**16.823.394**	**28.475.321**	**27.112.506**

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem os mesmos compromissos contratuais demonstrados acima, todavia, estão atualizados com as respectivas taxas na data-base de 31 de dezembro de 2016, ou seja, sem projeção dos índices de correção, e não estão ajustados a valor presente.

	31/12/2016					31/12/2015
	2017	2018 a 2019	2020 a 2021	A partir de 2022	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	2.505	716			3.221	3.651
Obrigações de compra						
Compra de energia	1.681.468	3.558.814	3.883.697	24.819.670	33.943.649	34.875.700
Encargos de conexão e transporte de energia	189.649	505.224	537.485	2.246.812	3.479.170	3.234.841
Materiais e serviços	348.761	210.451	1.698	2.028	562.938	809.414
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	77.390	76.904	14.700	3.713	172.707	24.693
	2.299.773	**4.352.109**	**4.437.580**	**27.072.223**	**38.161.685**	**38.948.299**

29.2 Garantias

Tipo de garantia	Modalidade	31/12/2016	31/12/2015
Aval de acionista	Seguro de vida	135.209	129.738
	Ações judiciais	49	49
Depósito caucionado	Empréstimos e financiamentos	642	
	Compra de energia	299	291
	Outros	81	81
Fiança bancária	Ações judiciais	188.765	123.059
	Outros	321	
Fiança corporativa	Empréstimos e financiamentos	290.685	292.633
Recebíveis	Compra de energia	124.223	108.643
	Empréstimos e financiamentos	4.348	7.355
	Outros	17.868	20.135
Notas promissórias	Empréstimos e financiamentos	222.096	238.235
Seguro garantia	Ações judiciais	18.692	39.754
		1.003.278	**959.973**

30 Cobertura de seguros

A Companhia mantém apólices de seguros com coberturas determinadas por orientação de especialistas e regidas por norma de contratação e manutenção de seguros aprovado pela Diretoria do Grupo EDP - Energias do Brasil. A contratação de seguros leva em consideração a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas sobre seus ativos e responsabilidades.
As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da revisão das demonstrações financeiras e, consequentemente, não foram analisadas pelos auditores independentes.
Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

	31/12/2016		31/12/2015	
	Valor em risco	Limite máximo de indenização	Valor em risco	Limite máximo de indenização
Subestações	394.889	29.000	366.327	24.000
Prédios e conteúdos (próprios e terceiros)	60.433	60.433	50.991	50.992
Transportes (materiais)	2.800			
Transportes (veículos)	1.600	1.600	1.600	1.600
Acidentes pessoais	135.209	(*)	129.738	(*)

(*) Em acidentes pessoais o valor de indenização será de 24 vezes o salário do colaborador, sendo um limite mínimo de R$55 e o limite máximo de R$556.
A Companhia possui seguro patrimonial das subestações onde, dentre os itens segurados, destacam-se máquinas e equipamentos de transmissão e distribuição de energia elétrica.
A EDP - Energias do Brasil possui cobertura de Responsabilidade Civil, estendida para a Companhia, com os limites conforme apresentados abaixo:
(i) Responsabilidade civil geral, com cobertura de até R$50.000;
(ii) Responsabilidade civil ambiental, com cobertura de até R$17.990; e
(iii) Responsabilidade civil de administradores e diretores, com cobertura de até R$80.245.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas
Presidente

Michel Nunes Itkes
Vice-Presidente

Luiz Otavio Assis Henriques
Conselheiro

Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire
Conselheiro

Carlos Emanuel Baptista Andrade
Conselheiro

Pompeu Freire de Mesquita
Conselheiro

DIRETORIA

Michel Nunes Itkes
Diretor-Presidente

Marney Tadeu Antunes
Diretor de Distribuição e Comercial

Fernando Peixoto Saliba
Diretor de Sustentabilidade

André Luís Nunes de Mello Almeida
Diretor de Contabilidade, Tributos e Gestão de Ativos

Dyogenes Rosi
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Donato da Silva Filho
Diretor de Gestão de Ativos
e Administrativo e de Regulação

José Roberto Pascon
Diretor de Planejamento e Engenharia

Renan Silva Sobral
Gestor Contabilidade UND e UNC
Contador - CRC 1SP 271964/O-6

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas
Bandeirante Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Bandeirante Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Bandeirante Energia S.A. em 31 de dezembro de 2016, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

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

Principais Assuntos de Auditoria

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

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1) A Companhia apresenta saldos no ativo não circulante referentes a valores a receber a título de indenização do Poder Concedente. Esses montantes decorrem de investimentos na estrutura da concessão, que não serão recuperados por meio da prestação de serviços outorgados até o fim da mesma. Por via da amortização de parcela classificada no ativo intangível. Esses ativos são mensurados com base no valor novo de reposição (VNR) em conexão com os processos de Revisão Tarifária Periódica, homologada a cada quatro anos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Anualmente, esses ativos são atualizados monetariamente e ajustados pela movimentação dos bens que integram a infraestrutura da concessão. Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria, uma vez que a mensuração dos montantes envolve: (i) julgamento quanto aos valores de amortização até o final da concessão, (ii) estimativas quanto às glosas nos itens investidos por parte do regulador, (iii) controles e critérios de elegibilidade para registro de adições no período correto, entre outros, sujeitos ao processo de revisão e homologação da ANEEL.	As evidências de auditoria por nós consideradas necessárias e suficientes foram obtidas por meio de uma combinação de testes em controles e em transações. Assim, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e testes de efetividade de controles internos relevantes; revisão da conciliação da base de remuneração regulatória (BRR) homologada pela ANEEL com respectivos saldos contábeis efetuada pela Companhia nos exercícios em que ocorreram as revisões tarifárias; inspeção de selecionados documentos que suportam transações de adições e baixas ocorridas no período; discussão dos critérios para elegibilidade das adições e determinação da estimativa de glosas; revisão da atualização monetária dos valores envolvidos e da segregação dos mesmos entre ativo intangível e ativo financeiro, além de testes do cálculo da amortização do ativo intangível. Consideramos que os julgamentos e as estimativas envolvidas são conciliáveis e razoáveis em relação às bases homologadas pela ANEEL, e que as divulgações efetuadas em notas explicativas são consistentes com as informações observadas.
Ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 7) Os ativos e passivos financeiros setoriais referem-se aos valores originados da diferença entre os custos previstos pela ANEEL e aqueles que são efetivamente incorridos pela distribuidora ao longo do período de vigência da tarifa, aprovada anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essa diferença constitui um direito a receber nos casos em que os custos efetivamente incorridos são superiores aos previstos, ou um obrigação, quando os custos incorridos são inferiores aos custos previstos. Esse tema foi considerado um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos, da sistemática de apuração dos valores - que envolve considerações quanto à elegibilidade de determinados itens (apropriações) - assim como do processo de amortização que se dá pelo recebimento/devolução de valores em bases estimadas em distintos períodos tarifários, por meio de tarifas.	Os procedimentos de auditoria para checar as principais movimentações registradas na conta dos ativos e passivos financeiros setoriais incluíram, entre outros, (i) a revisão da conciliação efetuada pela Companhia entre os valores dos ativos e passivos financeiros setoriais registrados contabilmente com aqueles homologados anualmente pela ANEEL para compor a tarifa da concessionária; (ii) inspeção, em base de testes, de informes à ANEEL que demonstram os valores realizados no período, assim como a inspeção, por amostragem, de documentos que compõe os custos incorridos com os valores de cobertura. Consideramos que os valores contabilizados de apropriações e amortizações são suportados por documentação que fundamentam os registros e as divulgações efetuadas em notas explicativas as informações relevantes relacionadas.
Fornecimento não faturado (Nota 22) Parte das receitas de vendas de energia tomam por base estimativas dos valores de energia fornecida aos clientes, conquanto ainda não faturadas na data do balanço, em virtude do intervalo de tempo entre a data da última leitura para medição e a data do encerramento do exercício. Em 31 de dezembro de 2016, o valor estimado de venda de energia já fornecida a clientes e ainda não faturada, reconhecido contabilmente, é de R$ 197.612 mil. Os riscos observados, e que demandaram foco em nossa auditoria, referem-se ao reconhecimento de receita fora de período de competência e/ou estimativas e premissas complexas e críticas para estimar esses recebíveis, na medida em que envolve: (a) estimar os volumes de energia consumida pelos clientes e (b) atribuir valor para mensurar o fornecimento não faturado, devido à variedade de tarifas que tem aplicação das diferentes classes de clientes.	As evidências de auditoria consideradas apropriadas e suficientes foram obtidas por meio de uma combinação de testes de controles, testes de transações e revisões analíticas sobre os saldos. Assim, entendemos e testamos a efetividade dos controles relevantes. Em relação aos testes de transações e revisões analíticas, partimos de estimativas e dados relacionados a volume, perdas e preço para determinar a receita não faturada, e a comparamos com a estimativa contabilizada, obtendo explicações para diferenças relevantes, quando aplicável. Comparamos a proporção de energia fornecida e não faturada com dados de empresas do mesmo segmento e discutimos as variações com a administração. Também confrontamos os cálculos com os preços homologados e obtivemos evidências relacionadas às premissas de volume usadas para determinar o nível de receita estimada. Nossos procedimentos revelaram que as premissas e as correspondentes estimativas para o registro no correto período de competência atendem à norma de reconhecimento de receita.

Outros assuntos

Demonstração do Valor Adicionado

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório do auditor

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.
Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.
Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.
Na elaboração das demonstrações financeiras, 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 financeiras, 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 financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, 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 financeiras.
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 financeiras, 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 e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações das demonstrações financeiras 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 manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras 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 financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 22 de fevereiro de 2017

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5

Valdir Renato Coscodai
Contador CRC 1SP165875/O-6