

EDP - Energias do Brasil S.A.

Companhia Aberta

CNPJ/MF nº 03.983.431/0001-03 - NIRE nº 35.300.179.731

ERRATA

Na publicação das Demonstrações Financeiras da EDP - Energias do Brasil S.A., publicada no jornal Valor Econômico em 10/03/2017, na página 01, **onde se lê:** R\$ 666,7 milhões de lucro líquido, **leia-se:** R\$ 666,6 milhões de lucro líquido. São Paulo, 10 de março de 2017.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

MENSAGEM DO DIRETOR-PRESIDENTE

O ano de 2016 foi marcado por importantes conquistas para a equipe da EDP Brasil. Num ano de transição política e de quadro macroeconômico recessivo conseguimos apresentar resultados consistentes e entregar um conjunto relevante de melhorias operacionais.

A nossa atuação continuou a endereçar as necessidades de todos os nossos principais stakeholders, visando à criação de valor compartilhado. Mas agora, esse alinhamento estratégico entre o propósito da Companhia e as nossas operações ficou muito mais forte e efetivo. Em 2016, lançamos, no âmbito do Projeto Cultura EDP, as designadas "Metas com Propósito", que alinham diretamente os nossos objetivos financeiros e operacionais com o nosso propósito - "usar a nossa energia para cuidar sempre melhor".

No balanço do ano avaliamos as nossas "Metas com Propósito" de 2016. Os resultados globais para acionistas, clientes, pessoas, meio ambiente e comunidade, parceiros de negócio, ativos e operação, posicionam a nossa performance acima dos 100%.

Gostaríamos de ilustrar o bom desempenho do ano com sete destaques principais:

Entrega de compromissos de investimento na Geração

O ano foi definitivamente marcado pela entrada antecipada em operação da usina de Cachoeira Caldeirão, 219 MW no Amapá, em parceria com a CTG. A primeira máquina começou a operar 8 meses antes do prazo regulatório e as restantes máquinas entraram até cinco meses antes do prazo. Esta é a segunda vez que conseguimos entregar uma usina dentro do prazo e do orçamento. Em 2014, já tínhamos também antecipado a operação da usina de Santo Antônio do Jari em 3,5 meses.

Adicionalmente, prosseguem a bom ritmo as obras da usina de São Manoel, 700 MW, no Mato Grosso. Terminamos o ano, em parceria com a CTG e Furnas, acima dos 83% de realização do projeto.

Melhoria dos indicadores operacionais na Distribuição

Na Distribuição, para além do cumprimento integral dos nossos compromissos regulatórios de qualidade de serviço, que nos posiciona como um dos melhores operadores do mercado, interessa destacar a redução das perdas comerciais em ambas as empresas. Em São Paulo, atingimos uma perda na baixa tensão de 9,98%, que está 0,43 p.p. acima da meta regulatória, mas que já é 49,58% inferior à perda comercial que registramos em 2008, ano em que ela atingiu o seu máximo. No Espírito Santo, a evolução também foi positiva, porque terminamos o ano com uma perda comercial de 13,50%, cerca de 2 p.p. acima da perda regulatória. Em anos anteriores esta diferença chegou a ultrapassar os 8 p.p.

Expansão da Área de Serviços de Energia

Não poderíamos deixar de notar que a aquisição da empresa de eficiência energética, APS, nos permitiu ter uma atuação mais afirmativa no mercado dos serviços de energia. Este ano fizemos 15 projetos, tendo investido cerca de R\$ 20 milhões e possibilitando a redução de 45 GWh no consumo dos nossos clientes.

Entrada em novos negócios

Em 2016, entramos em dois novos segmentos de negócio. Por um lado, demos o nosso primeiro passo no segmento de transmissão, conquistando um pequeno projeto de 113 quilômetros de extensão no estado do Espírito Santo. Entendemos este passo, como a abertura de uma porta para uma nova área de negócio. Foi também o ano em que nos lançamos no negócio da geração distribuída com solar fotovoltaico. Terminamos o ano com 4 instalações e com um pipeline extenso de projetos para 2017.

Reforço da estrutura de capital

Do ponto de vista financeiro, o ano foi marcado pelo nosso aumento de capital de R\$ 1,5 bilhão, que foi integralmente subscrito pelos nossos acionistas. Com esta operação reforçamos a nossa estrutura de capital e otimizamos a nossa função financeira, com o pré-pagamento de dívida onerosa, na holding e na UTE Pecém. Terminamos o ano com um rácio de endividamento de 1,5 vezes dívida líquida sobre EBITDA. Um nível saudável, que prepara o nosso balanço para eventuais oportunidades de crescimento.

Implantação de uma nova Cultura interna

Desde 2015 que embarcamos na missão coletiva de encontrar um denominador comum para a cultura que agrega os cerca de três mil colaboradores da EDP Brasil. Em 2016, fizemos a disseminação interna (junto de todos os colaboradores da EDP Brasil) e externa (junto dos nossos prestadores de serviços) de 12 princípios que formam a nova Cultura EDP.

Os resultados foram surpreendentes. Os níveis de engajamento da nossa equipe continuaram a subir. Na pesquisa interna de clima o nível de engajamento ultrapassou os 80%, nível acima da média das melhores empresas da amostra. E mais importante ainda. Registramos zero acidentes fatais com colaboradores próprios e prestadores de serviços. A primeira vez nos últimos dez anos em que conseguimos tal feito.

Investimento no patrimônio cultural

O ano terminou com o apoio à recuperação do Museu da Língua Portuguesa. Anunciamos um investimento de R\$ 20 milhões em três anos de intervenção no museu. Esta parceria com o Governo do Estado de São Paulo e com a Fundação Roberto Marinho sinaliza a responsabilidade que assumimos como a maior empresa portuguesa a operar no Brasil. A língua portuguesa, a par da nossa genética, é o mais importante patrimônio que Brasil e Portugal partilham. E o Grupo EDP assumiu-se como agente ativo na preservação desse patrimônio.

Tudo isto nos levou a terminar o ano de 2016 com razões para celebrar. Resultados que reforçam, também, o nosso compromisso com os Princípios do Pacto Global, da Organização das Nações Unidas, como empresa consciente e ativa na sua responsabilidade perante a sociedade e seus stakeholders. Nesse sentido, temos motivos para agradecer a todos aqueles que, de forma direta ou indireta, tornaram possível o bom desempenho deste ano.

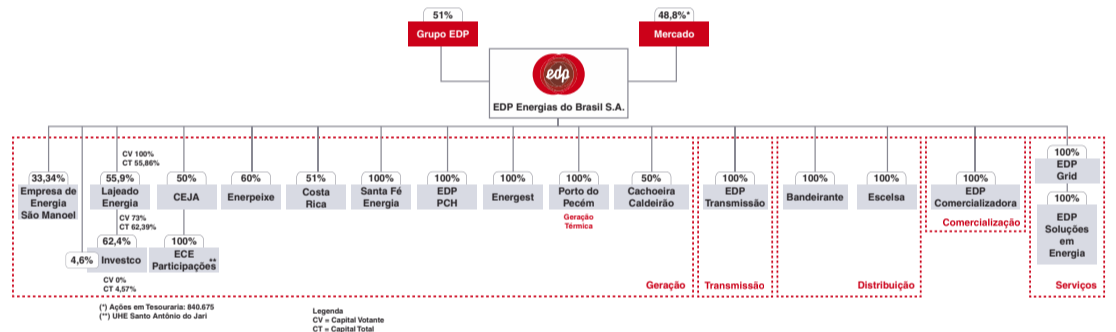
Não podemos deixar de destacar os nossos três mil colaboradores, a grande equipe da EDP Brasil, que se engajou com muita energia e vontade de superação, e que se excedeu na entrega dos seus compromissos. Uma palavra também para os nossos acionistas, que continuaram a depositar confiança na nossa Empresa e a nela investir o seu tempo e recursos. Aos nossos parceiros de negócio agradecemos a dedicação e profissionalismo, que nos permitiu entregar um serviço de excelência aos nossos clientes. A esses últimos, prometemos o mesmo empenho e dedicação constantes, que nos têm levado sempre a melhorar a qualidade da nossa entrega.

Obrigado a todos! Continuaremos a usar a nossa energia para cuidar sempre melhor e para continuar a ser merecedores da vossa confiança.

Miguel Setas, Diretor-presidente

PERFIL CORPORATIVO E ORGANOGRAMA SOCIETÁRIO

A EDP Energias do Brasil é uma holding que detém investimentos nos segmentos de Geração, Distribuição, Comercialização, Serviços de Energia Elétrica e recentemente incorporou no seu portfólio o segmento de Transmissão. No segmento de Geração controla as operações de empreendimentos de fonte convencional (Usinas Hidrelétricas, Pequenas Centrais Hidrelétricas e Usina Termelétrica) em 7 estados do País (Espírito Santo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, Ceará, Pará e Amapá). No segmento de Distribuição atua com duas distribuidoras nos estados de São Paulo e Espírito Santo. No segmento de Comercialização negocia contratos de compra e venda de energia com clientes distribuídos em todo território nacional, enquanto no segmento de Serviços, através da EDP Grid, presta serviços técnicos e comerciais, incluindo sistemas de transmissão, distribuição e manutenção junto a clientes corporativos, projetos de eficiência energética e geração distribuída fotovoltaica. No segmento de Transmissão, possui um projeto de 113 km, o qual o contrato de concessão foi assinado em 10 de fevereiro de 2017.



ALTERAÇÕES DE NATUREZA SOCIETÁRIA

Pantanal Energética Ltda.

Em 29 de janeiro, a EDP Energias do Brasil concluiu a venda da Pantanal Energética Ltda. para a Cachoeira Escura Energética S. A.

Cisão da Energest

Em 29 de fevereiro, a controlada Energest S. A. concluiu a operação de cisão, na qual parte de seus ativos foram incorporados pela EDP Pequenas Centrais Hidroelétricas S. A. (EDP PCH), empresa também controlada pela EDP Energias do Brasil. O objetivo da operação foi reorganizar a estrutura societária para permitir maior eficiência operacional, segregando ativos outorgados na modalidade de Serviço Público daqueles na modalidade de Produtor Independente.

IMPACTOS MACROECONÔMICO E HIDROLÓGICO NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

O ano de 2016 apresentou um cenário econômico extremamente adverso com a continuidade da recessão econômica, crise política que culminou no impeachment da presidente Dilma Rousseff, crise nas contas públicas com queda na arrecadação e aumento na previsão de déficit primário, taxa de juros elevada, desemprego crescente e queda generalizada da confiança dos investidores.

Contribuíram também para o fraco desempenho as influências políticas e econômicas do cenário internacional, marcado pela vitória de Donald Trump para a presidência dos EUA e a votação pela saída do Reino Unido da União Europeia, ocasionando oscilação na economia mundial.

Segundo dados do IBGE, o Brasil registrou em 2016 a maior queda no PIB¹ desde 1996, com recuo de 4,0% nos nove primeiros meses de 2016, na comparação com o mesmo período de 2015. Contribuiu para esse resultado, pela ótica da produção, o fraco desempenho nos setores de Serviços (-2,8%), Indústria (-4,3%) e Agropecuária (-6,9%). Já pela ótica da demanda, os destaques negativos são os recuos no investimento (-11,6%) e no consumo das famílias (-4,7%).

Com a queda do consumo das famílias, impactada pelos juros altos (13,75%)² e o desemprego em patamar elevado (11,9%)³, ante a taxa de 8,5% de 2015⁴, o comércio varejista teve o seu pior desempenho nas vendas em 16 anos, segundo a Serasa Experian. A queda da demanda afetou a produção da indústria, que recuou 7,1% em 2016. De acordo com o IBGE, 23 dos 26 ramos pesquisados tiveram redução na produção.

Nessa conjuntura desafiadora, sinais de alívio vieram da inflação - que avançou 6,29% no ano⁵, menor taxa anual em três anos - e do setor externo, em que a balança comercial brasileira teve um superávit de US\$ 47,7 bilhões em 2016⁶ (foram US\$ 185,2 bilhões em exportações e US\$ 137,5 bilhões em importações), o maior já registrado na série histórica.

O ano de 2016 teve um início favorável para o cenário hidrológico, com a recuperação de parte dos reservatórios, com destaque ao submercado do Sudeste⁸, que fechou o ano com a média de ENA em 95% da MLT (Média de Longo Termo). No Nordeste, a seca que vem assolando a região representou o seu segundo pior ano (em um histórico de 86 anos), fechando em 44% da MLT.

Apesar do início favorável, a redução do consumo, afetada pela retração econômica, associada ao aumento das vazões no começo do ano, contribuiu para a redução do PLD, que encerrou 2016 em R\$ 94/MWh, contra R\$ 288/MWh em 2015 no SE/CO, e melhorou do GSF (Generation Scaling Factor), que fechou o ano em 86,8%. Já no submercado do NE, a situação hidrológica crítica manteve as térmicas acionadas, fechando o ano com o PLD mais alto que os outros submercados (R\$ 174 MWh).

AMBIENTE REGULATÓRIO

Alterações Regulatórias

Bandeiras Tarifárias

Instituídas em 2015, as Bandeiras Tarifárias têm como objetivo sinalizar os custos reais da produção de energia elétrica. A bandeira verde indica que o custo de produção de energia está mais baixo, não sendo aplicada nenhuma modificação nas tarifas. As bandeiras amarela e vermelha representam o aumento de custo de produção de energia, ocasião em que é aplicada um valor adicional à tarifa. Em 2016, os valores das bandeiras amarela e vermelha sofreram alterações: a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, cujos adicionais são de R\$ 3,00 e de R\$ 4,50, aplicados a cada 100 kWh (quilowatt-hora) consumidos; e a bandeira amarela passou de R\$ 2,50 a R\$ 1,50, aplicados a cada 100 kWh.

Sobrecontratação de energia

O acirramento da crise econômica brasileira levou à queda da produção industrial e, consequentemente, à redução do consumo de energia. Adicionalmente, o aumento das tarifas, por causa da elevação dos custos pela geração termelétrica entre 2014 e 2015, levou às migrações de clientes para o mercado livre em 2015 e 2016, deixando as distribuidoras inseridas em um cenário de contratação de energia em nível superior àquele necessário ao atendimento de seu mercado e além do limite de 105% previsto pela ANEEL, situação que se convencionou denominar "sobrecontratação de energia" ou, simplesmente, "sobrecontratação". Ao contrário de 2015, quando fechou o ano em R\$ 288/MWh (SE/CO), em 2016 o PLD médio estava mais baixo, impactando as distribuidoras negativamente. Diante desse cenário, a ANEEL adotou algumas medidas mitigatórias, com destaque para as seguintes resoluções normativas (REN): (i) REN 711/2016, que possibilitou às distribuidoras, em comum acordo com os agentes de produção, reduzir, postergar ou cancelar contratos de comercialização de energia no ACR (CCEARs); (ii) REN 726/2016, que permitiu 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; e (iii) REN 727/2016, que aprimorou o emprego do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit de Energia Nova (MCSO), com a possibilidade de redução contratual pelos agentes de produção.

Embora tenham demonstrado impacto positivo, as medidas mitigatórias adotadas não foram suficientes para extinguir a sobrecontratação. Em 2017, faz-se necessária a adoção de medidas adicionais para solucionar a questão.

Gestão do Fundo Setorial - Lei nº 13.360

A Lei 13.360, publicada em 2016, reestruturou a gestão do fundo setorial Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). O fundo, antes gerido pela Eletrobrás, foi transferido para a gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com prazo estabelecido até 1º de maio de 2017.

Essa Lei introduziu ainda relevantes alterações no cenário regulatório, tais como a criação dos Leilões de Energia Nova com início do suprimento em até 7 anos (A-7); a permissão para que consumidores com tensão até 69 kW, existentes anteriormente a 1995, possam se tornar livres; a possibilidade de as distribuidoras venderem seu adicional de energia excedente no mercado livre; a majoração da Contribuição Financeira por Uso de Recursos Hídricos - CFURH (*royalties* da água); a alocação de custos de Itaipu, referentes à energia secundária, para o MRE; e a criação de cargas ininterrompíveis.

Revisão Ordinária de Garantia Física

A Garantia Física é atribuída a cada usina hidrelétrica e corresponde ao limite máximo definido para a comercialização de energia em contratos. O Decreto nº 2.655/1998 estabeleceu que esse montante será revisado a cada cinco anos (revisão ordinária) ou na ocorrência de fatos relevantes (revisão extraordinária). A última revisão, feita em 2004 pela Portaria do MME nº 303, determinou as garantias físicas de energia das usinas hidrelétricas e a vigência até dezembro de 2014. Desde então, os estudos tiveram continuidade, com ampla participação de órgãos e entidades vinculadas ao MME para analisar e discutir os dados, a configuração, a metodologia e os modelos necessários à revisão ordinária. No final de 2016, a Portaria nº 714 prorrogou mais uma vez, até 31 de dezembro de 2017, os valores vigentes de garantias físicas de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente.

Tarifa Branca

Criada em 2016, a Tarifa Branca tem como objetivo sinalizar aos consumidores, que optarem por essa modalidade tarifária, a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo.

A tarifa é oferecida para as unidades consumidoras em baixa tensão, que passarão a ter a possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana. Nos dias úteis, o valor Tarifa Branca varia em três horários: ponta (sendo padrão o horário das 17h30 às 20h30); intermediário (uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto tarifário ponta); e fora de ponta (composto pelas 21 horas diárias complementares ao horário de ponta, além dos sábados, domingos e feriados nacionais). Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara em relação à de fora de ponta.

A adesão poderá ser feita a partir de 1º de janeiro de 2018, e o consumidor terá a alternativa de solicitar, a qualquer tempo, o regresso à modalidade tarifária convencional.

¹ Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Contas Nacionais Trimestrais. Julho/Setembro 2016.
² Fonte: Banco Central do Brasil. Meta SELIC em 31/12/2016.
³ Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua - PNAD Contínua. Trimestre móvel referente aos meses de setembro a novembro de 2016.
⁴ Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua - PNAD Contínua. Média do ano de 2015.
⁵ Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Pesquisa Mensal da Indústria. Novembro/2016.
⁶ Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor IPCA e INPC - Dezembro/2016.
⁷ Fonte: Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior - MDIC. Secretaria de Comércio Exterior.
⁸ A região Sudeste responde por cerca de 70% da capacidade de armazenamento do país.

REVISÕES TARIFÁRIAS E REAJUSTES TARIFÁRIOS

Em agosto, a ANEEL homologou a 7ª Revisão Tarifária Periódica da EDP Escelsa, por meio da resolução nº 2.118/2016. O efeito médio percebido pelo consumidor foi de -2,80%, sendo de -6,18% para os consumidores conectados em alta e média tensão e de -0,67% para aqueles conectados em baixa tensão. A parcela B foi definida em R\$ 846 milhões, representando um crescimento de 10,09% em relação ao reajuste de 2015. Para o período de 2017 a 2019, a componente Produtividade (Pd) anual do Fator X foi estabelecida em 1,15%, enquanto a componente T (Trajetória de Custos Operacionais) foi de 0%. Quanto à componente Q, referente à variação dos indicadores de qualidade do serviço DEC e FEC entre os anos de 2015 e 2014, foi de -0,36%. A parcela A foi definida em R\$ 2.386 milhões e os componentes financeiros, em - R\$ 41 milhões. As perdas técnicas foram fixadas em 7,14%, e as perdas não técnicas sobre a baixa tensão, em 11,45%, com trajetória *flat* até 2019.

Em outubro, a ANEEL homologou o Reajuste Tarifário Anual da EDP Bandeirante, por meio da resolução 2.158/2016. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de -23,53%, sendo -28,64% para os consumidores conectados em alta e média tensão e -19,51% para os consumidores conectados em baixa tensão. A parcela B foi ajustada por IGP-M e Fator X em 9,54%, resultando em R\$ 829 milhões, com variação de 4,79% em relação à revisão tarifária ocorrida em 2015. A parcela A da concessionária foi definida em R\$ 3.096 milhões, e os itens financeiros reconhecidos pela ANEEL nesse processo foram de -R\$ 308 milhões. Adicionalmente, na mesma data, a ANEEL acatou parcialmente o pleito da EDP Bandeirante referente ao Recurso Administrativo da Revisão Tarifária de 2015, conforme abaixo:

Descrição	Ponto de Partida	2015	2016	2017	2018
Referencial Regulatório PNT/BT (Revisão Tarifário 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 reconhecido como componente financeiro e totalizou R\$ 2,2 milhões.

EVOLUÇÃO DOS VOLUMES DE ENERGIA

	Volume (MWh)		Var. % 2016/2015	Clientes (unid.)		Var. % 2016/2015
	2016	2015		2016	2015	
DISTRIBUIÇÃO						
Residencial	5.841.868	5.809.917	0,5%	2.828.766	2.778.036	1,8%
Industrial	2.744.955	3.470.167	-20,9%	23.872	24.156	-1,2%
Comercial	3.521.577	3.771.473	-6,6%	245.954	241.571	1,8%
Rural	878.998	921.841	-4,6%	189.440	185.541	2,1%
Outros	1.743.411	1.707.546	2,1%	27.000	26.736	1,0%
Energia Vendida Clientes Finais	14.730.808	15.680.945	-6,1%	3.315.032	3.256.404	1,8%
Suprimento	616.463	663.710	-7,1%	3	3	0,0%
Energia em trânsito (USD)	9.063.337	9.354.130	-3,1%	609	255	138,8%
- Clientes livres	8.793.511	9.107.473	-3,4%	587	233	151,9%
- Concessionárias	269.826	246.657	9,4%	3	3	0,0%
- Uso geração	0	0	-	19	19	0,0%
- Consumo próprio	13.961	14.554	-4,1%	375	371	1,1%
Total Energia Distribuída	24.424.568	25.713.338	-5,0%	3.316.019	3.256.669	1,8%

Notas:

Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público

USD = Uso do Sistema de Distribuição

Energia vendida a clientes finais: redução de 6,1%, reflexo da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre, das condições climáticas mais amenas, em especial no Estado do Espírito Santo, da manutenção dos níveis de retração da economia e dos aumentos tarifários de energia elétrica ocorridos ao longo de 2015.

Energia em trânsito (USD): redução de 3,1%, em função da paralisação da produção de um grande cliente da área de concessão da EDP Escelsa.

Na geração: o volume de energia vendida do grupo alcançou 12.948 GWh, 12,2% acima de 2015, decorrente da contabilização do volume de Pecém a partir de maio de 2015. Considerando o volume de 50% da UHE Jari (227 GWh) e de 50% da UHE Cachoeira Caldeirão (124 GWh), o volume do grupo alcançou 14.205 GWh, 5,5% acima de 2015, decorrente da entrada em operação da UHE Cachoeira Caldeirão.

Na comercialização: o total de energia comercializada foi de 12.980 GWh, 22,5% superior a 2015, decorrente da volatilidade do PLD ao longo do ano, propiciando maior liquidez no mercado, aumento no número de operações de *trade* e, ainda, aumento no número de clientes.

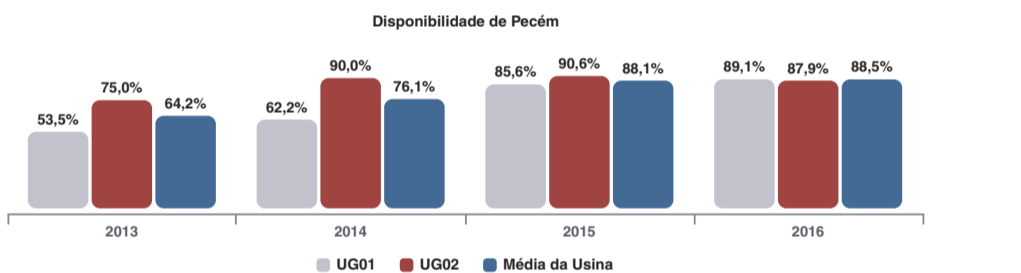
ÁREAS DE NEGÓCIO

GERAÇÃO

A Companhia encerrou o ano com capacidade instalada de 2.763 MW, aumento de 2,18% em relação a 2015, considerando a entrada antecipada da UHE Cachoeira Caldeirão (109,5 MW)⁹ e a venda da Pantanal Energética (51,1 MW).

UTE Pecém I

A Usina apresentou disponibilidade média de 88,5%, impactada pelas manutenções corretivas na UG01 em julho e pela inspeção contratual dos equipamentos da UG02 em agosto.



UHE Santo Antônio do Jari

A UHE Jari está localizada no rio Jari, na divisa dos estados do Pará e Amapá, com 373,4 MW de capacidade instalada. A ECE Participações S. A., detentora dos direitos de exploração da UHE Jari, pertence 50%/50% à EDP Energias do Brasil e à China Three Gorges Brasil Energia Ltda. (CTG). No ano, a usina produziu 1.846,9 GWh de energia.

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	Jari Consolidado		
	2016	2015	%
Receita operacional líquida	115.122	106.299	8,3%
Gastos não gerenciáveis	(29.024)	(36.322)	-20,1%
Margem Bruta	86.098	69.977	23,0%
Gastos gerenciáveis	(33.171)	(32.985)	0,6%
EBITDA	79.071	63.136	25,2%
Resultado financeiro líquido	(59.775)	(55.126)	8,4%
Lucro líquido	17.667	(16.444)	n.d.

*Valores correspondem a 50% da participação da EDP Energias do Brasil

A receita líquida consolidada da UHE Jari atingiu R\$ 115,1 milhões, 8,3% superior ao ano anterior, decorrente do reajuste dos contratos pela inflação. Os gastos não gerenciáveis atingiram R\$ 29,0 milhões, 20,1% inferiores a 2015, decorrentes da melhora do GSF médio (86,8% em 2016 vs 85,1% em 2015) e da redução do PLD médio do submercado Norte (N) (R\$ 102,9/MWh em 2016 vs R\$ 250,9/MWh em 2015).

O EBITDA fechou o ano em R\$ 79,1 milhões, aumento de R\$ 15,9 milhões, comparado ao ano de 2015.

UHE Cachoeira Caldeirão

A UHE Cachoeira Caldeirão está localizada no rio Araguaí, no estado do Amapá, com 219 MW de capacidade instalada. A Central Hídrica de Cachoeira Caldeirão pertence 50%/50% à EDP Energias do Brasil e à CTG.

A usina entrou em operação comercial com antecedência em relação ao início do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), que iniciou em janeiro de 2017. As duas primeiras unidades geradoras entraram em operação no primeiro semestre, enquanto que a última unidade iniciou sua operação em agosto, com 73 MW de capacidade instalada cada. Desde sua entrada em operação, a usina produziu 667,9 GWh de energia.

No ano, o EBITDA consolidado foi de R\$ 7,5 milhões.

Projeto em construção

UHE São Manoel

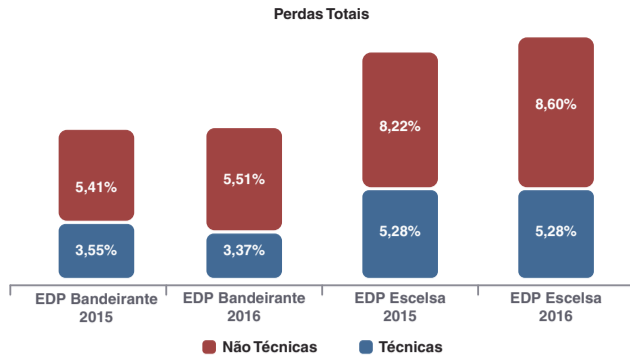
A UHE São Manoel está localizada no rio Teles Pires, na divisa dos estados do Mato Grosso e do Pará, com 700 MW de capacidade instalada. A Empresa de Energia São Manoel S. A. é uma parceria, na proporção de 1/3 (um terço), entre EDP Energias do Brasil, CTG e Furnas Centrais Elétrica S. A.

Ao final de 2016, a Usina tinha 83,4% da obra já concluída e o desvio do rio já realizado integralmente. O início dos CCEARs é em maio de 2018.

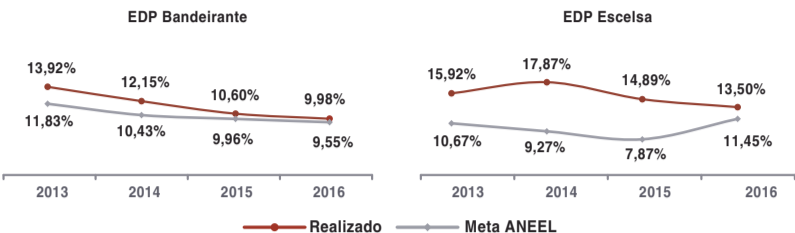
Investimentos em geração

No segmento

Perdas
Apesar da redução das perdas totais na EDP Bandeirante, ambas as distribuidoras encerraram o ano acima dos padrões estabelecidos pelo órgão regulador, impactadas pelo aumento das perdas técnicas. Na EDP Bandeirante, o aumento das perdas técnicas é decorrente da reconfiguração de distribuição de carga no sistema para a realização de obras de melhoria e expansão da rede. Na EDP Escelsa, o aumento reflete a redução de carga de um cliente relevante e da menor geração de energia no estado.



Em relação às perdas não técnicas, tanto no mercado total, quanto no mercado em baixa tensão, o Plano de Combate às Perdas demonstrou eficiência resultando na melhoria do indicador. Apesar do percentual de perdas não técnicas no mercado total da EDP Escelsa ter se mantido estável, a perda em carga foi reduzida.



Investimentos em distribuição
O aumento de 50,4% nos investimentos em distribuição reflete o incremento no programa de combate a perdas, com a implementação de novas tecnologias, a instalação remota de comunicação e a troca de medidores obsoletos e aviariados.

Investimento (R\$mil)	EDP Bandeirante		EDP Escelsa		Total		
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
Expansão do Sistema Elétrico	104.793	86.509	261.827	123.075	366.620	209.584	74,9%
Melhoramento da Rede	99.571	64.742	96.233	49.388	195.804	114.129	71,6%
Universalização	14.845	10.879	-	-	14.845	10.879	36,5%
Telecom., Informática e Outros	37.387	36.650	30.769	23.181	68.156	59.832	13,9%
Sub Total⁽¹⁾	256.597	198.780	388.828	195.644	645.425	394.424	63,6%
(-) Obrigações Especiais ⁽²⁾	(10.249)	(21.333)	(150.914)	(16.667)	(161.163)	(38.000)	32,4,1%
Investimento Líquido	246.348	177.447	237.914	178.977	484.262	356.424	35,9%
Receitas de Ultrapassagem ⁽²⁾	-	(14.131)	(3.613)	(22.616)	(3.613)	(36.747)	-90,2%
Investimento Líquido	246.348	163.316	234.302	156.361	480.649	319.677	50,4%

⁽¹⁾ Sub Total = Capex Bruto, considerando Capital investido na rede + Juros capitalizados
⁽²⁾ Novas regras instituídas com os procedimentos para revisão tarifária relativas à receita de multas por Ultrapassagem de Demanda e consumo de Energia Reativa Excendente (PRORET 2.7) que reduz a Receita Operacional e quando do início do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, o valor acumulado nessa subconta receberá o tratamento usual de depreciação dos ativos alocados como investimentos originários dessas Obrigações Especiais.
⁽³⁾ Participação financeira de clientes, sejam eles pessoas físicas, jurídicas, união, estado e municípios nos projetos de investimentos.
Em 2016, a EDP Bandeirante e a EDP Escelsa desembolsaram R\$ 100,0 milhões (+49,1%) em programas de combate às perdas. Do total de recursos, R\$ 78,0 milhões foram destinados a investimentos operacionais (substituição de medidores, instalação de rede especial e telemedição) e R\$ 22,0 milhões a despesas gerenciais (inspeções e retirada de ligações irregulares).
As distribuidoras realizaram aproximadamente 212,9 mil inspeções e 20,6 mil regularizações de ligações clandestinas, e foram retiradas 89,7 mil ligações irregulares que resultaram na recuperação de receitas de cerca de R\$ 39,7 milhões.

COMERCIALIZAÇÃO E SOLUÇÕES EM ENERGIA

A EDP Comercialização encerrou 2016 com 272 clientes, aumento de 38% em comparação ao ano anterior. Em 2016, a Comercializadora apresentou EBITDA de R\$ 6,1 milhões, redução de 85,7% quando comparado a 2015. A EDP Grid realizou 15 projetos de eficiência energética, representando economia de 45 GWh e redução de emissão de gases poluentes de 3.676 tCO₂, reforçando o compromisso socioambiental do Grupo.
Concomitante a isso, foram firmados quatro contratos de venda de projetos solares, totalizando 226 kWp de capacidade instalada. Em 2016, a EDP Grid apresentou EBITDA de R\$ 9,1 milhões, queda de 36,9% quando comparado a 2015.

TRANSMISSÃO

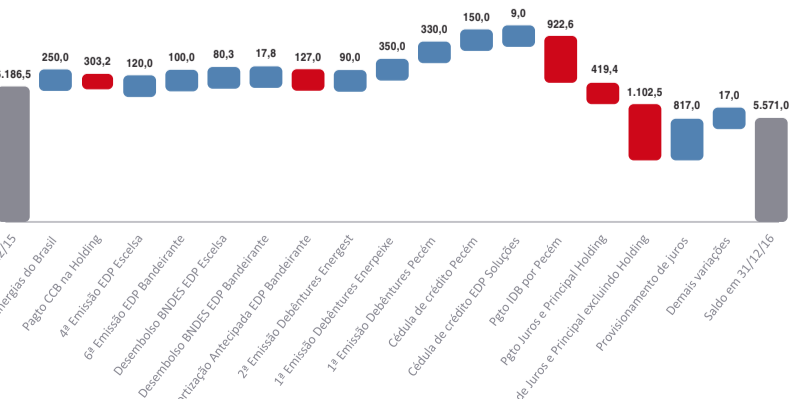
Em 2016, na 2ª Etapa do Leilão para Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 013/2015, realizado pela ANEEL, a Companhia venceu o lote 24. O empreendimento é composto por uma linha de transmissão de 113 km e uma subestação no Estado do Espírito Santo. A entrada em operação considerada pela Companhia está prevista para 2020, com investimento total estimado de R\$ 116 milhões, cuja Receita Anual Permitida (RAP) será de R\$ 20,7 milhões, com atualização anual pelo IPCA. Em 10 de fevereiro de 2017 a Companhia assinou o contrato de concessão.

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	Consolidado		
	2016	2015	%
Receita operacional líquida	8.884.122	9.943.091	-10,7
Receita com construção da infraestrutura	480.650	317.343	51,5
Gastos não gerenciáveis	(5.594.856)	(6.752.620)	-17,1
Margem Bruta	3.289.266	3.190.471	3,1
Gastos gerenciais	(2.290.684)	(1.959.480)	16,9
Total do PMSO	(1.255.244)	(1.115.989)	12,5
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(14.357)	(68.215)	-79,0
Custo com construção da infraestrutura	(480.650)	(317.343)	51,5
Ganho na alienação de investimento	278.139	953.643	-70,8
EBITDA	2.297.804	2.959.910	-22,4
Margem EBITDA	25,9%	29,8%	-3,9 p.p.
Depreciação e amortização	(540.433)	(457.933)	18,0
Resultado do serviço (EBIT)	1.757.371	2.501.977	-29,8
Resultado das participações societárias	(115.443)	(113.774)	1,5
Resultado financeiro líquido	(652.741)	(625.517)	4,4
LAIR	989.187	1.762.686	-43,9
IR e Contribuição social	(158.232)	(356.314)	-55,6
Lucro líquido antes de minoritários	830.955	1.406.372	-40,9
Atribuível aos acionistas não controladores	(164.353)	(140.436)	17,0
Lucro líquido	666.602	1.265.936	-47,3

- Margem Bruta**
Distribuição: a margem bruta da distribuição manteve-se estável (-1,0%) entre os períodos comparados por causa das seguintes variações:
 - EDP Bandeirante: redução de R\$ 158,2 milhões decorrente do efeito da Revisão Tarifária Periódica, ocorrida em outubro de 2015, cuja redução das tarifas iniciou ao longo de 2016 e do Reajuste Tarifário Anual de 2016, que impactou os últimos meses do ano. Adicionalmente, a diferença do ativo financeiro indenizável, que no ano de 2015 resultou na avaliação dos ativos imobilizados regulatórios e os efeitos da sobrecontratação, impactaram para a redução;
 - EDP Escelsa: aumento de R\$ 142,2 milhões decorrente do efeito da Revisão Tarifária Periódica, com impacto positivo na parcela B, que ocorreu em agosto de 2016, do valor do ativo financeiro indenizável contabilizado em 2016 e dos efeitos da sobrecontratação. Esse aumento foi minimizado pela queda do mercado, ocasionada pela paralisação de um importante cliente do setor de extrativismo mineral.
- Geração:** o aumento de 9,6%, reflete a redução do custo da energia comprada para revenda, resultante da redução do GSF e do PLD entre os períodos analisados, além da contabilização de Pecém integral no resultado de 2016. Esse aumento foi minimizado pela provisão referente ao aumento do encargo hídrico emergencial e pelos maiores custos com a compra de carvão em Pecém e a contabilização de seu ressarcimento por indisponibilidade, referente às mudanças nas premissas do cálculo do FID.
- Comercialização:** a redução de 29,3% reflete a queda na margem unitária entre os períodos comparados ocasionada pela maior volatilidade do PLD em 2015, com a captura de margens superiores. A redução do consumo dentro do limite contratual permitido pela flexibilização dos contratos, combinado com a queda do PLD em 2016, também contribuíram para a redução da margem bruta.
- Os gastos gerenciais** totalizaram R\$ 2,3 bilhões, 16,9% superiores aos de 2015. Os gastos com PMSO totalizaram R\$ 1,3 bilhão, 12,5% superiores a 2015, resultantes da consolidação de Pecém, do aumento das ações de manutenção da rede, visando à melhoria dos indicadores de qualidade (+R\$ 15,0 milhões), dos gastos com ações de combate a perdas (+R\$ 7,3 milhões) e com consultorias relacionadas à comunicação interna e de projetos de eficiência (+R\$ 8,5 milhões). Desconsiderando o efeito da contabilização de Pecém (consolidada no resultado da Companhia a partir de 15 de maio de 2015), a contabilização da APS Soluções (consolidada a partir de dezembro de 2015), o efeito de PDD e os custos operacionais decorrentes da operação de venda da Pantanal, o aumento do PMSO seria de 3,2%.
- Em agosto de 2015, a Companhia implementou o programa transversal de Orçamento Base Zero (OBZ), como parte dos esforços na busca pela eficiência, abrangendo todos os gastos de "PMSO". O programa, que contribui para a cultura de produtividade contínua, já teve em 2016 mais de 100 iniciativas implementadas gerando eficiência e redirecionamento de gastos para itens estratégicos, visando:
 - Mitigar os efeitos causados pelo aumento da inadimplência, aumentando em 35% os gastos com cortes e religas (+R\$ 8,0 milhões), resultando em redução de 55,4% na PDD do 2º semestre frente ao 1º semestre;
 - Acelerar a recuperação da receita com o aumento de 42% dos gastos com inspeções para combate a fraudes (+R\$ 7,3 milhões);
 - Intensificar os gastos com a supressão da vegetação (+R\$ 5,0 milhões), visando manter os indicadores de qualidade, já sendo verificado o aumento de 181 mil podas em 2016; e
 - Fortalecer o uso de equipamentos de proteção individual e coletivo em mais de 50%, assegurando nosso comprometimento com a segurança (+R\$ 2,1 milhões).
- A depreciação e a amortização** totalizaram R\$ 540,4 milhões em 2016, 18,0% superiores ao ano anterior, decorrentes da consolidação integral em 2016 de Pecém.
- EBITDA** (lucro antes de imposto de renda, resultados financeiros, depreciação e amortização) atingiu R\$ 2,3 bilhões, 22,4% inferior ao do ano anterior, resultante de efeitos não recorrentes no ano de 2015 da aquisição dos 50% remanescentes de Pecém, com efeito de R\$ 884,7 milhões, e ganho com a venda da participação na EDP Renováveis Brasil, no montante de R\$ 68,9 milhões. Em 2016, o resultado da Companhia também foi impactado pelo ganho contábil ocorrido com a venda da Pantanal Energética no valor de R\$ 278,1 milhões.
- Resultado financeiro**
O resultado financeiro ficou negativo em R\$ 652,7 milhões, 4,4% superior ao ano anterior. A receita financeira totalizou R\$ 607,1 milhões, 33,6% superior a 2015, resultante do aumento da receita em aplicações financeiras (R\$ 138 milhões), graças ao maior saldo de aplicações, resultante do aumento de capital (R\$ 1,5 bilhões) e redução do valor em conta corrente (R\$ 308,8 milhões), otimização iniciada no segundo semestre de 2016, e do aumento de variação monetária e acréscimo moratório da energia vendida, decorrente de juros e mora aplicados aos consumidores por atraso na conta de energia. As despesas financeiras atingiram R\$ 1,3 bilhão negativo, 16,7% acima do ano anterior, do aumento dos juros médios quando comparados com os do ano anterior - a TJLP passou de 6,7% a.a. para 7,5% a.a. em 2016 e o CDI de 13,3% a.a. para 14,0% a.a. - e da atualização monetária de juros da repactuação do GSF.
- Resultado das participações societárias**
A redução de 1,5% no resultado das participações societárias deve-se ao teste de impairment realizado na UHE São Manoel, no qual a Companhia contabilizou um prejuízo de R\$ 103,6 milhões, conforme sua participação de 33,33% no empreendimento. Conforme comunicado divulgado em 13 de janeiro de 2017, a Empresa de Energia São Manoel realizou a troca de Epcista responsável por suas obras mantendo o cronograma previsto de entrada em operação. Com o aumento de capex, que está sendo buscado junto ao seguro de performance contratado, a Companhia procedeu teste de recuperabilidade dos ativos para constatar se esse potencial incremento no valor total do ativo seria recuperável, sendo verificada uma perda no valor recuperável do ativo UHE São Manoel no valor total de R\$ 460,2 milhões para o projeto.
- Lucro líquido**
Devido aos efeitos mencionados, o lucro líquido totalizou R\$ 666,6 milhões, 47,3% abaixo do ano anterior.
- Endividamento**
A dívida bruta consolidada totalizou R\$ 5,6 bilhões em dezembro de 2016, redução de 10% em comparação a dezembro 2015 (R\$ 6,2 bilhões). O prazo médio da dívida no final do ano ficou em 3,04 anos, frente a 3,39 anos em dezembro de 2015.
As variações do endividamento bruto e do prazo médio em 2016 ocorreram, principalmente, pelos seguintes motivos: (i) pagamento antecipado da Cédula de Crédito Bancário (CCB) na Holding no valor de R\$ 300 milhões; (ii) pagamento antecipado da dívida de Pecém com o BID no montante de 922,6 milhões; (iii) captações na Companhia de debêntures incentivadas no total de R\$ 250 milhões; (iv) emissões nas distribuidoras no valor de R\$ 220 milhões; (v) amortização parcial antecipada da EDP Bandeirante no valor de R\$ 120 milhões; (vi) desembolsos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES para as distribuidoras no valor total de R\$ 26 milhões; (vii) desembolso do 2º emissão de Debêntures da Energest no montante de R\$ 90 milhões; (viii) liquidação da 1ª emissão de Debêntures da Enerpeixe no valor de R\$ 350 milhões; (ix) novas dívidas em Pecém, via Lei 4.131 e debêntures simples, no total de R\$ 480 milhões; e (x) amortizações de dívidas na Holding e nas empresas da geração e da distribuição.

Evolução da dívida (R\$ milhões)



O custo médio da dívida da Companhia, em 31 de dezembro de 2016, era de 14,46% a.a., em comparação a 12,85% a.a. no final de 2015, levando-se em consideração os juros capitalizados das dívidas e encargos incorridos nos últimos 12 meses. A elevação do custo médio deve-se principalmente ao aumento do CDI média em 5,7% e ao IEE (45,6%). O valor de mercado da Companhia no final de 2016 era de R\$ 8,1 bilhões. Houve negociação das ações da Companhia em todos os pregões do ano, totalizando 567,9 milhões de ações negociadas, com média diária de 2,3 milhões de ações, e volume financeiro de R\$ 7,5 bilhões, com média diária de R\$ 30,3 milhões.

RATINGS DA EDP ENERGIAS DO BRASIL E DE SUAS DISTRIBUIDORAS

	Moody's		S&P	
	Nacional	Global	Nacional	Global
	2016	2016	2016	2016
EDP Energias do Brasil	A1.br	Ba3	-	-
EDP Bandeirante	Aa2.br	Ba2	brAA-	-
		Negativa	Negativa	
EDP Escelsa	Aa2.br	Ba2	brAA-	BB
		Negativa		Negativa
Lajeado Energia	Aa2.br	Ba2	-	-
		Negativa		
Energest	Aa2.br	Ba2	-	-
		Negativa		

Escala de Rating Moody's																					
Aaa	Aa1	Aa2	Aa3	A1	A2	A3	Baa1	Baa2	Baa3	Ba1	Ba2	Ba3	B1	B2	B3	Caa1	Caa2	Caa3	Ca	C	WR
Investment Grade																					

Escala de Rating S&P																						
AAA	AA+	AA	AA-	A+	A	A-	BBB+	BBB	BBB-	BB+	BB	BB-	B+	B	B-	CCC+	CCC	CCC-	CC	C	D	NF
Investment Grade																						

MERCADO DE CAPITAIS

Em 29 de dezembro, as ações da EDP Energias do Brasil estavam cotadas a R\$ 13,40, encerrando o ano com valorização de 23,4%, desempenho inferior ao Ibovespa (38,9%) e ao IEE (45,6%). O valor de mercado da Companhia no final de 2016 era de R\$ 8,1 bilhões. Houve negociação das ações da Companhia em todos os pregões do ano, totalizando 567,9 milhões de ações negociadas, com média diária de 2,3 milhões de ações, e volume financeiro de R\$ 7,5 bilhões, com média diária de R\$ 30,3 milhões.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Em 08 de julho, a EDP Energias do Brasil concluiu o aumento de capital social, iniciado em 4 de maio de 2016, no total de R\$ 1,5 bilhão mediante a emissão de 130.434.782 ações ordinárias, ao preço de R\$ 11,50 por ação. Por meio de subscrição privada, a oferta de ações obteve adesão de 98,4% na primeira rodada. As ações restantes foram subscritas no primeiro e segundo raterios. Com sua conclusão, o capital social da Companhia passou a ser de R\$ 4,683 bilhões, dividido em 606.850.394 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.
Do total de ações, 295.295.122 encontravam-se em circulação, em conformidade com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, e 757.336 permaneciam em tesouraria.

REMUNERAÇÃO DE ACIONISTAS

Em 12 de abril de 2017, o Conselho de Administração da Companhia levará para aprovação em Assembleia Geral Ordinária (AGO) o pagamento de proventos de R\$ 330,0 milhões como juros sobre o capital próprio, equivalentes a R\$ 0,54447085 por ação.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Conselho de Administração, em 31 de dezembro de 2016, era composto por sete membros (com uma vaga a preencher), incluindo um diretor executivo e três conselheiros independentes. Os conselheiros são eleitos na AGO para mandato de um ano, com possibilidade de reeleição. Em AGO, realizada no dia 13 de abril de 2016, foi aprovado para ocupar o cargo de Presidente do Conselho o Sr. Antônio Luis Guerra Nunes Mexia, e para o cargo de Vice-Presidente do Conselho o Sr. Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas.

O órgão é responsável por estabelecer as políticas e diretrizes gerais dos negócios, incluindo a estratégia de longo prazo, eleger os membros da Diretoria Executiva e supervisionar seu funcionamento, além das atividades definidas em lei e no Estatuto Social da Companhia.
A Companhia está vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado, conforme Cláusula Compromissória constante do seu Estatuto Social.
O Conselho de Administração possui quatro Comitês de Assessoramento: Comitê de Auditoria, Comitê de Remuneração, Comitê de Sustentabilidade e Comitê de Governança Corporativa e Partes Relacionadas. Os comitês são responsáveis por assessorar o Conselho de Administração nas deliberações sobre as matérias apresentadas. Todos são integrados exclusivamente por três conselheiros, que podem solicitar informações e sugestões de integrantes da Diretoria Executiva ou de membros do corpo gerencial da Companhia.
As diretrizes e o conjunto de documentos relacionados à governança corporativa estão disponíveis no *website* de Relações com Investidores www.edp.com.br/ri.

Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva é composta por cinco membros eleitos pelo Conselho de Administração para um mandato de três anos. É encarregada de administrar os negócios e adotar os atos necessários ou convenientes, bem como executar as deliberações do Conselho de Administração. Em 15 de dezembro de 2016, através da Reunião do Conselho de Administração da Companhia, foi aprovada a recondução de sua atual Diretoria para o próximo mandato de 2017-2019. Os currículos dos diretores podem ser encontrados no *website* de Relações com Investidores www.edp.com.br/ri.

SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

Pelo 11º ano consecutivo, a EDP Energias do Brasil permaneceu no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa. Garantindo a melhoria contínua no desempenho socioambiental no índice, a Companhia 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 Companhia no Índice.

Em sua trajetória, a Companhia sempre buscou incorporar aspectos relativos à Inovação e Sustentabilidade (Inovabilidade) em seu modelo de gestão. A missão de aplicar a Inovabilidade na Companhia foi elaborada pelas áreas de Sustentabilidade e Inovação e pela Alta Administração. Essa abordagem está fundamentada nos Princípios de Desenvolvimento Sustentável do Grupo EDP, construídos em harmonia com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) - iniciativa das Nações Unidas com 17 objetivos e 169 metas mundiais que foi endossada voluntariamente pela Companhia.

Com esse foco, a EDP Energias do Brasil promoveu diversas ações de engajamento e geração de valor, como: Innovability Mentors (iMentors) - lançado em 2013, que oferece capacitação para que os colaboradores criem oportunidades de negócio embasadas nos princípios de desenvolvimento sustentável. Durante o programa, os participantes desenvolvem propostas de valor relacionadas aos desafios da Companhia; Prêmio EDP Open Innovation - engloba todo o Grupo EDP e objetiva incentivar o empreendedorismo; Blog de Inovabilidade - desenvolvido para incentivar a multiplicação do conhecimento sobre projetos e tendências relacionadas ao tema, conta com 325 membros e está disponível no intranet da Companhia, que possui notícias e exemplos para inspirar os colaboradores a pensar novas ideias e projetos; Clickidea - iniciativa global do Grupo EDP, consiste em um desafio lançado a todos os colaboradores, com o objetivo de selecionar e premiar ideias que possam ter impacto positivo na atividade da Empresa; Sustainability Talk - direcionado às lideranças da Companhia e *stakeholders*, consiste em palestras com membros da EDP e especialistas convidados com o objetivo de promover a sensibilização interna sobre importantes temas da sustentabilidade, gerando valor e conhecimento.
Reforçando as suas práticas de transparência e a prestação de contas, a Companhia publica o seu Relatório de Sustentabilidade 2016 alinhado com as novas diretrizes da Global Reporting Initiative GRI G4, no dia em que publica seus Resultados Financeiros, com o objetivo de aumentar o número de informações para seus investidores.

O Instituto EDP é o braço de responsabilidade social da Companhia, responsável pelo relacionamento da empresa com as partes interessadas em suas áreas de influência nas dimensões de cultura, esporte e educação. O desenvolvimento dos projetos integra um conjunto de variáveis, nomeadamente as particularidades de cada local e as características e iniciativas das organizações da sociedade civil, potencializando as sinergias entre as partes. Os programas e projetos do Instituto, tais como o Programa de Voluntariado, EDP nas Escolas e EDP Solidária continuam mostrando resultados consistentes.

PESQUISA & DESENVOLVIMENTO

A EDP Energias do Brasil também desenvolveu iniciativas com foco em Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) para promover melhorias nos processos de geração e distribuição de energia. As iniciativas de P&D são promovidas conforme diretrizes do órgão regulador e estão previstas nos contratos de concessão, que preveem que distribuidoras de energia elétrica destinem 0,2% de sua receita operacional líquida para essas iniciativas e as geradoras, 0,4%. Nas distribuidoras, foram investidos R\$ 9,3 milhões em P&D, com destaque ao projeto de geração distribuída: desenvolvido em parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), o projeto busca a aplicação da geração distribuída urbana por meio de sistemas solares fotovoltaicos descentralizados e o armazenamento de curto prazo. Tem ainda os objetivos de avaliar os serviços auxiliares para a estabilidade da rede, os impactos para a distribuidora e desenvolver novos modelos de negócio. Para isso, engloba estudos de controle de tarifas e demandas energia e controle de integração solar, entre outros.

Na Geração, o investimento realizado foi de R\$ 12,3 milhões em projetos de qualidade, meio ambiente e fontes alternativas de energia, como, por exemplo, o estudo sobre o aproveitamento, para construção civil, de cinzas leves e pesadas provenientes da queima de carvão, em usinas que utilizam dessulfurizador de gases de combustão. Desenvolvido em parceria com a faculdade FATENE, do Ceará, utilizará recursos da ordem de R\$ 2,84 milhões para estudar as possíveis aplicações do material na produção de blocos de vedação, argamassa, painéis de concreto e outros elementos sem função estrutural. O piloto ocorrerá na construção do edifício administrativo da UTE Pecém.

ESTRATÉGIA E GESTÃO

Alinhada aos conceitos do desenvolvimento sustentável, a estratégia da EDP Energias do Brasil é construída de acordo com o propósito "Usar nossa energia para cuidar sempre melhor", considerando tendências de mercado, legislação e regulamentação, e resultados do processo de engajamento com *stakeholders*. O desempenho da estratégia é acompanhado mensalmente em reuniões com toda a liderança, chamadas de Operations Reviews.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
ATIVO					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	902.262	63.653	2.017.709	1.149.998
Títulos a receber	8	3.442	2.423		106
Contas a receber	6			1.696.312	2.173.335
Impostos e contribuições sociais	9	163.763	136.268	426.147	284.735
Tributos diferidos	10			37.390	
Empréstimos a receber	11	50.773	70.179	50.773	70.179
Dividendos a receber	14	208.394	314.674	338	248
Estoques	12			129.997	74.313
Cauções e depósitos vinculados	13	222	222	11.115	22.273
Ativos financeiros setoriais	7			58.662	664.410
Outros créditos	15	53.774	13.872	235.302	301.282
		1.382.630	601.291	4.663.745	4.740.879
Ativos não circulantes mantidos para venda	16		111.136	122.442	
Total do Ativo Circulante		1.382.630	712.427	4.663.745	4.863.321
Não circulante					
Títulos a receber	8	23.181	22.586		3.407
Ativo financeiro indenizável	19			1.653.978	1.230.134
Contas a receber	6			106.513	72.365
Títulos e valores mobiliários	11	98.122		98.122	
Impostos e contribuições sociais	9			107.185	84.527
Tributos diferidos	10			916.507	620.814
Empréstimos a receber	11	261.189	301.063	17.640	16.149
Adiantamento para futuro aumento de capital	11	64.600	35.296	64.600	13.000
Cauções e depósitos vinculados	13	5.923	10.649	188.592	179.581
Ativos financeiros setoriais	7			12.701	98.234
Outros créditos	15	4.987	17.531	79.326	46.177
		458.002	387.125	3.245.164	2.364.388
Investimentos	17	7.468.122	6.822.338	1.181.259	850.368
Propriedades para investimentos		5.000	5.000	12.551	12.745
Imobilizado	20	24.116	21.974	7.422.433	7.621.448
Intangível	21	16.179	6.947	2.718.674	2.700.070
		7.513.417	6.856.259	11.334.917	11.184.631
Total do Ativo Não circulante		7.971.419	7.243.384	14.580.081	13.549.019
TOTAL DO ATIVO		9.354.049	7.955.811	19.243.826	18.412.340

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
PASSIVO					
Circulante					
Fornecedores	22	13.161	13.203	1.123.578	1.308.019
Impostos e contribuições sociais	9	82.855	40.990	453.928	452.742
Tributos diferidos	10			884	56.209
Dividendos	14	284.653	304.473	368.709	420.949
Debêntures	23	372.526	284.505	693.931	538.639
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	24		6.040	378.169	270.989
Benefícios pós-emprego	25	112	92	34.933	28.391
Encargos setoriais	26			204.690	288.244
Uso do bem público	27			29.502	27.206
Provisões	28		12.163	154.669	197.013
Passivos financeiros setoriais	7			353.527	
Outras contas a pagar	15	19.030	50.293	179.941	324.463
		772.337	711.759	3.976.461	3.912.864
Passivos não circulantes mantidos para venda	16				11.306
Total do Passivo Circulante		772.337	711.759	3.976.461	3.924.170
Não circulante					
Fornecedores	22			3.892	
Impostos e contribuições sociais	9	33.027	40.400	51.072	61.865
Tributos diferidos	10	184.668	186.961	338.973	377.111
Debêntures	23	823.173	881.453	2.388.048	1.864.603
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	24		294.695	2.110.907	3.512.260
Benefícios pós-emprego	25			599.715	439.581
Encargos setoriais	26			18.896	16.594
Uso do bem público	27			287.354	277.382
Provisões	28	12.478	28.174	344.628	386.365
Provisão para passivo a descoberto	17	1.169	25	1.169	
Passivos financeiros setoriais	7			109.434	27.797
Outras contas a pagar	15	3.891	690	28.219	36.165
		1.058.406	1.432.398	6.282.307	6.999.723
Total do Passivo Não circulante					
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	29.1	4.682.716	3.182.716	4.682.716	3.182.716
Reservas de capital	29.3	135.499	139.717	135.499	139.717
Reservas de lucros	29.3	3.065.860	2.729.258	3.065.860	2.729.258
Outros resultados abrangentes	29.4	(354.811)	(233.423)	(354.811)	(233.423)
Ações em tesouraria	29.5	(5.958)	(6.614)	(5.958)	(6.614)
		7.523.306	5.811.654	7.523.306	5.811.654
Participações não controladoras	29.6			1.461.752	1.676.793
Total do patrimônio líquido e participações dos acionistas não controladores		7.523.306	5.811.654	8.985.058	7.488.447
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		9.354.049	7.955.811	19.243.826	18.412.340

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2016	2015	2016	2015
		Reapresentado		Reapresentado	
Geração do valor adicionado		296.100	969.342	14.858.434	17.702.076
Receita operacional	6.181	3.997	14.001.379	16.239.427	
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD			(102.801)	(74.514)	
Receita relativa à construção de ativos próprios	15.653	5.432	133.383	99.770	
Receita de Construção			480.650	317.343	
Outras receitas	274.266	959.913	345.823	1.120.050	
(-) Insumos adquiridos de terceiros		(74.898)	(76.116)	(7.533.915)	(8.694.145)
Custos da energia comprada			(5.085.331)	(6.679.561)	
Encargos de uso da rede elétrica			(525.074)	(508.224)	
Materiais	(1.053)	(1.137)	(94.059)	(59.152)	
Matéria-prima e insumos para produção energia elétrica			(602.344)	(371.794)	
Serviços de terceiros	(57.031)	(51.672)	(566.587)	(506.548)	
Custo com construção da infraestrutura			(480.650)	(317.343)	
Outros custos operacionais	(16.814)	(23.307)	(179.870)	(251.523)	
Valor adicionado bruto		221.202	893.226	7.324.519	9.007.931
Retenções					
Depreciações e amortizações	(9.301)	(8.960)	(552.568)	(468.556)	
Valor adicionado líquido produzido		211.901	884.266	6.771.951	8.539.375
Valor adicionado recebido em transferência					
Receitas financeiras	205.247	86.393	649.817	537.817	
Resultado da equivalência patrimonial	544.254	714.665	(115.443)	(113.774)	
Valor adicionado total a distribuir		961.402	1.685.324	7.306.325	8.963.418
Distribuição do valor adicionado					
Pessoal					
Remuneração direta	35.175	30.588	286.461	262.561	
Benefícios	4.843	3.807	85.224	68.384	
FGTS	1.212	2.854	21.377	32.714	
Impostos, taxas e contribuições					
Federais	32.864	149.574	2.369.564	3.596.984	
Estaduais	29	426	2.410.299	2.431.552	
Municipais	756	691	11.016	8.384	
Remuneração de capitais de terceiros					
Juros	217.061	222.578	1.265.905	1.133.938	
Aluguéis	2.860	8.870	25.524	22.529	
Remuneração de capital próprio					
Juros sobre capital próprio	330.000	14.592	336.851	14.592	
Participações dos não controladores			148.162	130.172	
Dividendos		288.257	70.177	288.257	
Partes beneficiárias			16.191	10.264	
		624.800	722.237	7.046.751	8.000.331
Lucros retidos		336.602	963.087	259.574	963.087
		961.402	1.685.324	7.306.325	8.963.418

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	Controladora		Consolidado	
		2016	2015	2016	2015
		Reapresentado		Reapresentado	
Receitas	30	5.820	3.828	9.364.772	10.260.434
Custos	31				
Custo do serviço de energia elétrica				(5.088.027)	(6.534.868)
Custo da produção da energia elétrica				(602.344)	(361.880)
Custo de operação				(1.013.729)	(803.978)
Custo do serviço prestado a terceiros				(495.616)	(328.378)
		-	-	(7.199.716)	(8.029.104)
Lucro bruto		5.820	3.828	2.165.056	2.231.330
Despesas e Receitas operacionais					
Despesas com vendas	31			(102.801)	(75.194)
Despesas gerais e administrativas	31	(103.448)	(117.810)	(414.553)	(419.677)
Depreciações e amortizações	31	(9.301)	(8.960)	(104.823)	(81.633)
Ganho na aquisição/alienação de investimento	32	278.139	953.643	278.139	953.643
Outras despesas e receitas operacionais	31	(9.773)	1.076	(63.647)	(106.492)
		155.617	827.949	(407.685)	270.647
Resultado das participações societárias	17	544.254	714.665	(115.443)	(113.774)
Resultado antes do Resultado financeiro e tributos		705.691	1.546.442	1.641.928	2.388.203
Resultado financeiro	33				
Receitas financeiras		175.679	62.678	607.082	454.421
Despesas financeiras		(217.061)	(222.578)	(1.259.823)	(1.079.938)
		(41.382)	(159.900)	(652.741)	(625.517)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro		664.309	1.386.542	989.187	1.762.686
Tributos sobre o lucro	34				
Imposto de renda e contribuição social correntes			(2.796)	(421.631)	(127.274)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		2.293	(117.810)	263.399	(229.040)
		2.293	(120.606)	(158.232)	(356.314)
Resultado líquido do exercício		666.602	1.265.936	830.955	1.406.372
Atribuível aos acionistas controladores				666.602	1.265.936
Atribuível aos acionistas não controladores				164.353	140.436
Resultado por ação atribuível aos acionistas	35				
Resultado básico por ação (reais/ações)					
ON		1,23072	2,66191	1,23072	2,66191
Resultado diluído por ação (reais/ações)					
ON		1,22747	2,66191	1,22747	2,66191

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2016	2015	2016	201

NOTAS EXPLICATIVAS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1 Contexto operacional

A EDP - Energias do Brasil S.A. (Companhia, Controladora ou EDP - Energias do Brasil), sociedade anônima de capital aberto, constituída em 24 de julho de 2000, com sede no município de São Paulo, tem como objeto social: (i) participar em outras sociedades, como acionista ou quotista, bem como prestar serviços em negócios e empreendimentos do setor energético, no Brasil ou no exterior; (ii) gerir ativos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, em suas diversas formas e modalidades; e (iii) estudar, planejar, desenvolver e implantar projetos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, em suas diversas formas e modalidades.

As ações da Companhia, sob o código "ENBR3", estão registradas no mais elevado nível de Governança Corporativa da BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores e Mercadorias e Futuros, denominado Novo Mercado. Adicionalmente, as ações da Companhia integram as carteiras dos seguintes índices na BM&FBOVESPA: Índice Bovespa - Ibovespa; Índice de Energia Elétrica - IEE; e Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE.

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

Empresas	Classificação	Consolidação	% Participação			
			31/12/2016		31/12/2015	
Distribuição			Direta	Indireta	Direta	Indireta
Bandeirante Energia S.A. (EDP Bandeirante)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (EDP Escelsa)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Geração						
Energest S.A. (Energest)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Costa Rica Energética Ltda. (Costa Rica)	Controlada	integral	51,00		51,00	
Pantanal Energética Ltda. (Pantanal) (*)	Controlada	integral			100,00	
Santa Fé Energia S.A. (Santa Fé)	Controlada	integral	100,00		100,00	
EDP Pequenas Centrais Hidroelétricas S.A. (EDP PCH) (**)	Controlada	integral	100,00			
Lajeado Energia S.A. (Lajeado)	Controlada	integral	55,86		55,86	
Companhia Energética do Jari (CEJA)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00		50,00	
ECE Participações S.A. (ECE Participações)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial pela CEJA		50,00		50,00
Investco S.A. (Investco)	Controlada	integral		40,78		40,78
Enerpeixe S.A. (Enerpeixe)	Controlada	integral	60,00		60,00	
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. (Cachoeira Caldeirão)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00		50,00	
Porto do Pecém Geração de Energia S.A. (Porto do Pecém)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Porto do Pecém Transportadora de Minérios S.A. (Pecém TM)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00		50,00	
Pecém Operação e Manutenção de Unidades de Geração Elétrica S.A. (Pecém OM)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00		50,00	
Empresa de Energia São Manoel S.A. (São Manoel)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	33,334		33,334	
Comercialização						
EDP - Comercialização e Serviços de Energia Ltda. (EDP Comercializadora)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Outras						
EDP Transmissão S.A. (EDP Transmissão) (***)	Controlada	integral	100,00		100,00	
EDP GRID Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A. (EDP GRID)	Controlada	integral	100,00		100,00	
EDP Soluções em Energia S.A. (EDP Soluções) (****)	Controlada	integral		100,00		100,00
Resende Engenharia e Assessoria Ltda. (Resende)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Mabe Construções e Administração de Projetos Ltda. (Mabe)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00		50,00	
Comercializadora de equipamentos e materiais Mabe Ltda. (Mabe Chile)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial pela Mabe Construções		50,00		50,00

(*) Em 29 de janeiro de 2016 a Companhia concluiu a venda de sua participação no Pantanal para a Cachoeira Escura Energética (Nota 4.4).

(**) A EDP PCH foi constituída devido a cisão da controlada Energest em 29 de fevereiro de 2016 (Nota 4.2).

(***) Foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária - AGE da Enercoute, realizada em 1º de dezembro de 2016, a alteração da denominação social da "Enercoute S.A." para "EDP Transmissão S.A.". A EDP Transmissão será a companhia responsável por abrigar os investimentos relativos à construção de linha de transmissão no Estado do Espírito Santo (Nota 4.14).

(****) Foi aprovada em AGE da APS Soluções, realizada em 2 de agosto de 2016, a alteração da denominação social da "APS Soluções em Energia S.A" para "EDP - Soluções em Energia S.A.".

2 Concessões, Autorizações e Registros

A Companhia possui o direito de explorar, indiretamente, as seguintes concessões/autorizações/permísões de geração e de distribuição de energia:

Em Operação

Empresas	Usina	Modalidade	Outorga	Estado	Capacidade Instalada (MWm) (*)	Energia assegurada (MWm) (*)	Início	Término	Prorrogação	Indenização
EDP Bandeirante		Serviço Público	Concessão	SP			23/10/1998	23/10/2028	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
EDP Escelsa		Serviço Público	Concessão	ES			17/07/1995	17/07/2025	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
Geração										
Energest	UHE Mascarenhas	Serviço Público	Concessão	ES/MG	198,00	138,50	14/07/1995	16/07/2025	20 anos	(i)
EDP PCH	PCH's Viçosa e São João	Produtor Independente	Autorização	ES	29,50	15,47	19/05/1999	19/05/2029	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
EDP PCH	UHE Suíça/PCH's Alegre, Fruteiras, Jucu e Rio Bonito	Produtor Independente	Concessão	ES	72,03	37,65	14/07/1995	16/07/2025	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)
Santa Fé	PCH Francisco Gros	Produtor Independente	Autorização	ES	29,00	15,58	13/11/2001	13/11/2031	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
Costa Rica	PCH Costa Rica	Produtor Independente	Autorização	MS	16,00	12,28	05/11/2001	05/11/2031	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
Enerpeixe	UHE Peixe Angical	Produtor Independente	Concessão	TO	498,75	280,50	07/11/2001	07/11/2036	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
Investco	UHE Luiz Eduardo Magalhães	Produtor Independente	Concessão	TO	902,50	526,60	15/01/1998	15/01/2033	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
ECE Participações	UHE Santo Antônio do Jari	Produtor Independente	Concessão	PA/AP	373,40	217,70	21/12/1987	31/12/2044	20 anos na legislação atual	(i)
Porto do Pecém	UTE Porto do Pecém I	Produtor Independente	Autorização	CE	720,27	645,30	01/07/2008	01/07/2043	Sem previsão de prorrogação na legislação atual	(iii)
Cachoeira Caldeirão	UHE Cachoeira Caldeirão	Produtor Independente	Concessão	AP	219,00	129,70	29/05/2013	29/05/2048	Sem previsão de prorrogação na legislação atual	(ii)

Em fase de construção

Empresas	Usina	Modalidade	Outorga	Estado	Capacidade Instalada (MWm) (*)	Energia assegurada (MWm) (*)	Início	Término	Prorrogação	Indenização
São Manoel	UHE São Manoel	Produtor Independente	Concessão	PA	700,00	421,70	10/04/14	10/04/49	Sem previsão de prorrogação na legislação atual	(ii)

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

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

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

(iii) Não existe previsão de indenização.

2.1 Distribuição

Contratos de Concessão das controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa

As principais obrigações estipuladas nos contratos 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.

EDP Bandeirante e EDP Escelsa: 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.

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

A ICPC 01 (R1), aprovada pela Deliberação CVM nº 677/11, é aplicável aos contratos de concessão público-privado nos quais a entidade pública controla ou regula os serviços prestados, com qual infraestrutura, a que preço e para quem deve ser prestado o serviço e, além disso, detém a titularidade dessa infraestrutura. Desta forma, esta interpretação é aplicável aos contratos de concessão de distribuição da EDP Bandeirante e EDP Escelsa.

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

Devido a implementação da ICPC 01 (R1), os ativos de infraestrutura de distribuição foram bifurcados da seguinte forma: (i) Ativo financeiro indenizável (Nota 19) - 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 21) - compreendendo o direito ao uso, durante o período da concessão, da infraestrutura construída ou adquirida pelas controladas e, consequentemente, ao direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de fornecimento de energia elétrica ao longo do contrato de concessão.

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

A Resolução ANEEL nº 691/15, regulamenta a desvinculação dos ativos vinculados às concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis a 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.

2.2 Geração

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

Também é estabelecido que, extinta a concessão a autorização ou o registro, operar-se-á, de pleno direito, a reversão ao Poder Concedente, dos bens e instalações vinculados a exploração dos aproveitamentos hidrelétricos, procedendo-se os levantamentos e as avaliações.

3 Base de preparação

3.1 Declaração de conformidade

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

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA, preparada de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, individual e consolidada, 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 e suas controladas estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

3.3 Base de mensuração

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

3.4 Uso de estimativa e julgamento

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

Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia e suas controladas revisam 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 3.7.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras, nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Análise de redução ao valor recuperável dos ativos (Nota 3.7); Fornecimento não faturado (Nota 6); Transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Nota 6.3); Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa (Nota 6.4); 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 10); Ativo Financeiro Indenizável (Nota 19); Avaliação da vida útil do Imobilizado e do Intangível (Notas 20 e 21); Planos de benefícios pós-emprego (Nota 25); Provisões para contingências (Nota 28.1); Provisões necessárias para custos relacionados à licenças ambientais (Nota 28.2); e Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros (Nota 36.1.2).

3.5 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

3.9 Reapresentações dos exercícios anteriores

3.9.1 Demonstração do Resultado

	Controladora			Consolidado				
	Publicado	Reapresentação para melhor apresentação	Saldo Reapresentado	Publicado	Atualização do Ativo financeiro indenizável (a)	Variação cambial de Itaipu (b)	Reapresentação para melhor apresentação	Saldo Reapresentado
Receitas	3.828	-	3.828	10.107.957	152.477	-	-	10.260.434
Custo da produção e do serviço de energia elétrica								
Custo do serviço de energia elétrica			-	(6.492.377)		(42.491)		(6.534.868)
Lucro bruto	3.828		3.828	2.121.344	152.477	(42.491)		2.231.330
Despesas e Receitas operacionais								
Outras despesas e receitas operacionais	1.076		1.076	45.985	(152.477)			(106.492)
Resultado antes do resultado financeiro e tributos	1.546.442		1.546.442	2.430.694		(42.491)		2.388.203
Resultado financeiro								
Receitas financeiras	84.308	(21.630)	62.678	478.477			(24.056)	454.421
Despesas financeiras	(244.208)	21.630	(222.578)	(1.146.485)		42.491	24.056	(1.079.938)
Resultado líquido do exercício	1.265.936	-	1.265.936	1.406.372		-	-	1.406.372

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

3.9.2 Demonstração do Valor Adicionado

	Controladora			Consolidado				
	Publicado	Reapresentação para melhor apresentação	Saldo Reapresentado	Publicado	Atualização do Ativo financeiro indenizável (a)	Varição cambial de Itaipu (b)	Reapresentação para melhor apresentação	Saldo Reapresentado
Geração do valor adicionado	969.342	-	969.342	17.549.599	152.477	-	-	17.702.076
Receita operacional	3.997	-	3.997	16.086.950	152.477	-	-	16.239.427
Custos da energia comprada	-	-	-	(6.637.340)	-	(42.221)	-	(6.679.561)
Outros custos operacionais	(23.307)	-	(23.307)	(99.046)	(152.477)	-	-	(251.523)
Valor adicionado bruto	893.226	-	893.226	9.050.152	-	(42.221)	-	9.007.931
Valor adicionado líquido produzido	884.266	-	884.266	8.581.596	-	(42.221)	-	8.539.375
Valor adicionado total a distribuir	1.685.324	-	1.685.324	9.005.639	-	(42.221)	-	8.963.418
Distribuição do valor adicionado								
Impostos, taxas e contribuições								
Federais	127.944	21.630	149.574	3.572.928	-	-	24.056	3.596.984
Remuneração de capitais de terceiros								
Juros	244.208	(21.630)	222.578	1.200.215	-	(42.221)	(24.056)	1.133.938
	1.685.324	-	1.685.324	9.005.639	-	(42.221)	-	8.963.418

(a) Atualização do ativo financeiro indenizável

A EDP Bandeirante e EDP Escelsa concluíram 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 as distribuidoras possuem 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 EDP Bandeirante e EDP Escelsa concluíram 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 das distribuidoras.

4 Eventos significativos no exercício

4.1 Captações de recursos

Durante o exercício de 2016 as controladas e controladas em conjunto, realizaram as seguintes captações de recursos:

Empresa	Fonte	Data da liberação	Vencimento	Valor	Custo da dívida	Finalidade
Consolidado						
EDP Bandeirante	Debêntures - 6ª Emissão	fev/16	fev/20	100.000	CDI + 2,30% a.a.	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro
EDP Escelsa	Debêntures - 4ª Emissão	fev/16	fev/20	120.000	CDI + 2,30% a.a.	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro
EDP - Energias do Brasil	Debêntures - 5ª Emissão	abr/16	abr/22	250.000	IPCA + 8,3479% a.a.	Destinada a investimentos em projetos da Companhia
Energest	Debêntures - 2ª Emissão - Série 1	abr/16	abr/18	36.000	CDI + 2,25% a.a.	Reforço de capital de giro e refinanciamento do endividamento da emissora
Energest	Debêntures - 2ª Emissão - Série 2	abr/16	abr/20	54.000	CDI + 2,65% a.a.	Reforço de capital de giro e refinanciamento do endividamento da emissora
EDP Bandeirante	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
EDP Escelsa	BNDES FINEM (Liberação)	mai/16	dez/24	8.250	IPCA + TR + 3,05% a.a. /TJLP + 3,05% a.a. e Pré 6% a.a.	Financiamento de obras de infraestrutura da concessão
EDP Soluções	Cédula de Crédito Bancário	set/16	jun/17	9.000	CDI + 3,15003% a.a.	Investimentos em Projetos
Enerpeixe	1ª Emissão de Debêntures	dez/16	nov/19	350.000	114,5% do CDI a.a.	Reforço de capital de giro
Porto do Pecém	1ª Emissão de Debêntures	dez/16	nov/21	330.000	CDI + 2,95% a.a.	Liquidação antecipada do financiamento junto ao BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento)
Porto do Pecém	Cédula de Câmbio	dez/16	dez/19	150.000	CDI + 2,73% a.a.	Liquidação antecipada do financiamento junto ao BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento)
				1.425.050		
Controladas em conjunto (não consolidada nestas demonstrações financeiras)						
São Manoel	Debêntures - 2ª Emissão	jan/16	dez/16	532.000	120,5% do CDI a.a.	Investimento para a construção da UHE São Manoel
São Manoel	Debêntures - 3ª Emissão	set/16	dez/18	280.000	CDI + 4,35% a.a.	Investimento para a construção da UHE São Manoel
São Manoel	BNDES FINEM (Liberação)	set/16	dez/38	852.496	TJLP + 2,88% a.a.	Investimento para a construção da UHE São Manoel
São Manoel	BNDES FINEM (2ª liberação)	out/16	dez/38	160.000	TJLP + 2,88% a.a.	Investimento para a construção da UHE São Manoel
Cachoeira Caldeirão	BNDES FINEM (2ª liberação)	out/16	out/37	83.426	TJLP + 2,12% a.a.	Investimento para a construção da UHE Cachoeira Caldeirão
Cachoeira Caldeirão	BNDES FINEM (3ª liberação)	dez/16	out/37	48.113	TJLP + 2,12% a.a.	Investimento para a construção da UHE Cachoeira Caldeirão
				1.957.035		
Total				3.382.085		

4.2 Cisão da Energest

Em 27 de janeiro de 2016 o BNDES, por meio da carta nº 09/2016, e em 16 de fevereiro de 2016 a ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 5.633, anularam o processo de cisão da Energest, aprovando as minutas para os termos aditivos aos contratos de concessão. Em Assembleia Geral Extraordinária da Energest realizada em 29 de fevereiro de 2016, foi aprovada a cisão parcial dos ativos da UHE Suíça e das PCHs Viçosa, São João, Alegre, Fruiteiras, Jucu e Rio Bonito para a EDP PCH que é controlada direta da Companhia. O acervo líquido cindido da Energest foi de R\$265.589 (Nota 17.1), sendo a cisão efetuada a valores contábeis sem efeitos nas demonstrações financeiras consolidadas.

4.3 Adesão à proposta de repactuação de Risco Hidrológico no exercício de 2016

Em 5 de janeiro de 2016 as controladas Energest, Santa Fé e Enerpeixe protocolaram junto à ANEEL o pedido de anulação de repactuação do Risco Hidrológico e também a petição de desistência das ações judiciais atrelada a UHE Mascarenhas (Energest), PCHs Jucu, Rio Bonito, São João (pedido de anulação efetuado pela Energest e atualmente transferidas por meio de cisão para EDP PCH), PCH Francisco Gros (Santa Fé) e UHE Peixe Anigal (Enerpeixe) com renúncia do direito sobre o qual corresponde a ação judicial ingressada por meio da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE.

A referida decisão foi embasada na avaliação dos vários cenários de Preço de Liquidação das Diferenças - PLD e *Generation Scaling Factor* - GSF, por meio de um modelo econômico financeiro, tendo como principal objetivo o equilíbrio entre o custo efetivo do risco hidrológico e o custo do prêmio de risco associado a cada opção de repactuação.

Para suportar essa decisão, as controladas Energest, Santa Fé e Enerpeixe contrataram pareceres independentes nas vertentes energética, econômica e jurídica, envolvendo os aspectos tributários e de fluxo de caixa. Após análises, optou-se pela repactuação do risco hidrológico ao ACR com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015: (i) a UHE Mascarenhas no produto SP94, no montante de R\$4.513, onde 94% da exposição ao GSF é protegida; (ii) as PCHs Jucu, Rio Bonito e São João no produto SP94, no montante de R\$4.650, onde 94% da exposição ao GSF é protegida; e (iii) PCH Francisco Gros no produto SP92, no montante de R\$2.833, onde 92% da exposição ao GSF é protegida. Estes montantes serão amortizáveis linearmente no período de janeiro de 2016 a fevereiro de 2024 para a UHE Mascarenhas e PCHs Jucu, Rio Bonito e São João e no período de janeiro de 2016 a março de 2029 para a PCH Francisco Gros. Adicionalmente a Energest optou pela não repactuação do risco hidrológico da UHE Suíça e PCHs Viçosa, Alegre e Fruiteiras.

Em 28 de janeiro de 2016 a ANEEL, por meio dos Despachos nºs 175/16 e 243/16, respectivamente, anuiu a adesão da PCH Francisco Gros e da UHE Mascarenhas e PCHs Jucu, Rio Bonito e São João à proposta de repactuação do risco hidrológico, no Ambiente de Contratação Regulado - ACR. Estas usinas optaram pela não adesão à proposta de repactuação do risco hidrológico, no Ambiente de Contratação Livre - ACL. Do montante de R\$5.222 pertencente à UHE Mascarenhas, a ANEEL não anuiu a adesão ao ACR, para a energia contratada em leilões A-1, correspondente a 5MW médios equivalentes a R\$1.135. A Energest recorreu da decisão da ANEEL que julgou o recurso, em 29 de março de 2016, negando o pedido.

Adicionalmente, a Enerpeixe havia optado pela repactuação do risco hidrológico ao ACR no produto SP100, no montante de R\$5.657, onde 100% da exposição ao GSF seria protegida. A Enerpeixe teve seu pedido de repactuação no ACR negado integralmente pela ANEEL, tendo a Enerpeixe recorrido da decisão. Em 17 de maio de 2016 a ANEEL negou o recurso administrativo da Enerpeixe e, consequentemente, a ação judicial que restringe a cobrança do GSF continua vigente.

4.4 Conclusão da venda de participação acionária - Pantanal

Em 29 de janeiro de 2016 a EDP - Energias do Brasil concluiu a venda de sua participação no Pantanal para a Cachoeira Escura Energética. O valor total da transação foi de R\$390.221, sendo R\$355.221 recebidos nesta data. Os R\$35.000 restantes serão recebidos após o cumprimento de obrigações fundiárias, com prazo até julho de 2017 (Nota 15.4), devidamente atualizados pelo CDI. O investimento baixado na data do fechamento da operação de venda foi de R\$112.082, relativos a: (i) R\$101.998 patrimônio líquido da Pantanal em janeiro de 2016; (ii) R\$6.453 proveniente de direito de concessão; e (iii) R\$3.631 proveniente de reversões de depreciações e amortizações de junho de 2015 a janeiro de 2016 (período em que a Pantanal esteve registrada como "Ativos não circulantes mantidos para venda").

Como consequência, a Companhia registrou um ganho com a venda de R\$278.139 registrado na rubrica "Ganho na alienação de investimento" (Nota 32), na Demonstração do Resultado, em contrapartida da rubrica "Ativos não circulantes mantidos para venda" no Balanço Patrimonial. A partir desta data, a Pantanal deixou de ser controlada da Companhia e, consequentemente, não mais consolidada em suas demonstrações financeiras.

4.5 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 as distribuidoras 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 EDP Bandeirante e a EDP Escelsa apuraram e registraram os correspondentes efeitos em suas demonstrações financeiras, gerando reclassificações nas contas de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (Nota 7).

4.6 Licitação de linhas de transmissão (Sistema de transmissão de conexão) - Investco

Em 13 de abril de 2016 foi realizado o Leilão de Transmissão nº 013/2015 sendo arrematada pela Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. - Taesa as instalações das linha de transmissão LT 500 kV Miracema-Lajeado e a subestação SE 500/230kV Lajeado, de propriedade da Investco, citadas na nota 20.1.1. A Taesa será a responsável pela operação e manutenção das instalações transferidas, as quais passarão a compor a rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Em 27 de junho de 2016 a Taesa assinou o contrato de concessão e a implantação e entrada em operação comercial das novas instalações está prevista para ocorrer até 27 de dezembro de 2019. Os respectivos ativos serão transferidos a transmissora, sem ônus, em até 180 dias após a efetiva entrada em operação comercial das novas instalações a serem implantadas pela transmissora.

Em decorrência da licitação, a Investco iniciou o processo de aceleração da depreciação destes ativos a partir da competência de junho de 2016 (Nota 20.1.1).

4.7 Aumento de Capital social

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 2 de maio de 2016, deliberou pelo aumento do capital social da Companhia com subscrição particular, dentro do limite do capital autorizado, mediante a emissão de novas ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal de, no mínimo, 66.639.330 ações, correspondentes à R\$766.352.295,00 e, no máximo, de 130.434.782 ações, correspondentes a R\$1.499.999.993,00.

O aumento de capital tem como objetivos: (i) fortalecer a estrutura de capital da Companhia, reforçando o seu caixa para fazer frente a necessidades de capital de médio e longo prazo para o desenvolvimento de suas atividades operacionais e de investimento; e (ii) fortalecer os níveis de liquidez da Companhia e reduzir suas margens de endividamento.

O preço da emissão por ação foi fixado em R\$11,50 com base nas cotações de fechamento diárias ponderadas pelo volume de negociação das ações de emissão da Companhia na BM&FBovespa considerando-se o preço médio das ações da Companhia nos pregões realizados entre 17 de março e 29 de abril de 2016, relativos, portanto, aos 30 últimos pregões da BM&FBovespa S.A. anteriores a 2 de maio de 2016, contemplando um deságio de 6,0%, que visa incentivar os acionistas minoritários da Companhia a exercerem os seus direitos de subscrição no aumento de capital.

O aumento de capital levou à diluição dos atuais acionistas da Companhia que optaram por não exercer seu direito de preferência para a subscrição das ações emitidas no âmbito do referido aumento.

O direito de preferência seguiu os termos do artigo 171 da Lei nº 6.404/76, desta forma, os acionistas da Companhia tiveram, de acordo com procedimentos estabelecidos pela BM&FBovespa e do agente escriturador das ações, a partir do dia 05 de maio de 2016 até o dia 03 de junho de 2016 para exercer o seu direito de preferência na subscrição das novas ações emitidas, na proporção de suas participações no capital da Companhia no fechamento do pregão da BM&FBovespa do dia 04 de maio de 2016. Durante o período de preferência, foram subscritas 128.312.172 ações, totalizando o montante de R\$1.475.589.978,00.

Após o término do prazo para o exercício do direito de preferência, os acionistas que se manifestaram interessados na reserva de sobras, tiveram o direito à subscrição entre os dias 10 de junho de 2016 e 17 de junho de 2016 (6 dias úteis), sendo subscritas neste período 2.032.871 ações, totalizando o montante de R\$23.378.016,50. Da mesma forma, os acionistas que se manifestaram para a segunda e última reserva de sobras o fizeram entre os dias 23 de junho de 2016 e 29 de junho de 2016 (5 dias úteis), sendo subscritas 89.739 ações, totalizando o montante de R\$1.031.998,50. Assim, decorridos todos os prazos acima, em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 8 de julho de 2016, foi homologado o aumento privado de capital dentro do limite do capital autorizado, aprovado em RCA realizada em 02 de maio de 2016, no montante de R\$1.499.999.993,00 sendo integralizadas 130.434.782 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Em decorrência do aumento de capital ora homologado, o capital social da Companhia passou a ser R\$4.682.715.947,12 dividido em 606.850.394 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. A nova composição acionária está demonstrada na nota 29.1.

4.8 Entrada em operação da UHE Cachoeira Caldeirão

Durante o exercício de 2016 a Cachoeira Caldeirão recebeu da ANEEL as Declarações Comerciais de Operação - DCOs para iniciar antecipadamente a operação comercial da UHE Cachoeira Caldeirão, passando a ter todas as suas máquinas autorizadas a gerar energia elétrica para cumprir suas obrigações contratuais a partir de 1º de janeiro de 2017.

Da energia gerada antecipadamente às obrigações contratuais, parte foi fornecida ao Sistema Interligado Nacional - SIN, sendo remuneradas pelo PLD (Submercado Norte) e liquidadas no mercado de curto prazo, e parte foi comercializada em contratos bilaterais.

Seguem abaixo, em ordem cronológica, os Despachos que autorizaram a entrada em operação das unidades geradoras:

	Data da entrada em operação			Capacidade Instalada (MW)
		Despacho - ANEEL		
Unidade Geradora 01 - UG01	05/05/16	nº 1.104 de 04/05/2016	73	
Unidade Geradora 02 - UG02	07/06/16	nº 1.491 de 06/06/2016	73	
Unidade Geradora 03 - UG03	04/08/16	nº 2.108 de 04/08/2016	73	

4.9 7ª Revisão Tarifária Periódica - EDP Escelsa

A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.118 de 2 de agosto de 2016, homologou o resultado da 7ª revisão tarifária periódica da EDP Escelsa aplicado a partir de 7 de agosto de 2016.

O efeito médio percebido pelos consumidores foi de -2,80%, sendo -6,18% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e -0,67% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

No processo de Revisão Tarifária Periódica, que se dá a cada três anos na EDP Escelsa, a ANEEL recalcula os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela B) que incluem: (i) os custos operacionais; e (ii) os custos do capital (remuneração e depreciação). Já os custos não gerenciáveis (Parcela A), que englobam a energia comprada de geradoras, o transporte da energia, os encargos setoriais e os ajustes financeiros são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores e projeção para os doze meses subsequentes.

6 Contas a Receber

Nota	Consolidado											Saldo líquido em 31/12/2016	Saldo líquido em 31/12/2015
	Valores Correntes						Valores Renegociados						
	Corrente a Vencer						Renegociada a Vencer						
	Corrente Vencida						Renegociada Vencida						
Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.4)	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	PECLD (Nota 6.4)		
Circulante													
Consumidores													
Fornecimento faturado													
Residencial	157.412	168.918	28.318	1.866	10.838	(41.022)	17.817	49.789	12.440	57.120	(71.576)	391.920	435.937
Industrial	45.045	25.904	3.229	8.008	16.981	(17.163)	6.247	6.422	2.469	14.458	(17.327)	94.273	129.456
Comércio, Serviços e Outras Atividades	84.927	42.583	5.119	4.269	11.895	(15.959)	9.518	12.669	4.029	14.142	(21.372)	151.820	192.681
Rural	18.676	11.743	2.727	488	618	(654)	3.164	4.735	1.651	3.309	(4.969)	41.488	57.535
Poder Público													
Federal	7.941	1.167	51		40	(38)		1	1	31	(123)	9.077	16.405
Estadual	8.046	746	19	35	105	(113)	79	125	11			9.053	11.450
Municipal	15.592	6.216	2.295	237	98	(141)	3.638	11.525	614	143	(457)	39.760	50.190
Iluminação Pública	23.637	11.593	2.127	1.402	3	(5)	3.117	9.147	85	64	(1.285)	49.885	47.156
Serviço Público	20.165	1.320	367	626	(37)	(47)	414	575	8	3	(35)	23.359	31.950
Clientes Livres	95.820	6.974	1.534	3.346		(2.585)						105.089	81.040
Serviços Cobráveis	270	590											

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Consolidado														Saldo líquido em 31/12/2016	Saldo líquido em 31/12/2015
	Valores Correntes							Valores Renegociados								
	Corrente a Vencer			Corrente Vencida				Renegociada a Vencer			Renegociada Vencida					
Nota	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.4)	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	PECLD (Nota 6.4)				
Concessionárias																
Suprimento de energia elétrica		343.183		99	1.893	477	(1.033)							344.619	437.059	
Energia de curto prazo	6.3	46.489												46.489	158.371	
Encargos de uso da rede elétrica		4.493				3	(108)							4.493	3.460	
Outros créditos		7.970					(696)							8.020	51.005	
Total		402.135	-	99	1.893	480	(1.837)	-	-	-	-	-	-	403.621	649.895	
Clientes																
Eficiência energética		1.952	5.355											7.307	13.503	
(-) Ajuste a valor presente	6.1	(121)	(840)											(961)	(31)	
Serviço de gerenciamento de obra		124												124	343	
Serviços de gerenciamento de assinaturas		1.267				5	(149)							1.267	1.348	
Dispêndios a reembolsar		2.768												2.768		
Geração de vapor		1.045												1.045		
Outros clientes		1.087	186											1.273		
Total		8.122	4.701	-	-	5	(149)	-	-	-	-	-	-	12.823	15.163	
Total Circulante		1.252.960	4.701	277.859	47.774	20.789	42.562	(80.269)	41.514	94.988	21.308	89.270	(117.144)	1.696.312	2.173.335	

	Consolidado						
	Corrente a Vencer			Renegociada a Vencer			
	Nota	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.4)	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.4)	Saldo líquido em 31/12/2016	Saldo líquido em 31/12/2015
Não Circulante							
Consumidores							
Fornecimento faturado							
Residencial				45.967	(11.349)	34.618	14.972
Industrial		4.983	(3.213)	7.792	(250)	9.312	8.274
Comércio, Serviços e Outras Atividades		18	(18)	17.812	(1.901)	15.911	10.092
Rural				4.864	(964)	3.900	2.359
Poder público							
Estadual				5		5	
Municipal				17.684		17.684	27.715
Iluminação pública				15.641		15.641	132
Serviço público				518		518	
(-) Ajuste a valor presente	6.1			(12.335)		(12.335)	(5.157)
Total		5.001	(3.231)	97.948	(14.464)	85.254	58.387
Concessionárias							
Suprimento de energia elétrica		4.725				4.725	
Outros créditos		1.028	(119)			909	985
Total		5.753	(119)	-	-	5.634	985
Clientes							
Eficiência energética		21.921				21.921	13.824
(-) Ajuste a valor presente	6.1	(6.296)				(6.296)	(831)
Total		15.625	-	-	-	15.625	12.993
Total Não Circulante		26.379	(3.350)	97.948	(14.464)	106.513	72.365

Os saldos do Contas a receber 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 de responsabilidade tributária da Companhia.

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

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.

Para as distribuidoras o ajuste a valor presente, regulamentado pelo CPC 12, foi calculado com base na taxa de remuneração de capital, aplicada pela ANEEL nas revisões tarifárias das mesmas. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de dezembro de 2016 a taxa correspondente para a EDP Bandeirante e EDP Escelsa é de 12,26% a.a. (12,26% a.a. para a EDP Bandeirante e 11,36% a.a. para a EDP Escelsa em 31 de dezembro de 2015), afetando negativamente o resultado das distribuidoras no exercício em R\$8.787 (positivamente em R\$4.808 em 2015). Para a EDP Soluções e EDP GRID o ajuste a valor presente considera a taxa WACC de cada projeto.

6.2 Outros créditos - Consumidores

Do montante em 31 de dezembro de 2016 de R\$29.249 (R\$30.458 em 31 de dezembro de 2015), R\$27.415 (R\$27.415 em 31 de dezembro de 2015) refere-se a controlada EDP Escelsa, referente ao saldo de Encargos de capacidade emergencial - ECE, vigente de março de 2002 a janeiro de 2006, e Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE, vigente em janeiro e fevereiro de 2004, que estão sob discussão judicial. Considerando que estes valores constituem um montante a repassar à Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, há um passivo reconhecido no valor de R\$31.627 (R\$31.677 em 31 de dezembro de 2015) (Nota 26), sendo R\$28.641 (R\$28.641 em 31 de dezembro de 2015) referente a EDP Escelsa.

7 Ativos e passivos financeiros setoriais

	Consolidado							Valores em amortização IRT (*) 2016	Valores em constituição IRT (*) 2017	Valores em constituição IRT (*) 2019
	Saldo em 31/12/2015	Apropriação	Amortização	Atualização monetária	Recebimento CCRBT	Saldo em 31/12/2016	Circulante			
CVA										
Aquisição de energia (ii)	253.698	(266.015)	(247.832)	(26.769)	(118.936)	(405.854)	(458.752)	52.898	(482.302)	71.570
Custo da Energia de Itaipu (ii)	379.081	243.698	(238.756)	96.601		480.624	467.579	13.045	460.851	19.773
PROINFA	1.518	19.510	(5.382)	9.975		25.621	26.807	(1.186)	27.334	(1.713)
Transporte Rede Básica	26.029	19.065	(30.306)	1.484		16.272	10.391	5.881	7.357	8.915
Transporte de Energia - Itaipu	4.173	4.609	(3.314)	(2.149)		3.319	2.681	638	2.371	948
ESS	(149.775)	(36.158)	137.273	(21.419)	(51.758)	(121.837)	(74.840)	(46.997)	(50.063)	(71.774)
CDE (iii)	808.583	(404.168)	(518.648)	25.343		(88.890)	(20.867)	(68.023)	11.710	(100.600)
Total	1.323.307	(419.459)	(906.965)	83.066	(170.694)	(90.745)	(47.001)	(43.744)	(22.742)	(72.881)
Itens financeiros										
Sobrecontratação de energia	(76.318)	(12.293)	41.627	(7.715)		(54.699)	(63.671)	8.972	(70.093)	15.394
Neutralidade da Parcela A	16.435	126.433	(32.600)	6.787		117.055	87.777	29.278	69.010	48.045
Exposição CCEAR entre submercados	5.709	8.123	(13.218)	(614)		-	-	-	-	-
Devolução tarifária (iv)	(670.782)	(77.228)	497.602	(43.115)		(293.523)	(293.513)	(10)	(293.523)	
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos (v)	(25.226)	(55.301)		(1.793)		(82.320)		(82.320)		(82.320)
Outros	42.257	(10.129)	(27.052)	(1.223)		3.853	3.815	38	3.825	28
Total	(707.925)	(20.395)	466.359	(47.673)	-	(309.634)	(265.592)	(44.042)	(290.781)	63.439
PIS e COFINS										
PIS/COFINS Nota Técnica nº 115/04	56.740	(7.149)				49.591	49.590	1	49.591	
PIS/COFINS sobre Ativos financeiros setoriais	62.725	(103.535)				(40.810)	(31.862)	(8.948)	(31.956)	(964)
Total	119.465	(110.684)	-	-	-	8.781	17.728	(8.947)	17.635	(964)
Ativo Circulante	734.847	(550.538)	(440.606)	35.393	(170.694)	(391.598)	(294.865)	(96.733)	(295.888)	(10.406)
Ativo Circulante	664.410					58.662	58.662			
Ativo Não Circulante	98.234					12.701		12.701		
Passivo Circulante	-					353.527	353.527			
Passivo Não Circulante	27.797					109.434		109.434		

(*) IRT - Índice de Reposicionamento Tarifário

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

- Parcela "A" (custos não 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 pelas distribuidoras 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.

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

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\$734.847, sendo que o total de passivos setoriais líquido dos ativos em 31 de dezembro de 2016 monta em R\$391.598. A variação total negativa no exercício no montante de R\$1.126.445 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\$547.963 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 contribuiu 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 26.1 e 30).

(iv) Devolução Tarifária: Em relação aos valores amortizados, no início 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 no último reajuste tarifário, agosto de 2015 para a EDP Escelsa e na revisão tarifária em outubro de 2015 para a EDP Bandeirante, sendo o saldo remanescente considerado no reajuste tarifário na EDP Bandeirante e na revisão tarifária da EDP Escelsa em 2016. Quanto aos valores apropriados no exercício, referem-se aos valores a devolver aos consumidores da EDP Bandeirante decorrentes dos déficits de arrecadação do componente tarifário da CDE proveniente das liminares, descritas na nota 26.1.1, que foram considerados no índice de reposicionamento do reajuste tarifário de outubro de 2016.

9 Impostos e contribuições sociais

	Controladora									
	Nota	Saldo em 31/12/2015	Adição	Baixas	Atualização monetária	Adiantamentos/Pagamentos	Compensação tributos federais	Reclassificação	Transferência	Saldo em 31/12/2016
Ativos - Compensáveis										
Imposto de renda e contribuição social	9.1	74.303	862			8.845		(32.288)	60.158	(2.371)
PIS e COFINS		35	637						(637)	
IRRF sobre aplicações financeiras		16.763	19.989					(15.195)		21.557
IRRF sobre juros s/capital próprio		44.963	32.419					(44.963)		32.419
Outros		204	102	(63)						243
Total		136.268	54.009	(63)	8.845	-	(32.288)	-	(3.008)	163.763
Total		136.268								163.763
										163.763
Passivo - a recolher										
Imposto de renda e contribuição social			3.233					(862)		(2.371)
PIS e COFINS			21.929	29.806			(318)	(29.315)		(637)
Tributos sobre serviços prestados por terceiros			1.690	1.330			(1.048)			
IRRF sobre juros s/capital próprio			2.11							

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Nota	Consolidado							Reclassificação	Transferência	Transferência para Ativo		Saldo em 31/12/2016
		Saldo em 31/12/2015	Adição	Baixas	Atualização monetária	Adiantamentos/ Pagamentos/	Compensação tributos federais	mantido para venda			Saldo em 31/12/2015		
PIS e COFINS		112.164	1.481.927			(743.958)		(74.546)		(701.072)	78	74.593	
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		9.810	41.514	(5)		(41.907)			(667)		4	8.749	
IRRF sobre juros s/capital próprio		52.785	100.810			(45.674)	(7.111)					100.810	
Parcelamentos	9.4	64.402		(5.689)	5.157	(7.966)						55.904	
Encargos com pessoal		9.006	18.803			(14.062)	(298)	1.151	(420)		(43)	14.137	
Outros		12.351	20.907		3	(28.907)		2.142			86	6.582	
Total		514.607	4.520.690	(5.678)	5.160	(3.378.090)	(83.017)	-	(1.069.270)		598	505.000	
Circulante		452.742										453.928	
Não circulante		61.865										51.072	
Total		514.607										505.000	

Conforme requerido pelo CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, a Companhia e suas controladas apresentam 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 e suas controladas paguem ou compensem o tributo em um único pagamento ou compensação.

9.1 Imposto de renda e contribuição social - Ativos Compensáveis - Controladora

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

9.2 ICMS - Ativos Compensáveis - Consolidado

Do montante em 31 de dezembro de 2016 de R\$125.792 (R\$95.323 em 31 de dezembro de 2015), as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa apresentam saldo em 31 de dezembro de 2016 de R\$122.645 (R\$93.634 em 31 de dezembro de 2015), que incluem créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens no valor de R\$108.895 (R\$84.989 em 31 de dezembro de 2015) que, de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96, são compensados a razão de 1/48 avos por mês.

9.3 ICMS - Passivo a Recolher - Consolidado

Do montante em 31 de dezembro de 2016 de R\$173.641 (R\$220.274 em 31 de dezembro de 2015), as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa apresentam saldo de R\$165.152 (R\$213.757 em 31 de dezembro de 2015), referente ICMS incidente sobre as faturas de energia elétrica.

9.4 Parcelamentos

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

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

A movimentação do parcelamento e o respectivo saldo em 31 de dezembro de 2016 estão demonstrados a seguir:

	31/12/2016	31/12/2015
Valor de adesão - REFIS	39.978	8.707
Atualização de Juros - Consolidação 2011	8.707	(5.689)
Conversão em renda a favor da União	(5.689)	(22.125)
Amortização	(22.125)	16.988
Atualização do REFIS	16.988	37.859

Saldo em 31 de dezembro de 2016

Do valor total da dívida em 31 de dezembro de 2016 de R\$37.859 (R\$44.863 em 31 de dezembro de 2015), restam 94 parcelas de R\$402 atualizáveis mensalmente pela SELIC. Foi verificado que o montante de R\$5.689, que possuía depósitos judiciais no mesmo montante, foi convertido em renda a favor da União (conforme artigo 32 da Portaria PGFN/RFB nº 06/09), devido a quitação do débito.

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

A movimentação do parcelamento e o respectivo saldo em 31 de dezembro de 2016 estão demonstrados a seguir:

	31/12/2016	31/12/2015
Valor de adesão - REFIS	76.734	11.422
Atualização de Juros - Consolidação 2011	11.422	3.640
Ativo a compensar	3.640	17.284
Depósito Judicial a favor da Companhia	17.284	(23.864)
Conversão em renda a favor da União	(23.864)	(47.725)
Amortização	(47.725)	21.305
Atualização do REFIS	21.305	(2.892)
Reversão de atualização da conversão em renda	(2.892)	55.904

Do valor total consolidado da dívida em 31 de dezembro de 2016 de R\$55.904 (R\$64.402 em 31 de dezembro de 2015), que inclui a Companhia e a controlada EDP Escelsa, R\$37.860 (R\$39.430 em 31 de dezembro de 2015) foram parcelados e são atualizáveis mensalmente pela SELIC e os R\$18.044 (R\$24.972 em 31 de dezembro de 2015) restantes possuem depósitos judiciais ativos de R\$40.811 (R\$49.681 em 31 de dezembro de 2015), os quais aguardam conversão em renda da União (conforme artigo 32 da Portaria PGFN/RFB nº 06/09), ocasião em que será efetivada a baixa deste passivo.

10 Tributos diferidos

	Nota	Controladora		Consolidado							
		Passivo		Ativo		Circulante		Passivo			
		31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015		
PIS e COFINS	10.1			37.390	3.421	174	56.209	495	6.515		
Imposto de renda e contribuição social	10.2	184.668	186.961		913.066	620.814	519	337.935	370.596		
Imposto sobre serviços							191	543			
Total		184.668	186.961	37.390	916.507	620.814	884	56.209	338.973	377.111	

10.1 PIS e COFINS

O montante refere-se a PIS e COFINS diferidos reconhecidos: (i) sobre a receita e despesa relativa aos ativos e passivos financeiros setoriais nas controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa no montante ativo de R\$40.811 (R\$62.724 em 31 de dezembro de 2015); e (ii) sobre as receitas em razão do reconhecimento dos custos incorridos (CPC 30 - Receitas) na EDP Soluções no montante passivo de R\$669.

11 Partes relacionadas

Além dos valores de dividendos a pagar e a receber apresentados na nota 14, saldo de contraprestação contingente apresentado na nota 28.5, e do saldo de empréstimos a pagar apresentado na nota 24, os demais saldos de ativos e passivos, bem como as transações da Companhia com suas controladas e controladoras, profissionais chave da Administração e outras partes relacionadas, que influenciaram o resultado do período, estão apresentadas como segue:

Títulos e valores mobiliários (a)	Relacionamento	Duração	Controladora														
			Ativo		Passivo		Receitas (Despesas)		Operacionais		Financeiras						
			Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Exercícios findos em 31 de dezembro	Exercícios findos em 31 de dezembro							
			31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	2016	2015	2016	2015					
Debêntures																	
São Manoel	Controlada em conjunto	15/08/2016 a 15/12/2018			98.122												4.786
																	4.786
Empréstimos a receber																	
Contratos de mútuo - 100% a 110% do CDI																	
EDP Comercializadora	Controlada	09/09/2010 a indeterminado					72.667									9.796	9.664
Pecém OM	Controlada em conjunto	05/12/2011 a 31/12/2017	1.160				1.004									155	72
Porto do Pecém	Controlada (*)	24/09/2012 a indeterminado			243.549	212.247										31.302	26.061
Mabe	Controlada em conjunto	04/10/2013 a 31/12/2017			17.640	15.145										2.251	1.903
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	24/09/2015 a 23/09/2017	49.613	70.179												11.971	1.276
			50.773	70.179	261.189	301.063										55.475	38.976
Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC																	
EDP Transmissão	Controlada	16/05/2014 a indeterminado					100										
CEJA	Controlada em conjunto	05/10/2015 a indeterminado			64.600	13.000											
EDP GRID	Controlada	07/12/2015 a indeterminado					22.196										
					64.600	35.296											
Outros créditos e Outras contas a pagar																	
Devolução - Prêmio de seguro																	
São Manoel	Controlada em conjunto							2				(2)					
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto							4				(4)					
ECE Participações	Controlada em conjunto							4				(4)					
Investco	Controlada							54				(37)				(17)	
EDP Bandeirante	Controlada	31/12/2016						1.527				(1.054)				(473)	
EDP Escelsa	Controlada							1.075				(742)				(333)	
Energest	Controlada							140				(97)				(43)	
EDP Comercializadora	Controlada							36				(25)				(11)	
EDP GRID	Controlada							11				(7)				(4)	
Porto do Pecém	Controlada							33				(24)				(9)	
Pecém TM	Controlada em conjunto							1				(1)					
Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos (b)																	
EDP Bandeirante	Controlada					149	113			10	2.138	1.631					
Energest	Controlada					52	29				707	521					
EDP Comercializadora	Controlada					128	56				703	402					
Pantanal	Controlada (**)	01/07/2012 até emissão de nova Resolução da ANEEL			6	20					6	98					
Investco	Controlada					26	29				364	237					
Lajeado	Controlada					23	108				333	251					
Santa Fé	Controlada					31	10				160	82					
EDP Escelsa	Controlada					383	95			554	2	1.227	1.386				
ECE Participações	Controlada em conjunto												48				
Compartilhamento do serviços de infraestrutura (c)																	
EDP Bandeirante	Controlada	29/07/2015 a 29/07/2019			264	350					3.316	1.525					
Energest	Controlada	29/07/2015 a 29/07/2019			107	126					1.342	626					

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

			Controladora											
			Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)			
			Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras	
											Exercícios findos em 31 de dezembro			
			31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	2016	2015	2016	2015
Relacionamento	Duração													
Lajeado	Controlada	01/01/2015 a 31/12/2018			5	130					56	130		
CEJA	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2018			36	36					31	36		
EDP Escelsa	Controlada	29/07/2015 a 29/07/2019			78	134			2	3	1.565	442		
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2018			318	321					279	322		
São Manoel	Controlada em conjunto	01/05/2014 a 31/05/2018			1						14			
EDP GRID	Controlada	01/01/2015 a 31/12/2018			15	9					93	107		
Opções de ações outorgadas pela Companhia (Nota 11.2.1)														
EDP Bandeirante	Controlada	15/06/2016 a 15/06/2021			38						38			
Energest	Controlada	15/06/2016 a 15/06/2021			38						38			
EDP Comercializadora	Controlada	15/06/2016 a 15/06/2021			40						40			
Porto do Pecém	Controlada (*)	15/06/2016 a 15/06/2021			20						20			
EDP GRID	Controlada	15/06/2016 a 15/06/2021			5						5			
Contrato jurídico sobre o Parecer do GSF														
Enerpeixe	Controlada						110					110		
Contrato de serviços de consultoria														
EDP Renováveis	Coligada	01/12/2013 a 31/12/2015			270	270						145		
Contrato de prestação de serviços														
EDP Portugal (d)	Controladora	Indeterminado	6.852	9.154			3.071	35.196	448	675	(4.754)	(84)	6.131	(7.471)
São Manoel	Controlada em conjunto	01/05/2014 a 30/04/2018	3.370	1.965							1.405	1.206		
ECE Participações	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2016									438	438		
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	01/01/2016 a 31/12/2016									404			
Contrato de repasse de garantia sobre os contratos de empréstimos														
EDPR Espanha	Coligada											(1.277)		
			10.222	11.119	2.922	3.292	3.071	35.196	3.891	690	9.030	9.671	5.241	(7.471)
			60.995	81.298	426.833	339.651	3.071	35.196	3.891	690	9.030	9.671	65.502	31.505
Consolidado														
			Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)			
			Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras	
											Exercícios findos em 31 de dezembro			
			31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	2016	2015	2016	2015
Relacionamento	Preço praticado	Duração												
Títulos e valores mobiliários (a)														
Debêntures														
São Manoel	Controlada em conjunto	15/08/2016 a 15/12/2018			98.122								4.786	
			-	-	98.122	-	-	-	-	-	-	-	4.786	-
Contas a receber														
Suprimento de energia elétrica														
Porto do Pecém	Controlada (*)	01/12/2013 a 31/12/2015										17.381		
ECE Participações	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2015									6.345			
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	01/04/2016 até 30/04/2016									2.306			
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	80,43 01/05/2016 até 31/05/2016									479			
Ressarcimento por insuficiência de geração														
Porto do Pecém	Controlada (*)	01/01/2012 a 31/12/2026											2.273	
			-	-	-	-	-	-	-	-	9.130	19.654	-	-
Contrato de prestação de serviços														
Feijão I	Coligada	21/07/2014 até o cumprimento integral das obrigações contratuais			3								261	
Feijão II	Coligada				3								261	
Feijão III	Coligada				3								261	
Feijão IV	Coligada				3								261	
Jaú	Coligada	(previsto para 01/01/2016)		329									1.764	
			-	341	-	-	-	-	-	-	-	-	2.808	-
Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC														
CEJA	Controlada em conjunto	05/10/2015 a indeterminado			64.600	13.000								
			-	-	64.600	13.000	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecedores														
Suprimento de energia elétrica														
Porto do Pecém	Controlada (*)	Custo fixo + Custo variável 01/01/2012 a 31/12/2026						4.937				(37.583)		
ECE Participações	Controlada em conjunto	141,14 01/01/2015 a 31/12/2044					605	481			(4.895)	(4.048)		
ECE Participações	Controlada em conjunto	142,21 01/01/2015 a 31/12/2044					828	753			(7.351)	(6.085)		
ECE Participações	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2016					2.743	1.487			(19.432)	(15.890)		
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	01/04/2016 até 31/12/2016					4.810				(36.072)			
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	113,58 01/08/2016 até 31/08/2016									(2.113)			
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	108,68 01/07/2016 até 31/07/2016									(445)			
Ressarcimento por insuficiência de geração														
Porto do Pecém	Controlada (*)	Despacho ANEEL nº 4.002, de 30/09/2014						8.519				(4.594)		
Prestação de serviços														
Pecém TM	Controlada em Conjunto	Indeterminado					2.524				(33.246)			
Pecém OM	Controlada em Conjunto	Indeterminado					3.974				(4.787)			
			-	-	-	-	15.484	16.177	-	-	(108.341)	(68.200)	-	-
Outros créditos e Outras contas a pagar														
Devolução - Prêmio de seguro														
São Manoel									(2)		2			
Cachoeira Caldeirão									(4)		4			
ECE Participações									(4)		4			
Prestação de serviços - Backoffice														
Pecém TM	Controlada em conjunto		2.154	834							1.320	834		
Pecém OM	Controlada em conjunto		931	360							570	360		
Mabe	Controlada em conjunto		777	301							476	301		
Contrato de serviços de consultoria														
EDP Renováveis	Coligada	01/12/2013 a 31/12/2015			270	270						145		
Contrato prestação de serviços														
EDP Portugal (d)	Controladora	Indeterminado	6.852	9.153			4.016	35.197	448	677	(5.699)	(84)	6.131	(7.471)
São Manoel	Controlada em conjunto	01/05/2014 a 30/04/2018	3.370	1.965							1.405	1.206		
ECE Participações	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2016			237						874	438		
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	01/01/2016 a 31/12/2016			228						837			
Pecém TM	Controlada em conjunto	Indeterminado								8.013	(17.948)			
Pecém OM	Controlada em conjunto	Indeterminado								26	(4.600)			
Compartilhamento do serviços de infraestrutura (c)														
EDP Renováveis	Coligada	29/07/2015 a 29/07/2019			18	18						18		
ECE Participações	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2018			36	122					41	76		
Instituto EDP	Coligada	01/01/2015 a 31/12/2018			181	177					149	171		
CEJA	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2018			36	36					31	36		
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2018			319	322					289	325		
São Manoel	Controlada em conjunto	01/05/2014 a 31/05/2018			1						14			
Pantanal	Controlada (**)	29/07/2015 a 29/07/2019				14						14		
Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos (b)														
ECE Participações	Controlada em conjunto	01/07/2012 até emissão de nova Resolução da ANEEL					48					48		
Pantanal	Controlada (**)						51					41		
Contrato jurídico sobre o Parecer do GSF														
ECE Participações	Controlada em conjunto						4					4		
Prestação de serviços de consultoria ambiental														
Pantanal	Controlada (**)	01/01/2011 a 31/12/2016		29							19	186		
Contrato de repasse de garantia sobre os contratos de empréstimos														
EDPR Espanha	Coligada											(1.277)		
Adiantamento a fornecedor														
Pecém TM	Controlada em conjunto	Indeterminado			2.222									
Pecém OM	Controlada em conjunto	Indeterminado			3.676									
			14.084	12.642	7.224	1.062	4.016	35.197	438	8.716	336	(19.706)	6.131	(7.471)
			14.084	12.983	169.946	14.062	19.500	51.374	438	8.716	(98.875)	(65.444)	10.917	(7.471)

(*) A Porto do Pecém passou a ser controlada pela Companhia a partir de 15 de maio de 2015

(**) Em 29 de janeiro de 2016 a Companhia concluiu a venda de sua participação na Pantanal para a Cachoeira Escura Energética (Nota 4.4).

Os avais e fianças concedidos e recebidos pela Companhia estão demonstrados na nota de Garantias (Nota 37.2).

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

18.1 Demonstrações financeiras - Condensadas

Ativo	CEJA - Consolidado		Cachoeira Caldeirão		São Manoel	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	46.475	74.639	8.346	39.916	38.221	47.862
Consumidores e Concessionárias	35.067	30.887	8.736			
Outros ativos circulantes	20.762	48.461	359	121	510	504
	102.304	153.987	17.441	40.037	38.731	48.366
Não circulante						
Impostos e contribuições sociais	8.461	5.800	55.554	57.140	92.965	69.382
Tributos diferidos	53.614	7.351	32.383	8.933	164.118	3.959
Outros ativos não circulantes	56.562	8.032	2.213	76	2.364	2.757
	118.637	21.183	90.150	66.149	259.447	76.098
Imobilizado Intangível	1.153.195	1.166.489	1.336.286	1.205.010	2.318.753	1.401.301
	566.196	582.513	15.545	51.760	64.555	59.452
Total do ativo	1.940.332	1.924.152	1.459.422	1.362.956	2.681.486	1.585.217

Passivo	CEJA - Consolidado		Cachoeira Caldeirão		São Manoel	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	Circulante					
Fornecedores	20.938	27.414	36.844	44.852	14.492	13.234
Debêntures	124.559	128.979	3.956			644.723
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	54.244	53.635	110.713	145.748	3.928	471.946
Provisões	11.870	10.228	19.937	23.058	37.199	49.980
Outros passivos circulantes	11.024	12.727	11.788	12.710	12.975	16.229
	222.635	232.983	183.238	226.368	68.594	1.196.112
Não circulante						
Tributos diferidos	183.877	196.179				
Debêntures	116.255	232.484	208.679	185.135	292.223	
Empréstimos e financiamentos	686.740	729.942	478.324	319.736	1.014.508	
Uso do bem público	29.677	19.526	10.404	9.410	40.264	35.172
Adiantamento para futuro aumento de capital	129.200	26.000				
Provisões	4.084	654	13.833	11.723	10.505	44.619
Outros passivos não circulantes	309	162	547	322	1	
	1.143.142	1.204.947	711.787	526.326	1.357.501	79.791
Total do passivo e patrimônio líquido	574.555	486.222	564.397	610.262	1.255.391	309.314

Demonstração do Resultado

	CEJA - Consolidado		Cachoeira Caldeirão		São Manoel	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
	Receitas	230.243	212.597	56.694		
Custo da produção e serviço de energia elétrica	(100.656)	(111.760)	(63.989)	(375)		
Depreciação e amortização	(19.721)	(19.870)	(32)			
Despesas e Receitas operacionais	(4.012)	(6.982)	(9.490)	(18.044)	(470.693)	(7.541)
Resultado financeiro	(119.549)	(110.251)	(52.498)	406	(363)	44
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	49.028	3.379	23.450	6.125	(160.159)	2.549
Resultado líquido do exercício	35.333	(32.887)	(45.865)	(11.888)	310.877	(4.948)

18.2 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas e depósitos vinculados a litígios - Circulante e Não circulante
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.

Risco de perda provável
A ECE Participações, controlada integral da CEJA, possui demandas judiciais de natureza trabalhistas e cíveis avaliadas pelos assessores jurídicos com expectativa de perda provável em 31 de dezembro de 2016 no valor de R\$367 (R\$352 em 31 de dezembro de 2015). Não há demandas judiciais de natureza fiscal com expectativa de perda provável, portanto, não há valores provisionados destas naturezas nas demonstrações financeiras.

Cachoeira Caldeirão
A Cachoeira Caldeirão possui demandas judiciais de natureza trabalhistas e cíveis avaliadas pelos assessores jurídicos com expectativa de perda provável no montante de R\$3.561 (R\$8 em 31 de dezembro de 2015). Não há demandas judiciais de natureza fiscal com expectativa de perda provável, portanto, não há valores provisionados destas naturezas nas demonstrações financeiras.

São Manoel
A São Manoel não possui demandas judiciais de natureza cível, fiscal e trabalhista avaliadas pelos assessores jurídicos com expectativa de perda provável, não havendo, portanto, valores provisionados.

Risco de perda possível
CEJA
Existem processos de naturezas trabalhistas e cíveis, cuja perda foi estimada como possível, periodicamente reavaliados, não requerendo a constituição de provisão nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2016 no valor de R\$1.682 (R\$66 em 31 de dezembro de 2015).

Cachoeira Caldeirão
Existem processos de natureza trabalhistas e cíveis, cuja perda foi estimada como possível, periodicamente reavaliados, não requerendo a constituição de provisão nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2016 no valor de R\$1.939 (R\$1.103 em 31 de dezembro de 2015).

São Manoel
Existem processos de natureza trabalhistas e cíveis em andamento, cuja perda foi estimada como possível, periodicamente reavaliados, não requerendo a constituição de provisão cujo montante em 31 de dezembro de 2016 é de R\$56.

A São Manoel é parte em três ações civis públicas propostas pelo Ministério Público Federal - MPF, sob a alegação de supostas irregularidades no licenciamento ambiental para a construção da UHE São Manoel, tais como: (i) ausência de estudos dos impactos sobre unidades de conservação; (ii) não cumprimento das condicionantes relativas ao componente indígena; e (iii) descumprimento de condicionantes da licença prévia. Em todas as ações o MPF requer em sede de liminar a suspensão do licenciamento. Em virtude da complexidade dos pedidos, não é possível estimar o valor econômico envolvido, pois os reflexos de eventual suspensão do licenciamento vão variar de acordo com a fase em que se encontram as obras. Apesar dos argumentos sólidos da defesa, a Companhia e seus assessores jurídicos classificam a ação com risco possível em virtude da tendência protetiva da matéria ambiental. Atualmente as ações se encontram em fase de instrução.

18.3 Compromissos contratuais e Garantias

18.3.1 Compromissos contratuais
Em 31 de dezembro de 2016 os empreendimentos controlados em conjunto apresentam os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentados pelo seu montante total. Os materiais e serviços incluem, essencialmente, responsabilidades relacionadas com contratos de longo prazo relativos ao fornecimento de produtos e serviços vinculados à construção das UHE's Cachoeira Caldeirão e São Manoel. Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal de suas atividades operacionais atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa de 6,86% na CEJA e 7% na Cachoeira Caldeirão e São Manoel que representam a taxa média de financiamento para a construção dos empreendimentos.

	CEJA - Consolidado		Cachoeira Caldeirão		São Manoel	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	Responsabilidades com locações operacionais	436	187	823	839	159
Obrigações de compra						
Compra de Energia	14.461	13.184	108.919	100.343		
Materiais e serviços	13.859	21.141	37.527	83.076	907.234	1.455.135
Prêmio de risco - GSF	63.980	83.066				
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	354.451	451.123	391.034	335.249	930.344	31.696
	447.187	568.701	538.303	519.507	1.837.737	1.486.992

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.

	CEJA - Consolidado		Cachoeira Caldeirão		São Manoel	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	Responsabilidades com locações operacionais	352	157	663	707	129
Obrigações de compra						
Compra de Energia	17.627	16.581	135.908	126.318		
Materiais e serviços	11.245	18.021	30.414	70.457	737.347	1.237.951
Prêmio de risco - GSF	241.616	88.828				
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	455.023	590.194	560.743	454.239	1.378.740	30.278
	725.863	713.781	727.728	651.721	2.116.216	1.268.389

Tipo de garantia oferecida	Modalidade	CEJA - Consolidado		Cachoeira Caldeirão		São Manoel	
		31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
		Depósito Caucionado	Empréstimos e financiamentos	33.262	30.341		
Fiança Bancária	Empréstimos e financiamentos	371.914	392.379	340.800	511.746	346.839	429.916
	Debêntures	120.613	181.156				
Fiança Corporativa	Empréstimos e financiamentos	371.914	392.379	340.800	511.746	693.782	472.622
	Debêntures	120.613	181.156			294.363	215.023
Recebíveis	Outros	2.333		1.558			
Penhor de ações	Empréstimos e financiamentos	473.276	473.276	627.602	627.602	1.573.974	
Penhor de direitos	Empréstimos e financiamentos	744.036	784.758				
Seguro garantia	Executante construtor			29.958	80.253	80.253	
		2.237.961	2.435.445	1.310.760	1.681.052	2.989.211	1.197.814

19 Ativo financeiro indenizável

As controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa apresentam 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 três anos por meio do laudo de avaliação da Base de remuneração regulatória - BRR para a EDP Escelsa e quatro anos para EDP Bandeirante, 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 nos custos operacionais e da base de remuneração regulatória das concessionárias. No mês de setembro de 2016, conforme disposições legais da Resolução Normativa nº 396, de 23 de fevereiro de 2010, a EDP Escelsa efetuou a contabilização do Laudo de Avaliação dos Ativos aprovado no âmbito da 7ª Revisão Tarifária Periódica. O valor da Base de Remuneração Líquida dos ativos, conforme Nota Técnica nº 243/2016-SGT/ANEEL, de 26 de julho de 2016, foram obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária, denominado base incremental. O ajuste do valor justo comparado com aquele já registrado face ao último laudo aprovado e suas correspondentes adições e baixas decorre, substancialmente, de diferença nas premissas utilizadas pela EDP Escelsa para avaliar a base incremental do Ativo financeiro indenizável deste ciclo tarifário, daquelas premissas homologadas pela ANEEL no Laudo de Avaliação, tais como percentual de glosa e baixa dos investimentos, gerando uma mais valia na referida rubrica de R\$148.238. A movimentação do exercício é a seguinte:

	Consolidado				
	Valor líquido em 31/12/2015	Transferência do ativo Intangível	Valor Justo	Baixas	Valor líquido em 31/12/2016
	Ativo financeiro indenizável	1.230.134	242.647	194.262	(13.065)
Total	1.230.134	242.647	194.262	(13.065)	1.653.978
Não circulante	1.230.134				1.653.978
	1.230.134				1.653.978

20 Imobilizado

Os ativos imobilizados são contabilizados pelo custo de aquisição e/ou construção acrescidos de impostos não recuperáveis sobre as compras e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessárias para o funcionamento, deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas acumuladas por redução ao valor recuperável. Também fazem parte do custo do imobilizado os juros relativos aos empréstimos e financiamentos obtidos de terceiros, capitalizados durante a sua fase de construção, deduzidos das receitas financeiras dos recursos de terceiros não aplicados. O valor contábil dos bens substituídos é baixado, sendo que os gastos com reparos e manutenções são integralmente registrados em contrapartida ao resultado do exercício. A base para o cálculo da depreciação é o valor depreciável (custo de aquisição, subtraídos do valor residual) do ativo. A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil de cada unidade de adição e retirada, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo. As taxas de depreciação utilizadas estão previstas na tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE aprovadas pela Resolução Normativa nº674 de 11 de agosto de 2015. No advento do termo final do Contrato, todos os bens e instalações vinculados às usinas hidrelétricas passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, e apurados em auditoria da mesma. 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 da Companhia e de suas controladas 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.

20.1 Composição do Imobilizado

	Controladora							
	31/12/2016		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2015	
	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Imobilizado em serviço								
Administração								
Edificações, obras civis e benfeitorias	6,25	8	(6)	2	6,25	8	(6)	2
Máquinas e equipamentos	12,82	19.384	(7.252)	12.132	12,62	17.255	(4.363)	12.892
Veículos	14,29	1.079	(723)	356	14,29	1.190	(707)	483
Móveis e utensílios	6,25	3.254	(1.190)	2.064	6,25	3.186	(1.225)	1.961
Total do Imobilizado em serviço		23.725	(9.171)	14.554		21.639	(6.301)	15.338
Imobilizado em curso								
Administração		9.562	-	9.562		6.636	-	6.636
Total do Imobilizado em curso						6.636		6.636
Total Imobilizado		33.287	(9.171)	24.116		28.275	(6.301)	21.974

	Consolidado							
	31/12/2016		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2015	
	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Imobilizado em serviço								
Geração								
Terrenos	0,02	164.122	(13)	164.109	0,02	164.124	(7)	164.117
Reservatórios, barragens e adutoras	2,03	1.996.595	(477.647)	1.518.948	1,90	1.984.337	(436.544)	1.547.793
Edificações, obras civis e benfeitorias	2,99	958.487	(238.581)	719.906	2,72	957.171	(215.556)	741.611
Máquinas e equipamentos	3,85	5.730.721	(1.167.871)	4.562.850	3,44	5.697.295	(936.564)	4.760.731
Veículos	14,24	5.366	(2.921)	2.445	14,45	5.513	(2.864)	2.649
Móveis e utensílios	7,28	2.456	(916)	1.540	6,47	2.240	(737)	1.503
	</							

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

21.1.2 Direito de concessão - Outros

	Consolidado		
	31/12/2016		Total
	Custo	Amortização	
EDP Bandeirante	38.143	(21.015)	17.128
Lajeado	122.533	(65.919)	56.614
Enerpeixe	3.837	(1.535)	2.302
Porto do Pecém	106.855	(6.146)	100.709
Investco	787.264	(317.917)	469.347
Total	1.058.632	(412.532)	646.100

Referem-se a diferença entre o custo total de aquisição do investimento e o seu valor justo, deduzidas das despesas de amortização. A amortização é linear de acordo com o prazo da concessão.

21.1.3 Direito de concessão - Uso do Bem Público - UBP

Refere-se ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico e sistema de transmissão associado às UHE's e PCH's das controladas Investco, Enerpeixe e EDP PCH. É constituído pelo valor total da contraprestação do direito relacionado com o Uso do bem público até o final do contrato de concessão, registrados em contrapartida do passivo (Nota 27). A amortização será até o final do contrato de concessão, para as controladas Enerpeixe e Investco, e pelo prazo de 5 anos a partir da mudança do regime de exploração, para a controlada EDP PCH, com término em julho de 2019.

	Consolidado			
	Saldo em 31/12/2015	Amortização	Cisão (Nota 4.2)	Saldo em 31/12/2016
Investco	11.013	(648)		10.365
Enerpeixe	103.844	(4.964)		98.880
Energest	4.314	(201)	(4.113)	-
EDP PCH	-	(1.002)	4.113	3.111
Total	119.171	(6.815)	-	112.356

21.1.4 Ágio - Incorporação de Sociedade Controladora

Refere-se à parcela cindida do ágio incorporado nas controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa e Lajeado, decorrentes da aquisição de ações das mencionadas companhias, 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 da expectativa de resultados futuros dentro do prazo de concessão das controladas.

21.1.5 Goodwill

O Goodwill é o valor excedente do custo da combinação de negócios em relação à participação da empresa adquirente sobre o valor justo dos ativos e passivos da adquirida, ou seja, o excedente é a parcela paga a maior pela empresa adquirente devido à expectativa de geração de lucros futuros pela empresa adquirida. Nas aquisições em que a Companhia atribui valor justo aos não controladores, a determinação do goodwill inclui também o valor de qualquer participação não controladora na adquirida, e o goodwill é determinado considerando a participação da Companhia e dos não controladores. O goodwill não deve ser amortizado, mas é objeto de análise de redução ao valor recuperável.

O goodwill é composto pelos seguintes montantes: (i) R\$42.293 gerado na combinação de negócios em setembro de 2008 quando a Companhia efetuou a troca de participação acionária detida na Energisa MS pelas participações acionárias detidas pela Rede Energia S.A. nas participadas Lajeado e Investco, bem como pelas participações acionárias detidas pela Rede Power do Brasil S.A. na Lajeado e Tocantins Energia S.A.; e (ii) R\$31.804 gerado quando da aquisição da EDP Soluções pela controlada EDP GRID em dezembro de 2015.

A variação no exercício no montante de R\$7.011 é devido a baixa pelo não pagamento de contraprestação contingente na aquisição da EDP Soluções, decorrente do não cumprimento de índices de performance (Nota 28.5).

21.2 Movimentação do Intangível

	Controladora					
	Valor líquido em 31/12/2015	Ingressos	Transferência para intangível em serviço	Amortização	Reclas-sificação	Valor líquido em 31/12/2016
Intangível em serviço						
Software	1.862	-	7.567	(988)	473	8.914
Total do intangível em serviço	1.862	-	7.567	(988)	473	8.914
Intangível em curso						
Outros Intangíveis em curso	5.085	6.108	(7.567)	-	3.639	7.265
Total do intangível em curso	5.085	6.108	(7.567)	-	3.639	7.265
Total do Intangível	6.947	6.108	-	(988)	4.112	16.179

	Consolidado							
	Valor líquido em 31/12/2015	Ingressos	Juros capitalizados	Transferência para ativo intangível em serviço	Transferências para ativo financeiro indenizável	Amortização	Reclas-sificação	Valor líquido em 31/12/2016
Intangível em serviço								
Software	3.992	-	-	9.478	(2.011)	567	12.026	
Servidão permanente	3.674	-	-	-	(350)	204	3.528	
Direito de concessão - Licenças ambientais	2.559	-	-	39.207	(5.360)	-	36.406	
Direito de concessão - Infraestrutura	1.607.287	-	-	352.302	(242.647)	(185.919)	(22.720)	1.508.303
Direito de concessão - Uso do Bem Público - UBP	119.171	-	-	-	(6.815)	-	-	112.356
Direito de concessão - Outros	684.384	-	-	-	(38.284)	-	-	646.100
Outros intangíveis em serviço	6.838	-	-	-	(2.363)	-	-	4.475
Total do intangível em serviço	2.427.905	-	-	400.987	(242.647)	(241.102)	(22.720)	771
Intangível em curso								
Direito de concessão - Infraestrutura	143.737	474.566	6.084	(352.302)	-	(3.327)	(474)	268.284
Desenvolvimento de projetos	21.258	3.858	-	-	-	-	-	25.116
Outros Intangíveis em curso	26.062	46.897	-	(48.685)	-	(129)	3.838	27.983
Total do intangível em curso	191.057	525.321	6.084	(400.987)	-	(3.456)	3.364	321.383
Goodwill	81.108	-	-	-	-	(7.011)	-	74.097
Total do Intangível	2.700.070	525.321	6.084	-	(242.647)	(241.102)	(33.187)	4.135

23 Debêntures

23.1 Composição do saldo de Debêntures

Agente Fiduciário	Empresa	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Controladora							
											31/12/2016		31/12/2015			Total		
		Encargos	Principal	Não Circulante	Encargos	Principal	Não Circulante											
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 476/09	50.000	10 500.000	11/04/2013	11/04/2016	2ª emissão em 11/04/2013 a 11/04/2016	Investimentos gerais pela Companhia	CDI + 0,55% a.a.	Juros semestral e amortização em duas parcelas iguais em abril/2015 e abril/2016	-	7.629	250.000	-	257.629			
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(500)		11/04/2013 a 11/04/2016			Amortização mensal	-		(32)		(32)			
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	664.253	1 664.253	15/09/2015	15/09/2018	1ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015 a 15/09/2018	Destinada ao resgate antecipado da 1ª emissão de Notas Promissórias da Companhia.	CDI + 1,74% a.a. até 14/03/2016 CDI + 2,24% a.a. a partir de 15/03/2016 (ii) 2017 e juros semestral	Amortizações anuais a partir de setembro de 2017 e juros semestral	29.945	332.126	332.126	694.197	22.845	664.253	687.098	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	179.887	1 179.887	15/09/2015	15/09/2021	2ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015 a 15/09/2021	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3201% a.a. até 14/03/2016 IPCA + 8,8201% a.a. a partir de 15/03/2016 (iii) 2019 e juros semestral	Amortizações anuais a partir de setembro de 2019 e juros semestral	4.858	195.994	200.852	3.223	183.194	186.417		
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	48.066	1 48.066	15/09/2015	15/09/2024	3ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015 a 15/09/2024	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,2608% a.a. até 14/03/2016 IPCA + 8,7608% a.a. a partir de 15/03/2016 (iii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2022 e juros semestral	1.290	52.370	53.660	840	48.950	49.790		
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(16.347)		15/09/2015 a 15/09/2024			Amortização mensal	(9.308)	(9.308)		(14.944)	(14.944)			
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 476/09	25.000	10 250.000	22/03/2016	15/04/2022	5ª emissão em 22/03/2016 a 15/04/2022	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3479% a.a.	Amortizações anuais a partir de abril de 2021 e juros semestrais	4.307	258.160	262.467			-		
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(7.097)		22/03/2016 a 15/04/2022			Amortização mensal	(6.169)	(6.169)				-		
Total											40.400	332.126	823.173	1.195.699	34.537	249.968	881.453	1.165.958

Agente Fiduciário	Empresa	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Consolidado						
											31/12/2016		31/12/2015			Total	
		Encargos	Principal	Não Circulante	Encargos	Principal	Não Circulante										
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Escelsa	Instrução CVM nº 476/09	17.680	10 176.800	27/08/2014 a 27/08/2020	27/08/2014 a 27/08/2020	3ª emissão em 27/08/2014 a 27/08/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 1,50% a.a. até 25/02/2016 CDI + 1,80% a.a. a partir de 26/02/2016 (i)	Principal semestral a partir de 27/08/2018 e juros semestral	9.062	176.800	185.862	9.102	176.800	185.902	
(-) Custos de emissão	EDP Escelsa				(599)		27/08/2014 a 27/08/2020			Amortização mensal	(315)	(315)		(432)	(432)		
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP Escelsa	Instrução CVM nº 476/09	12.000	10 120.000	05/02/2016 a 05/02/2020	05/02/2016 a 05/02/2020	4ª emissão em 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	7.609	120.000	127.609			-	
(-) Custos de emissão	EDP Escelsa				(1.461)		05/02/2016 a 05/02/2020			Amortização mensal	(1.016)	(1.016)				-	
SLW Corretora de Valores e Câmbio Ltda. Bandeirante	EDP Bandeirante	Instrução CVM nº 400/03	39.000	10 390.000	01/07/2010 a 01/07/2016	01/07/2010 a 01/07/2016	4ª emissão em 01/07/2010 a 01/07/2016	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	CDI + 1,50% a.a.	Principal anual e juros semestral	-	7.393	156.000	-	163.393		
(-) Custos de emissão	EDP Bandeirante				(2.676)		01/07/2010 a 01/07/2016			Amortização mensal	-		(54)		(54)		
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Bandeirante	Instrução CVM nº 476/09	300	1.000 300.000	30/04/2014 a 30/04/2019	30/04/2014 a 30/04/2019	5ª emissão em 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	EDP Bandeirante				(2.413)		30/04/2014 a 30/04/2019			Amortização mensal	(806)	(806)		(1.410)	(1.410)		
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP Bandeirante	Instrução CVM nº 476/09	10.000	10 100.000	05/02/2016 a 05/02/2020	05/02/2016 a 05/02/2020	6ª emissão em 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	EDP Bandeirante				(1.217)		05/02/2016 a 05/02/2020			Amortização mensal	(847)	(847)				-	
Oliveira Trust	Energest	Instrução CVM nº 476/09	120.000	1 120.000	23/04/2012 a 23/04/2017	23/04/2012 a 23/04/2017	1ª emissão em 23/04/2012 a 23/04/2017	Alongamento da dívida, financiamento de capital de giro e financiamento de CAPEX.	CDI + 0,98% a.a. até 17/09/2015 CDI + 1,60% a.a. a partir de 18/09/2015 (ii)	Principal anual a partir de abril/2016 e juros semestral	1.643	60.000	61.643	3.362	60.000	60.000	123.362
(-) Custos de emissão	Energest				(635)		23/04/2012 a 23/04/2017			Amortização mensal	(23)	(23)	(95)	(24)	(119)		
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Energest	Instrução CVM nº 476/09	3.600	10 36.000	20/04/2016 a 20/04/2018	20/04/2016 a 20/04/2018	1ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016 a 20/04/2018	Reforço de capital de giro e refinanciamento do endividamento da emissora.	CDI + 2,25% a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestrais	1.074	36.000	37.074			-	
(-) Custos de emissão	Energest				(427)		20/04/2016 a 20/04/2018			Amortização mensal	(275)	(275)				-	

21.3 Teste de redução ao valor recuperável

Em 31 de dezembro de 2016 a Companhia avaliou a recuperação do valor contábil dos ágios e intangíveis com base no seu valor em uso, utilizando o modelo de fluxo de caixa descontado da unidade geradora de caixa individual, representativa do conjunto de Intangível.

O valor recuperável do ágio das controladas é avaliado anualmente, independentemente da existência de indicadores de impairment. As eventuais perdas de imparidade determinadas são reconhecidas em resultados do exercício. 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.

Nesta base, para efeitos destes testes, foram definidos um conjunto de premissas de forma a determinar o valor recuperável dos principais investimentos:

- Unidades geradoras de caixa: EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Energest, EDP Comercializadora, Enerpeixe, Lajeado, Investco e Porto do Pecém;
- Base de determinação do valor recuperável: valor em uso - equity value;
- Determinação dos fluxos de caixa: volume de produção, consumo e tarifas previstas e valor residual no final da concessão calculado com base no Valor Novo de Reposição - VNR;
- Prazo utilizado para fluxo de caixa: final da concessão, exceto EDP Comercializadora;
- Taxa média de correção da BRR (Distribuidoras), contratos de venda de energia (Geração) e custos operacionais: Premissa IGP-M 5,88% a.a. e IPCA 5,99% a.a..

Em 31 de dezembro de 2016 o teste de recuperação dos ágios e intangíveis da Companhia e suas controladas não resultou na necessidade de reconhecimento de perdas nos ativos intangíveis.

22 Fornecedores

	Controladora		Consolidado			
	Circulante		Circulante		Não circulante	
	Nota	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016
Suprimento de energia elétrica	22.1	534.526	701.568	-	-	3.892
Energia livre	22.2	99.109	86.878	-	-	-
Encargos de uso da rede elétrica		59.844	56.856	-	-	-
Operações CCEE	22.3	132.093	229.632	-	-	-
Materiais e serviços		13.161	13.203	298.006	233.085	-
Total		13.161	13.203	1.123.578	1.308.019	3.892

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.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Agente Fiduciário	Empresa	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Consolidado				
											31/12/2016			31/12/2015	
											Encargos	Principal	Não Circulante	Encargos	Principal
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Energest	Instrução CVM n° 476/09	5.400	10	54.000	2ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2020	Reforço de capital de giro e refinanciamento do endividamento da emissora.	CDI + 2,65% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2018 e juros semestrais	1.654	54.000	55.654	-	-
(-) Custos de emissão	Energest				(640)		20/04/2016 a 20/04/2020			Amortização mensal		(411)	(411)		-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM n° 476/09	50.000	10	500.000	2ª emissão em 11/04/2013	11/04/2013 a 11/04/2016	Investimentos gerais pela Companhia	CDI + 0,55% a.a.	Juros semestral e amortização em duas parcelas iguais em abril/2015 e abril/2016	-	7.629	250.000	257.629	
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(500)		11/04/2013 a 11/04/2016			Amortização mensal			(32)	(32)	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM n° 400/03	664.253	1	664.253	1ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2018	Destinada ao resgate antecipado da 1ª emissão de Notas Promissórias da Companhia.	CDI + 1,74% a.a. até 14/03/2016 CDI + 2,24% a.a. a partir de 15/03/2016 (iii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2017 e juros semestral	29.945	332.126	332.126	694.197	22.845
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM n° 400/03	179.887	1	179.887	2ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2021	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3201% a.a. até 14/03/2016 IPCA + 8,8201% a.a. a partir de 15/03/2016 (iii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2019 e juros semestral	4.858	195.994	200.852	3.223	183.194
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM n° 400/03	48.066	1	48.066	3ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2024	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,2608% a.a. até 14/03/2016 IPCA + 8,7608% a.a. a partir de 15/03/2016 (iii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2022 e juros semestral	1.290	52.370	53.660	840	48.950
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(16.347)		15/09/2015 a 15/09/2024			Amortização mensal		(9.308)	(9.308)		(14.944)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM n° 476/09	25.000	10	250.000	5ª emissão em 22/03/2016	22/03/2016 a 15/04/2022	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3479% a.a.	Amortizações anuais a partir de abril de 2021 e juros semestrais	4.307	258.160	262.467		-
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(7.097)		22/03/2016 a 15/04/2022			Amortização mensal		(6.169)	(6.169)		-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia	Instrução CVM n° 476/09	45.000	10	450.000	1ª emissão em 25/11/2013	25/11/2013 a 25/11/2019	Pagamento aos acionistas a título de reembolso das ações decorrente da redução de capital social ocorrida em 03/05/2013	CDI + 1,20% a.a.	Principal anual a partir de outubro/2017 e juros semestral	6.296	150.000	300.000	456.296	6.483
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia				(3.118)		25/11/2013 a 25/11/2019			Amortização mensal		(1.167)	(1.167)		(1.784)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Enerpeixe	Instrução CVM n° 476/09	35.000	10	350.000	1ª emissão em 22/11/2016	22/11/2016 a 22/11/2019	Redução de capital e distribuição de recursos aos acionistas	114,5% do CDI a.a.	Principal anual a partir de novembro/2018 e juros semestral	3.471	350.000	353.471		-
(-) Custos de emissão	Enerpeixe				(2.938)		22/11/2016 a 22/11/2019			Amortização mensal		(1.172)	(1.668)	(2.840)	-
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Porto do Pecém	Instrução CVM n° 476/09	33.000	10	330.000	1ª emissão em 14/11/2016	14/11/2016 a 14/11/2021	Liquidação antecipada do financiamento junto ao BID	CDI + 2,95% a.a.	Principal anual a partir de novembro/2020 e juros semestral	3.349	330.000	333.349		-
(-) Custos de emissão	Porto do Pecém				(3.484)		14/11/2016 a 14/11/2021			Amortização mensal		(3.420)	(3.420)		-
Total											81.000	612.931	2.388.048	3.081.979	72.820

(i) Conforme cláusula 4.2.3.2. da escritura da emissão, que prevê um aumento de 0,3% na taxa anual face um rebaixamento de pelo menos dois níveis no *rating* da emissora frente ao da data da emissão. Em 25 de fevereiro de 2016 o *rating* da EDP Escelsa foi rebaixado pela agência Moody's da nota "Aa1.br" em escala local e "Baa3" em escala global para a nota "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global.

(ii) Conforme Assembleia Geral de Debenturistas - AGD de 17 de setembro de 2015, ocorreu alteração do juros remuneratórios de CDI + 0,98% a.a. para CDI + 1,60% a.a., efetivo a partir de 18 de setembro de 2015;

(iii) Conforme cláusula 9.1. da escritura da emissão, que prevê um aumento de 0,5% no *spread* anual face um rebaixamento de pelo menos dois níveis no *rating* da emissora frente ao da data da emissão. Em 25 de fevereiro de 2016 o *rating* da Companhia foi rebaixado pela agência Moody's da nota "Aa3.br" em escala local e "Ba2" em escala global para a nota "A2.br" em escala local e "Ba3" em escala global.

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

23.2 Movimentação das debêntures no exercício

	Controladora							
	Valor líquido em 31/12/2015	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Valor líquido em 31/12/2016
Circulante								
Principal	250.000		(250.001)		332.127			332.126
Juros	34.537		(145.106)	150.462			507	40.400
Custo de transação	(32)		(395.107)	150.462	(6.563)	6.595	507	-
	284.505	-	(395.107)	150.462	325.564	6.595	507	372.526
Não circulante								
Principal	896.397	250.000			(332.127)		24.381	838.651
Custo de transação	(14.944)	(7.097)			6.563			(15.478)
	881.453	242.903	-	-	(325.564)	-	24.381	823.173
	Consolidado							
	Valor líquido em 31/12/2015	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Valor líquido em 31/12/2016
Circulante								
Principal	466.000		(586.001)		734.127			614.126
Juros	72.820		(348.117)	355.790			507	81.000
Custo de transação	(181)		(934.118)	355.790	(10.458)	9.444		(1.195)
	538.639	-	(934.118)	355.790	723.669	9.444	507	693.931
Não circulante								
Principal	1.883.197	1.240.000			(734.127)		24.381	2.413.451
Custo de transação	(18.594)	(17.267)			10.458			(25.403)
	1.864.603	1.222.733	-	-	(723.669)	-	24.381	2.388.048

23.3 Vencimento das parcelas

	Controladora	Consolidado
Circulante		
2017	372.526	693.931
	372.526	693.931
Não Circulante		
2018	321.772	894.674
2019	63.322	603.230
2020	63.683	351.104
2021	193.404	358.048
2022	146.170	146.170
2023 até 2035	34.822	34.822
	823.173	2.388.048
Total	1.195.699	3.081.979

As emissões de Debêntures efetuadas pela Companhia e suas controladas não são conversíveis em ações.

As principais cláusulas prevendo a rescisão nos contratos vigentes estão descritas abaixo. A totalidade das cláusulas podem ser consultadas nos prospectos das respectivas emissões.

Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia e as controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Lajeado, Energest, Enerpeixe e Porto do Pecém encontram-se em pleno atendimento de todas as obrigações previstas no contrato de emissão de debêntures.

EDP - Energias do Brasil

• Para ambas as emissões:

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

• Específicas para a 4ª emissão:

- Fusão, liquidação, dissolução, extinção, cisão e/ou qualquer outra forma de reorganização societária (inclusive incorporação e/ou incorporação de ações) da Emissora, salvo se: (a) divulgado pela Emissora por meio de fato relevante ou comunicado ao mercado até a data da Escritura de Emissão; (b) por determinação legal ou regulatória; (c) concedida anuência prévia dos titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para tal finalidade; ou (d) não provocar alteração do *rating* da Emissão para uma nota inferior a: (aa) "AA-" (duplo A menos) pela Standard & Poors Ratings do Brasil Ltda.; (bb) "Aa3.br" pela Moody's; ou (cc) "AA-" (duplo A menos) pela Fitch Ratings Brasil Ltda.;
- Notificação de pagamento oriunda de decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva contra a Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes, com valor, individual ou agregado, superior a R\$75.000, ou seu equivalente em outras moedas; e
- Venda, cessão, locação ou qualquer forma de alienação ou promessa de alienação total ou parte relevante de ativos da Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$75.000, sem aprovação prévia dos titulares das Debêntures que representem, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas - AGD especialmente convocada para tal finalidade, ressalvada a alienação de ativos ou projetos, individualmente considerados, desde que não tenha sido divulgado pela Emissora por meio de fato relevante ou comunicado ao mercado e que tenham capacidade instalada individual, atual ou futura, de até 70MW, e de forma que afete substancial e adversamente a condição econômica e/ou financeira da Emissora.

• Específicas para a 5ª emissão:

- fusão, liquidação, dissolução, extinção, cisão e/ou qualquer outra forma de reorganização societária (inclusive incorporação e/ou incorporação de ações) da Emissora, salvo se: (a) por determinação legal ou regulatória (ressalvada, neste caso, a hipótese de extinção); (b) concedida anuência prévia dos titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 75% dos Debenturistas presentes à AGD, especialmente convocada para tal finalidade; ou (c) não provocar a queda do *rating* da Emissão em 2 ou mais *notches*; e
 - descumprimento, pela Emissora ou pelas Controladas Relevantes, de sentença judicial transitada em julgado ou de qualquer decisão ou sentença administrativa ou arbitral não sujeita a recurso contra a Emissora, cujo valor individual ou agregado seja igual ou superior a R\$75.000, ou seu equivalente em outras moedas, e desde que, cumulativamente, a critério dos Debenturistas, seja capaz de colocar em risco o cumprimento das obrigações assumidas pela Emissora.
- Controladas**
- EDP Bandeirante: descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Bruta/EBITDA Ajustado, não superior a 3,5 nas datas de apuração, qual seja 31 de dezembro de cada ano para a 5ª e a 6ª Emissão de Debêntures.
 - EDP Escelsa (3ª e 4ª emissões): descumprimento, pela Emissora, da manutenção do índice financeiro Dívida Bruta em relação ao EBITDA Ajustado na data de apuração, 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 3,5. 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".
 - EDP Bandeirante (6ª emissão): descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Bruta/EBITDA Ajustado, não superior a 3,5 nas datas de apuração, quais sejam 31 de dezembro de cada ano.
 - EDP Escelsa (4ª emissão): declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora no mercado local ou internacional em montante superior a R\$75.000.
 - EDP Escelsa (3ª emissão) EDP Bandeirante (5ª emissão): protesto cambiário contra a Emissora que não tenha sido contestado de boa fé em valor individual igual ou superior a R\$75.000 e/ou não tenha sido sanado em 30 dias, contados da sua intimação.
 - EDP Bandeirante (6ª emissão) e EDP Escelsa (4ª emissão): celebrar contratos de mútuos pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas de, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades, em valor individual ou agregado superior a R\$100.000.
 - Lajeado: descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro da Dívida Bruta em relação ao EBITDA, não superior a 3,5 nas datas de apuração, qual seja 31 de dezembro de cada ano.
 - Lajeado: perda da concessão, desde que tal perda não ultrapasse 10% de sua receita líquida, e desde que tal perda possa prejudicar o fiel cumprimento das obrigações para as demais emissões.
 - Extinção de um ou mais Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados pela Emissora que representem queda no volume de receitas superior a 20% em relação ao seu faturamento total.
 - Lajeado: notificação de sentença condenatória final transitada em julgado em ação judicial cujo valor individualmente seja superior a R\$75.000, desde que tal sentença possa colocar em risco o fiel cumprimento das obrigações.
 - Energest (1ª emissão): descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro da Dívida Bruta em relação ao EBITDA nas datas de apuração, qual seja 31 de dezembro de cada ano, não superior a 3,5, entre a data de emissão até 17 de setembro de 2015. A partir de 18 de setembro de 2015 até seu vencimento, o limite é de não superior a 2,5 para a relação.
 - Energest (1ª emissão): notificação de sentença condenatória final transitada em julgado em ação judicial cujo valor individualmente seja superior a R\$50.000 desde que tal sentença possa colocar em risco o fiel cumprimento das obrigações.
 - Energest (2ª emissão): não observância, pela Emissora, do índice financeiro Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 2,5 vezes, a ser apurado anualmente, em 31 de dezembro de cada ano.
 - Porto do Pecém (1ª emissão): não observância: (a) pela Emissora, do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2 vezes a ser apurado anualmente, em 31 de dezembro de cada ano, a partir de 31 de dezembro de 2017; e (b) pela Fiadora (EDP - Energias do Brasil), do índice financeiro Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes.
 - Enerpeixe (1ª emissão): não observância, pela Emissora, do índice financeiro Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes, a ser apurado anualmente, em 31 de dezembro de cada ano.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

24 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas:

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

											Controladora									
											31/12/2016					31/12/2015				
											Encargos		Principal			Encargos		Principal		
											Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional	Empresa	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário (iv)	EDP Energias do Brasil	300.000	21/05/2015	300.000	21/05/2015 a 14/05/2018	Investimento em projetos da Emissora.		118,70% do CDI	Principal anual a partir de maio/2017 e Juros semestrais		-	-	6.040	-	-	-	-	300.000	-	306.040
(-) Custo de transação (iv)	EDP Energias do Brasil		21/05/2015		21/05/2015 a 14/05/2018						-	-	-	-	-	-	-	(5.305)	-	(5.305)
Total											-	-	-	-	-	6.040	-	-	294.695	300.735
											Consolidado									
											31/12/2016					31/12/2015				
											Encargos		Principal			Encargos		Principal		
											Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP Bandeirante	150.000	29/05/2015	150.000	29/05/2015 a 29/05/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.		85% do CDI + 1,19% a.a.	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	1.953	-	150.000	151.953	1.636	-	-	150.000	151.636	151.636
Eletrobras Reluz - ECF 2779/09	EDP Bandeirante	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	89
Eletrobras Reluz - ECF 2800/09	EDP Bandeirante	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 - ECF 019/04	EDP Bandeirante	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 - ECF 184/07	EDP Bandeirante	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	EDP Bandeirante	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.		4,5% a.a. e de 1,81% a.a. e Prê de 6,00% a.a. TJLP a TJLP + 3,05% a.a.	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	EDP Bandeirante	296.785	28/12/2014	252.369	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015		IPCA + TR(III) + 3,05% a.a. e Prê 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
BNDES - BB/CALC	EDP Escelsa	177.468	29/01/2009	155.228	17/02/2010 a 17/06/2019	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.		4,5% a.a. e de 1,81% a.a. e Prê de 6,00% a.a. TJLP a TJLP + 3,05% a.a.	Principal e Juros mensais	a. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil; b. Depósito caucionado.	56	-	12.471	3.150	15.677	138	-	26.404	15.328	41.870
(-) BNDES - CALC - Custos de transação	EDP Escelsa	(205)	29/01/2009	(205)	17/02/2010 a 15/05/2017				Amortização mensal do custo de transação		-	-	(1)	(1)	-	-	-	(7)	-	(7)
BNDES - FINEM	EDP Escelsa	270.924	28/12/2014	248.723	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015		TJLP a TJLP + 3,05% a.a. e Prê 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	16.118	-	38.526	208.477	263.121	1.283	6.061	12.660	233.068	253.072
Eletrobras Reluz - ECF 2481/05	EDP Escelsa	1.230	30/09/2008	924	30/01/2012 a 30/12/2016	Programa Reluz - Município de Viana/ES		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	-	-	(514)	(514)	-	-	-	(700)	(700)	(700)
Eletrobras LPT - ECF 031/04	EDP Escelsa	30.968	21/05/2004	22.729	30/08/2006 a 30/07/2016	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	Notas Promissórias	-	-	-	-	-	-	-	201	-	201
Eletrobras LPT - ECF 106/05	EDP Escelsa	50.304	20/11/2005	37.114	30/05/2008 a 30/04/2018	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	-	-	-	-	-	-	-	1.364	-	1.364
Eletrobras LPT - ECF 181/07	EDP Escelsa	75.764	25/06/2007	44.821	30/04/2010 a 30/04/2020	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	-	-	3.439	1.563	5.002	-	-	3.752	5.002	8.754
Eletrobras LPT - ECF 258/09	EDP Escelsa	56.737	28/08/2009	20.687	30/01/2012 a 30/12/2021	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	-	-	4.152	10.946	15.098	-	-	4.529	15.098	19.627
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP Escelsa	200.000	08/05/2014	200.000	08/05/2014 a 14/05/2018	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.		85% do CDI + 1,0625%	Principal anual a partir de maio/2016 e Juros trimestrais	Nota Promissória	-	-	1.560	6.950	8.510	-	-	1.702	8.509	10.211
(-) BNDES - FINEM - Custos de transação	EDP Escelsa		28/12/2014	(719)	28/12/2014 a 16/12/2024				Amortização mensal do custo de transação		2.482	-	66.666	66.667	135.815	3.346	-	66.666	133.334	203.346
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP Escelsa	100.000	29/05/2015	100.000	29/05/2015 a 29/05/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.		85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	1.302	-	100.000	101.302	1.091	-	-	100.000	101.091	101.091
BNDES	Porto do Pecém	1.410.000	10/06/2009	1.402.000	09/07/2009 a 15/06/2026	Implantação da usina termelétrica Pecém I.	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,20.	2,77% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensais	a. Penhor de ações; b. depósitos caucionados; c. cessão de direitos e contratos; d. notas promissórias; e. hipoteca; e f. alienação de ativos.	4.329	-	120.605	1.025.145	1.150.079	4.710	-	118.897	1.129.521	1.253.128
(-) Custo de transação	Porto do Pecém	(11.286)	10/06/2009	(11.286)	09/07/2009 a 15/06/2026						-	-	(1.113)	(4.493)	(5.606)	-	-	(1.237)	(5.607)	(6.844)
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário (iv)	EDP Energias do Brasil	300.000	21/05/2015	300.000	21/05/2015 a 14/05/2018	Investimento em projetos da Emissora.		118,70% do CDI	Principal anual a partir de maio/2017 e Juros semestrais		-	-	6.040	-	-	-	-	300.000	306.040	
(-) Custo de transação (iv)	EDP Energias do Brasil		21/05/2015		21/05/2015 a 14/05/2018						-	-	-	-	-	-	-	(5.305)	-	(5.305)
BNDES	Energset	25.404	13/11/2009	20.004	15/06/2010 a 15/05/2018	Programa de Investimento		4,50% a.a. e TJLP +1,92% a.a.	Principal e Juros mensais	Depósito caucionado	-	-	-	-	-	17	-	2.508	3.553	6.078
BNDES	EDP PCH	25.404	13/11/2009	20.004	15/06/2010 a 15/05/2018	Programa de Investimento		4,50% a.a. e TJLP +1,92% a.a.	Principal e Juros mensais	Depósito caucionado	10	-	2.529	1.054	3.593	-	-	-	-	-
BNDES - Banco do Brasil	Santa Fé	75.633	11/05/2009	75.633	15/04/2010 a 15/02/2024	Implantação da PCH Francisco Gros	a. Índice de cobertura do serviço da dívida maior ou igual a 1,2; b. Índice de cobertura de capital próprio maior ou igual a 30%; c. Restrição de pagamento de dividendos.	TJLP + 1,90% a.a.	Principal e Juros mensais	a. Penhor de ações; b. Fiança Corporativa; c. Depósitos caucionados; d. Vinculação de receitas.	142	-	5.781	35.650	41.573	159	-	5.699	40.845	46.703
Ações recebíveis cumulativa (v)	Investco					Ações preferenciais resgatáveis "A", "B" e "C"			Dividendos anuais e pagamento do principal ao término da concessão		7.786	26.560	26.478	60.824	5.497	27.319	-	24.360	57.176	
Banco do Brasil - Cartão BNDES	EDP Soluções em Energia	290	25/02/2015	290	25/02/2015 a 25/02/2019	Material para Revenda		0,99% a.m.	Principal e Juros em 48 parcelas iguais	Aval EDP - Energias do Brasil	-	-	-	-	-	12	-	73	157	242
BNDES FINAME - Banco Bannrusl	EDP Soluções em Energia	2.352	18/12/2014	1.617	18/12/2014 a 15/01/2020	Investimentos em projetos		0,368% a.m.	Principal e Juros em 48 parcelas	Aval EDP - Energias do Brasil	4	-	588	1.225	1.817	-	-	484	1.133	1.617
Banco Indusval	EDP Soluções em Energia	1.560	21/06/2013	1.560	21/06/2013 a 19/06/2017	Investimentos em projetos		CDI + 0,5% a.m.	Principal e Juros em 39 parcelas	a. Direitos Creditórios; b. Fiança BID; c. Aval de Acionista	-	-	240	240	20	9	480	240	749	
Banco Indusval	EDP Soluções em Energia	1.560	21/06/2013	1.560	21/06/2013 a 19/06/2017	Investimentos em projetos		CDI + 0,5% a.m.	Principal e Juros em 39 parcelas	a. Direitos Creditórios; b. Fiança BID; c. Aval de Acionista	-	-	240	240	20	9	480	240	749	
Banco Indusval	EDP Soluções em Energia	521	21/06/2013	521	21/06/2013 a 19/06/2017	Investimentos em projetos		CDI + 0,5% a.m.	Principal e Juros em 39 parcelas	a. Direitos Creditórios; b. Fiança BID; c. Aval de Acionista	-	-	80	80	7	3	160	80	250	
Banco Indusval	EDP Soluções em Energia	2.300	30/04/2015	2.300	30/04/2015 a 16/04/2018	Investimentos em projetos		CDI + 0,49% a.m.	Principal e Juros em 30 parcelas	a. Direitos Creditórios; b. Fiança BID; c. Aval de Acionista	-	-	920	307	1.227	60	119	843	1.303	2.325
Banco Indusval	EDP Soluções em Energia	3.500	11/11/2015	3.500	11/11/2015 a 21/10/2019	Investimentos em projetos		CDI + 0,52% a.m.	Principal e Juros em 42 parcelas	a. Direitos Creditórios; b. Fiança BID; c. Aval de Acionista	-	-	1.000	1.916	2.916	74	132	583	2.918	3.707
Aldemir Spohr	EDP Soluções em Energia	1.902	31/03/2013	1.902	31/03/2013 a 31/01/2017	Capital de Giro		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		-	-	1.925	1.925	29	-	1.902	-	1.931	
Aldemir Spohr	EDP Soluções em Energia	250	12/03/2015	250	12/03/2015 a 08/06/2016	Capital de Giro		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		-	-	-	-	4	-	250	-	254	
Aldemir Spohr	EDP Soluções em Energia	555	02/05/2015	555	02/05/2015 a 08/06/2016	Capital de Giro		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		-	-	-	-	8	-	555	-	563	
Aldemir Spohr	EDP Soluções em Energia	344	30/09/2015	344	30/09/2015 a 08/06/2016	Capital de Giro		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		-	-	-	-	5	-	344	-	349	
Aldemir Spohr	EDP Soluções em Energia	750	30/11/2015	750	30/11/2015 a 31/01/2017	Capital de Giro		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		-	-	759	759	9	-	750	-	759	
Banco Safra	EDP Soluções em Energia	9.000	08/09/2016	9.000	08/09/2016 a 08/06/2017	Investimentos em projetos		CDI + 3,15003% a.a.	Principal e Juros em parcela única no vencimento	Aval EDP - Energias do Brasil	403	-	9.000	9.403	-	-	-	-	-	9.788
Total moeda nacional											52.561	26.560	323.446	1.857.584	2.260.151	25.540	40.393	288.412	2.406.633	2.760.978
											Controladora									
											31/12/2016					31/12/2015				
											Encargos		Principal			Encargos		Principal		
											Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
BID - Banco Interamericano de Desenvolvimento	Porto do Pecém	USD 327.000	10/07/2009	USD 319.700	10/07/2009 a 15/05/2026	Implantação da usina termelétrica Pecém I	Índice de cobertura da dívida maior ou igual a 1,10; e índice passivo por patrimônio líquido máximo de 0,75 0,25	Libor 6M + 3% a.a. a 3,50% a.a.	Principal e juros semestrais	a. Penhor de ações; b. depósitos caucionados; c. cessão de direitos e contratos; d. notas promissórias; e. hipoteca; e f. alienação de ativos.	-	-	4.362	-	-	-	-	91.610	887.261	983.233
(-) Custo de Captação	Porto do Pecém		10/07/2009		10/07/2009 a 15/05/2026						-	-	-	-	-	-	-	(2.966)	(11.650)	(14.616)

**NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

(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", apurados em 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano.
(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, apurados em 31 de dezembro de cada ano.
(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), aplicável ao prazo médio de amortização de cada parcela dos Subcréditos B e D".
(iv) Em 06 de junho de 2016, esta Cédula de Crédito Bancário foi liquidada antecipadamente, por decisão da Administração.
(v) Referem-se às ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" emitidas pela controlada indireta Investco no montante original de R\$157.335, onde, de acordo com o artigo 8º do seu Estatuto Social, os detentores de tais ações gozam do direito de recebimento de um dividendo anual fixo (juros), cumulativo, de 3% sobre o valor de sua respectiva participação no capital social. Adicionalmente, de acordo com o artigo 9º do estatuto social da Investco, as ações preferenciais resgatáveis das classes "A" e "C", terão direito a equiparação na distribuição de dividendos caso sejam pagos dividendos a outras classes de ações superiores ao valor unitário dos dividendos anuais fixos. O saldo em 30 de setembro de 2016 de R\$59.949 (R\$57.176 em 31 de dezembro de 2015) contempla o montante original e os juros até 2033 (término da concessão), ambos descontados a valor presente pela taxa de 8,70% a.a., que equivale ao custo médio de captação da Investco na data de avaliação das ações. Devido à suas características, as ações foram classificadas como um instrumento financeiro de dívida por satisfazerem a definição de passivo financeiro, pelo fato da Investco não ter o direito de evitar o envio de caixa ou outro ativo financeiro para outra entidade, conforme determina o item 19 do CPC 39.
(vi) Em 12 de dezembro de 2016, o financiamento da Porto do Pecém junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento, bem como todos os derivativos atrelados ao mesmo, foi liquidado antecipadamente, por decisão da Administração.
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 ou valor justo.
As operações de *swap/hedge* foram reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado e a forma de realização é marcação a mercado.

24.2 Movimentação dos empréstimos e financiamentos no exercício

	Controladora					Valor líquido em 31/12/2016
	Valor líquido em 31/12/2015	Pagamentos	Juros provisionados	Transfêrências	Amortização do custo de transação	
Circulante						
Principal	-	(300.000)		300.000		-
Juros	6.040	(27.305)	21.265			-
Custo de Transação	-			(5.305)	5.305	-
	6.040	(327.305)	21.265	294.695	5.305	-
Não circulante						
Principal	300.000			(300.000)		-
Custo de Transação	(5.305)			5.305		-
	294.695	-	-	(294.695)	-	-

	Consolidado					Valor líquido em 31/12/2016	
	Valor líquido em 31/12/2015	Ingressos	Juros pagos	Transfêrências	Ajuste a valor de mercado		Amortização do custo de transação
Circulante							
Principal	381.266	9.000 (1.442.073)	1.386.041			(9.674)	324.560
Juros	30.061	(302.853)	301.470	25.023		(74)	53.627
Custo de Transação	(4.210)			(18.360)		21.456	(1.114)
Swap	(136.128)	(224.526)	10.161	74.939	276.629	21	1.096
	270.989	9.000 (1.969.452)	311.631	1.467.643	276.629	-	378.169
Não circulante							
Principal	3.385.806	176.050	(1.386.041)	662	2.118	(104.401)	2.074.194
Juros	40.393		8.200 (25.023)		2.259	731	26.560
Custo de Transação	(23.685)			18.360			(5.325)
Swap	109.746		(74.939)	(32.409)		13.080	15.478
	3.512.260	176.050	-	8.200 (1.467.643)	(31.747)	4.377	2.110.907

24.3 Vencimento das parcelas

	Consolidado			
	Nacional	Estrangeira	Derivativos	Total
Vencimento Circulante				
2017	376.007	1.066	1.096	378.169
	376.007	1.066	1.096	378.169
Não circulante				
2018	415.902	33.730	4.642	454.274
2019	342.880	177.555	10.836	531.271
2020	208.992			208.992
2021	207.436			207.436
2022 até 2026	671.919			671.919
2027 até 2031	4.885			4.885
2032 até 2036	32.130			32.130
	1.884.144	211.285	15.478	2.110.907
Total	2.260.151	212.351	16.574	2.489.076

25 Benefícios pós-emprego

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

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização dos passivos oriundos de Benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Para atendimento a essa exigência a Companhia e suas controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Energest e Investco contrataram atuários independentes, para realização de avaliação atuarial desses benefícios, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado, sendo a última efetuada para a data-base de 31 de dezembro de 2016.

São reconhecidas as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação no 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 período 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.

	Consolidado					
	Circulante		Não circulante			
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2015	
Auxílio Incentivo à aposentadoria - AIA			687	998	531	801
Assistência médica e seguro de vida			32.670	26.905	599.184	438.780
Contribuição definida	112	92	1.576	488		
	112	92	34.933	28.391	599.715	439.581

25.1 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.

Adicionalmente, a controlada Energest possui planos de suplementação de aposentadoria e pensão geridos pela Fundação Enersul, entidade fechada de previdência privada sem fins lucrativos.

25.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

EDP Bandeirante

Os planos estão estruturados na modalidade "Saldo, Benefício definido e Contribuição variável" e possui 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 salido, na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano, apuradas pelo atuário da EnerPrev, é da EDP Bandeirante.

(ii) Plano PSAP Bandeirante - Grupos de Custeio BD e CV:
 • Grupo de Custeio BD - vigente após 31 de março de 1998: Plano do tipo Benefício definido, que concede renda vitalícia reversível em pensão, relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998, na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e de entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado (inclusive o acumulado até 31 de março de 1998) e, portanto, não incluem apenas o tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano, apuradas pelo atuário da EnerPrev, é paritária entre a EDP Bandeirante e os participantes.
 • Grupo de Custeio CV: Implantado junto com a modalidade BD vigente após 31 de março de 1998 que, até a concessão da renda (vitalícia ou financeira), reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição variável, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a EDP Bandeirante. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo Benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial à EDP Bandeirante. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando, neste caso, responsabilidade atuarial para a EDP Bandeirante. A EDP Bandeirante contribuiu para este plano no exercício o montante de R\$701 (R\$449 em 2015).

EDP Escelsa

• Plano Escelsos I estruturado na modalidade de Benefício definido (vigente para adesões até 31 de maio de 1998): O Plano de custeio é sustentado por contribuições da patrocinadora, que correspondem ao dobro das contribuições dos participantes limitado a 7% da folha de salários. Concede renda vitalícia reversível em pensão, na base de até 100% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade.
EDP Escelsa e Energest
 • Plano Escelsos II estruturado na modalidade de Contribuição variável (vigentes para adesões até 1º de novembro de 2006): O Plano de custeio é sustentado paritariamente por contribuições da patrocinadora e do participante, conforme o regulamento do plano. É um plano previdenciário que, até a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição variável, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para as controladas. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, se for a escolha do participante, é que o plano previdenciário pode passar a ser do tipo Benefício definido e, portanto, gerando responsabilidade atuarial às controladas. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando responsabilidade atuarial para as controladas.

Energest
 • Plano de Benefícios I e II (administrado pela Fundação Enersul): O Plano I (vigente para adesões até 10 de maio de 2002) está estruturado na modalidade de benefício definido, o qual consiste em um plano complementar à Previdência Social, sendo o valor dos benefícios previamente definido. O Plano II é um plano estruturado na modalidade de Contribuição variável, o qual está estruturado na modalidade de Benefício definido para os benefícios de risco, que contemplam a aposentadoria por invalidez e a pensão por morte de participante ativo, e na modalidade de Contribuição definida para os benefícios programados, englobando a aposentadoria normal e antecipada.

25.1.1.1 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 ditas pelos fluxos atuariais futuros.

Para a EDP Bandeirante, apesar da avaliação atuarial apurada pelos atuários independentes, 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.

Para a EDP Escelsa, a avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2016 demonstrou que, nos Planos do tipo Benefício definido, o valor presente das obrigações atuariais, líquido do valor justo dos ativos, apresenta-se superavitário.

Para a Energest, a avaliação atuarial demonstrou que, para esses planos previdenciários, o valor justo dos ativos supera o valor presente das obrigações atuariais.

25.1.1.2 Conciliação dos ativos e passivos atuariais

	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	(77.874)	83.360	(2.176)	3.310
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	(62.578)	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.

EDP Escelsa

	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo reconhecido
	Saldo em 31 de dezembro de 2015	(186.292)	285.005	(99.814)
Custo do serviço corrente	(166)			(166)
Custo dos juros	12.510	(12.596)		(86)
Ganhos/(perdas) atuariais	(19.856)	25.432	(5.850)	(274)
Contribuições pagas pela Companhia		11		11
Contribuições pagas pelos empregados	26	(26)		-
Benefícios pagos pelo plano	30.946	(30.946)		-
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(162.821)	266.869	(105.664)	43

A apresentação de superávits nos planos previdenciários de Benefício definido reduzem o risco de eventual passivo atuarial futuro para a EDP Escelsa. A Administração da EDP Escelsa registrou o ativo decorrente de superávit atuarial do Plano I de R\$43, conforme autorizado pela PREVIC por meio da Portaria nº 664/13. Com relação ao superávit atuarial apurado para o Plano II, a EDP Escelsa não registrou um ativo devido a restrição no seu reconhecimento.

A destinação do Superávit atuarial atribuído à EDP Escelsa, calculado pela EnerPrev e aprovado pela PREVIC, ocorre nos termos da Resolução CGPC nº 26/08. O abatimento das contribuições normais ao Plano será por um período estimado de aproximadamente 93 meses, tendo iniciado em abril de 2014. Durante esse período, a cobrança da contribuição normal da EDP Escelsa está suspensa.

A EnerPrev interromperá imediatamente o abatimento das contribuições normais da Companhia se, a qualquer momento, constatar que o valor da Reserva de Contingência for inferior a 25% do valor das Reservas Matemáticas do Plano. Neste caso, será revertido parcial ou totalmente o saldo da Reserva Especial para recompor a Reserva de Contingência ao patamar de 25% das Reservas Matemáticas.

Energest

	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo reconhecido
Saldo em 31 de dezembro de 2015	(1.234)	2.366	(1.131)	93
Custo do serviço corrente	(27)			(27)
Custo dos juros	90	(81)		9
Ganhos/(perdas) atuariais	(1.069)	672	322	(75)
Contribuições pagas pelos empregados	(2)	2		-
Benefícios pagos pelo plano	419	(419)		-
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(1.823)	2.540	(809)	-

25.1.1.3 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:

	EDP Bandeirante		EDP Escelsa		Energest	
	PSAP	Plano I	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Vencimento Circulante						
2017	47.047	11.925	6.344	63	82	82
	47.047	11.925	6.344	63	82	82
Não circulante						
2018		50.284	12.325	6.677	66	88
2019		54.217	12.713	7.014	69	95
2020		58.061	13.087	7.358	72	102
2021		62.417	13.442	7.706	75	110
2022 a 2026		377.308	71.625	43.831	420	696
	602.287	123.192	72.586	702	1.091	-
Total	649.334	135.117	78.930	765	1.173	-

25.1.1.4 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:

	EDP Bandeirante		EDP Escelsa		Energest	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Custo do serviço						
Custo do serviço corrente	2.653	1.300	166	160	27	13
Custo dos juros	(3.310)	1.920	102	45	(9)	(9)
Contribuições esperadas dos empregados	(3.360)	(2.251)	(16)	(74)		
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	(4.017)	969	252	131	18	4
Remuneração do valor líquido do passado de benefício definido						
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)	(77.706)	28.535	(25.432)	21.004	(672)	(151)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	24.114	(9.224)	9.426	16.753	950	379
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras	38.644	(20.163)	10.430	(6.359)	119	(29)
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	60.128	17.481	5.850	(31.353)	(322)	(204)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	45.180	16.629	274	45	75	(5)
Total	41.163	17.598 </				

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

25.2.4 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:

	EDP Escelsa		Energest		Investco	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Custo do serviço						
Custo do serviço corrente	2.649	2.069	129	85	35	38
Custo dos juros	56.663	41.041	1.279	828	66	79
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	59.312	43.110	1.408	913	101	117
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido (Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência (Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras	26.055	89.656	(1.915)	2.441	(45)	(217)
	111.935	8.810	2.302	235	83	14
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	137.990	98.466	387	2.676	38	(203)
Total	197.302	141.576	1.795	3.589	139	(86)

25.2.5 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	EDP Escelsa					
	2016			2015		
	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica de Vida a Aposentados	Seguro de Vida a Aposentados	Outros benefícios a Aposentados	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica de Vida a Aposentados
Participantes ativos	25	336		562	39	412
Participantes assistidos						
Dependentes		1.463				1.381
Aposentados e pensionistas		1.257	1.255	46		1.187
		2.720	1.255	46		2.568
Total	25	3.056	1.255	608	39	2.980

	Energest					
	2016			2015		
	Assistência Médica de Vida a Aposentados	Seguro de Vida a Aposentados	Outros benefícios a Aposentados	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica de Vida a Aposentados	Seguro de Vida a Aposentados
Participantes ativos	9		26	1	18	60
Participantes assistidos						40
Dependentes						33
Aposentados e pensionistas		34	23		20	21
		55	23		53	21
Total	64	23	-	1	71	21

25.2.6 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade decorrente do 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:

	EDP Escelsa				Energest				Investco				
	Auxílio Incentivo Aposentadoria (AIA)	Assistência Médica Odontológica	Benefícios a Aposentados de Vida e Odontológica	Seguro de Vida e Odontológica	Assistência Médica Odontológica	Benefícios a Aposentados de Vida e Odontológica	Seguro de Vida e Odontológica	Assistência Médica Odontológica	Benefícios a Aposentados de Vida e Odontológica	Seguro de Vida e Odontológica	Assistência Médica Odontológica	Benefícios a Aposentados de Vida e Odontológica	Seguro de Vida e Odontológica
Pressupostos Centrais	1.184	560.206	3.960	56.622	11.051	89	684	675					
Taxa de desconto													
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	(6)	(32.257)	(314)	(2.424)	(748)	(11)	(43)	(35)					
Redução na taxa de desconto em 0,5%	7	35.598	360	2.637	834	13	47	39					
Mortalidade													
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real		20.568	86	714	344	2	(13)	2					

25.2.7 Premissas

As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial foram as seguintes:

	2016			
	EDP Escelsa		Outros benefícios a aposentados	
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Taxa de desconto - nominal	12,00% a.a.	12,75% a.a.	12,75% a.a.	12,00% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,06%	n/a	n/a	6,06%
Crescimento dos planos de benefícios	5,50% a.a.	n/a	5,50% a.a.	5,50% a.a.
		11,50% a.a. em 2017, reduzindo linearmente para 7,50% a.a. até 2026	n/a	n/a
Inflação médica de longo prazo	n/a	7,50% a.a. até 2026	n/a	n/a
Inflação	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	3,50% a.a.	n/a	n/a
Demográficas				
Tábua de mortalidade	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

	2015			
	EDP Escelsa		Outros benefícios a aposentados	
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Taxa de desconto - nominal	12,75% a.a.	12,75% a.a.	12,75% a.a.	12,75% a.a.
Crescimentos salariais futuros	7,82%	n/a	n/a	7,82%
Crescimento dos planos de benefícios	5,50% a.a.	n/a	5,50% a.a.	5,50% a.a.
		11,50% a.a. em 2016, reduzindo linearmente para 7,00% a.a. até 2025	n/a	n/a
Inflação médica de longo prazo	n/a	7,00% a.a. até 2025	n/a	n/a
Inflação	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	3,00% a.a.	n/a	n/a
Demográficas				
Tábua de mortalidade	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

	2016			
	EDP Escelsa		Outros benefícios a aposentados	
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Taxa de desconto - nominal	12,00% a.a.	12,00% a.a.	12,00% a.a.	12,00% a.a.
Crescimentos salariais futuros	7,82%	n/a	n/a	6,06%
Crescimento dos planos de benefícios	5,50% a.a.	n/a	5,50% a.a.	5,50% a.a.
		11,50% a.a. em 2017, reduzindo linearmente para 7,50% a.a. até 2026	n/a	n/a
Inflação médica de longo prazo	n/a	7,50% a.a. até 2026	n/a	n/a
Inflação	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	3,50% a.a.	n/a	n/a
Demográficas				
Tábua de mortalidade	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

	2015			
	EDP Escelsa		Outros benefícios a aposentados	
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Taxa de desconto - nominal	12,75% a.a.	12,75% a.a.	12,75% a.a.	12,75% a.a.
Crescimentos salariais futuros	7,82%	n/a	n/a	7,82%
Crescimento dos planos de benefícios	5,50% a.a.	n/a	5,50% a.a.	5,50% a.a.
		11,50% a.a. em 2016, reduzindo linearmente para 7,00% a.a. até 2025	n/a	n/a
Inflação médica de longo prazo	n/a	7,00% a.a. até 2025	n/a	n/a
Inflação	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	3,00% a.a.	n/a	n/a
Demográficas				
Tábua de mortalidade	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

	2016			
	EDP Escelsa		Outros benefícios a aposentados	
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Taxa de desconto - nominal	12,00% a.a.	12,00% a.a.	12,00% a.a.	12,75% a.a.
Crescimentos salariais futuros	7,82%	n/a	n/a	6,06%
Crescimento dos planos de benefícios	5,50% a.a.	n/a	5,50% a.a.	5,50% a.a.
		11,50% a.a. em 2017, reduzindo linearmente para 7,50% a.a. até 2026	n/a	n/a
Inflação médica de longo prazo	n/a	7,50% a.a. até 2026	n/a	n/a
Inflação	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	3,00% a.a.	n/a	n/a
Demográficas				
Tábua de mortalidade	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

26 Encargos setoriais

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

	Consolidado					
	Montante total	Saldo em 31/12/2015	Adições	Atualização Monetária	Pagamentos	Transf. - rência em 31/12/2016
Quota de reserva global de reversão - RGR		571	5.589		(5.846)	314
Conta de desenvolvimento energético - CDE	26.1 e 30	166.793	1.169.545		(1.227.838)	108.500
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH				(27.053)		4.354
Encargos tarifários (ECE/EAEEE)	6.2	31.677		(50)		31.627
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	26.2 e 30	65.443	78.333	7.817	(74.346)	369
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	7, 26.3 e 30	34.629	130.365		(3.401)	(178.687)
Outros encargos		1.227	12.896	875	(13.823)	1.175
Total		304.838	1.423.637	8.692	(1.352.357)	(178.687)
Circulante						204.690
Não circulante						18.896
Total		304.838				223.586

26.1 Conta de desenvolvimento energético - CDE

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

	EDP Bandeirante			EDP Escelsa		
	Montante total	Valor cota mensal	Competência	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	77.496	6.458	Março de 2015 a Julho de 2016
Resolução Homologatória - ANEEL nº 1.863/15						
CDE - Energia	1.053.375	19.875	Outubro de 2015 a Fevereiro de 2020	694.540	12.628	Agosto de 2015 a Fevereiro de 2020
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.077/16						
CDE - Encargos de uso	452.747	35.242	Janeiro a Maio de 2016 e Junho a Dezembro de 2016	283.205	22.045	Janeiro a Maio de 2016 e Junho a Dezembro de 2016
CDE - Energia	110.272	9.189	Outubro de 2016 a Setembro de 2017	85.768	7.147	Agosto de 2016 a Julho 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 das distribuidoras, ou seja, agosto de 2016 para a EDP Escelsa e outubro de 2016 para a EDP Bandeirante, ficando as cotas de 2015 prorrogadas até o mês anterior da data do reajuste tarifário.

26.1.1 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 da 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.

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 EDP Escelsa, teve processo tarifário homologado em 08 de agosto de 2015, anterior à publicação das tarifas da ABRACE, e, portanto, sem o mecanismo de rateio do déficit de arrecadação. Já a EDP Bandeirante, teve processo tarifário homologado em 23 de outubro de 2015, contemplando o déficit de arrecadação e aplicação do rateio para os demais consumidores. Dessa forma, a EDP Bandeirante estava protegida da liminar da ABRACE via estrutura tarifária, enquanto a EDP Escelsa não. No entanto, a Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADÉE, 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 EDP Bandeirante já possuía mecanismo na estrutura tarifária, no qual o déficit de arrecadação é rateado entre os demais consumidores, o mesmo não foi repassado à CDE. Já para a EDP Escelsa, o déficit de arrecadação estava sendo arcado pela distribuidora, e, portanto, a partir do aumento da liminar da ABRADÉE, a mesma passou a abater das cotas mensais da CDE a diferença de receita oriunda da aplicação da tarifa normal e da tarifa exclusiva dos consumidores da ABRACE, perdurando este cenário até o mês de setembro 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 a CDE e seus beneficiários mostrou-se não operacional, pois as novas liminares protegem os consumidores dos efeitos das outras ações judiciais que, no caso da EDP Bandeirante e EDP Escelsa, inclui também a 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 pelas distribuidoras frente ao repasse de recursos pela Eletrobras, a EDP Bandeirante e a EDP Escelsa passaram a realizar descontos nos pagamentos das cotas mensais da CDE, decorrente do efeito das liminares supracitadas que impossibilitam a cobrança do referido encargo de determinados consumidores. Adicionalmente, a EDP Bandeirante constituiu montante a receber da Eletrobras de R\$26.773, relativo ao período em que esteve contemplado em sua tarifa o desconto dos consumidores atingidos pelas liminares até a redução da cota da EDP Bandeirante junto ao fundo. Durante o 3º trimestre, este montante foi totalmente compensado com montantes a pagar a Eletrobras.

26.2 Pesquisa e desenvolvimento (P&D) e Programa de eficiência energética (PEE)

Os valores das obrigações a serem aplicadas nos programas de P&D e PEE registrados pelas controladas, são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica. As controladas têm a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor da obrigação. Esse passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC até o mês de realização dos gastos e baixados conforme sua realização. Os programas de P&D são regulamentados por meio das Resoluções Normativas ANEEL nº 316/08, aplicada até setembro de 2012, alterada pela Resolução Normativa nº 504/12, e os programas de PEE são regulamentados por meio das Resoluções nº 300/08, aplicada até maio de 2013, alterada pela Resolução Normativa nº 556/13. O saldo líquido em 31 de dezembro de 2016 no montante de R\$77.616 (R\$65.443 em 31 de dezembro de 2015), contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes às esses programas.

26.3 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 1

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Adicionalmente, também fez parte do acordo a devolução das ações detidas pela Companhia na Rede Energia no valor original de R\$37.500, o qual havia sido objeto de imputação em sua totalidade no exercício de 2014.

EDP Bandeirante

Para a controlada EDP Bandeirante parte do saldo desta rubrica inclui autos de infração editados pela ANEEL ou outros órgãos reguladores que encontram-se em fase de recurso pela EDP Bandeirante. Em 31 de dezembro de 2016 o saldo é de R\$14.328 (R\$13.062 em 31 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-01/2014, 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.

Porto do Pecém

Como consequência da combinação de negócios relativa à compra da Porto do Pecém, é considerado em 31 de dezembro de 2016 o montante de R\$21.745 (R\$21.745 em 31 de dezembro de 2015) resultante de processo judicial, o qual a Porto do Pecém é litisconsorte, promovido por prestador de serviços na construção da usina que questiona suposto descumprimento contratual. Atualmente aguarda-se início da fase de produção de provas.

28.1.2 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:

	Controladora				Consolidado			
	Saldo em		Ativo		Saldo em		Ativo	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Trabalhistas	38	1.588	418	87.134	83.818	5.261	4.738	
Cíveis	49.953	43.472	135	207	916.810	826.551	8.645	10.268
Fiscais	43.177	40.757	2.759	2.562	1.241.516	1.077.226	28.938	20.263
Outros		6.426		8.670	13.039	552		
Total	93.168	92.243	2.894	3.187	2.254.130	2.000.634	43.396	35.269

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

28.1.2.1 Trabalhistas

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

28.1.2.2 Cíveis

EDP - Energias do Brasil

• Processo nº 1109675-81.2014.8.26.0100, em trâmite na 20ª Vara Cível do Foro Central da Comarca de São Paulo, movido pela Montaim Montagens Industriais S.A. contra as empresas MABE Construção e Administração de Projetos LTDA, Pecém II Geração de Energia S.A, Eneva S.A. e EDP - Energias do Brasil, que discute suposto desequilíbrio contratual em subcontratação realizada pela MABE, para prestação de serviços de montagem de equipamento relacionadas à implantação da UTE Pecém II, empresa do grupo econômico da Eneva S.A.. A Montaim, alega que as empresas possuem responsabilidade subsidiária pelos inadimplementos contratuais, em razão de suposta sucessão contratual e sucessão empresarial. Atualmente a Companhia aguarda decisão de primeiro grau. O valor estimado em 31 de dezembro de 2016 é de R\$26.163 (R\$21.636 em 31 de dezembro de 2015).

Energest, Pantanal, Lajeado, Investco, Enerpeixe, Santa Fé, Porto do Pecém e Costa Rica

As empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil, por meio da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE e da Associação Brasileira de Geração de Energia Elétrica - ABRAGEL, ajuizaram ação judicial visando a suspensão dos efeitos da Resolução CNPE nº 03/2013, editada pela União, que instituiu rateio entre todos os agentes do mercado de energia elétrica de parte dos custos incorridos com a excessiva utilização de energia proveniente de fontes térmicas (petróleo, carvão e gás), em decorrência da escassez do regime de chuvas (Encargo de Serviço do Sistema - ESS).

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

Em 05 de dezembro de 2014 foi proferida sentença de procedência, ratificando os termos da liminar. A ANEEL apresentou recurso, no qual foi negado pelo TRF em junho de 2016. Aguarda-se publicação do acórdão e eventual recurso a ser manejado pela União.

Baseados nos fatos e argumentos acima, os assessores jurídicos das controladas classificaram o risco de perda como possível. O valor estimado em 31 de dezembro de 2016 é de R\$27.399 (R\$22.658 em 31 dezembro de 2015).

EDP Bandeirante

• 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 à EDP Bandeirante julgando procedente 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 EDP Bandeirante interpôs recurso de apelação, ao qual foi dado parcial provimento para o fim de limitar a condenação da EDP Bandeirante ao período de vigência da Portaria nº 153/86 (vigente até março/87). Em face da referida decisão, a EDP Bandeirante e a White Martins interpuseram recursos perante o Superior Tribunal de Justiça. Em 02 de junho de 2015, foi dado provimento ao recurso da EDP Bandeirante 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).

Investco

As ações de natureza cível, em sua grande maioria, referem-se a ações descritas na nota 28.1.1.2 - Indenizações e Desapropriações, no montante em 31 de dezembro de 2016 de R\$91.032 (R\$112.506 em 31 de dezembro de 2015).

A variação no exercício é decorrente da revisão das estimativas dos valores envolvidos em 3 ações que possuem objeto relacionado, ocorrida no mês de junho de 2016, em função da decisão proferida em execução que requereu o retorno da demanda para 1ª instância. Este retorno propiciou uma redução dos valores anteriormente estimados.

EDP Escelsa e EDP Bandeirante

• 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 tal 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 da EDP Escelsa é de R\$46.534 (R\$38.482 em 31 de dezembro de 2015) e da EDP Bandeirante 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 lição e potência e de pagamento dos encargos pelo uso do sistema de transmissão, bem como a aplicação de eventuais penalidades pelo descumprimento do cronograma da obra. Em 26 de fevereiro de 2014 foi deferido em parte o pedido de antecipação de tutela, que gerou impactos às distribuidoras de energia. Em face da referida decisão, as distribuidoras, por meio da ABRADÉE, ajuizaram o pedido de suspensão da decisão perante o STJ, que foi deferido. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de dezembro de 2016 da EDP Escelsa é de R\$27.741 (R\$22.941 em 31 de dezembro de 2015) e da EDP Bandeirante é de R\$14.753 (R\$12.201 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 ABRADÉE, as Distribuidoras propuseram demanda judicial a fim de assegurar os seus direitos. Aguarda-se decisão dos recursos interpostos pela parte adversa. O valor estimado em 31 de dezembro de 2016 na EDP Escelsa é de R\$143.767 (R\$118.881 em 31 de dezembro de 2015) e na EDP Bandeirante é de R\$108.194 (R\$89.473 em 31 de dezembro de 2015).

EDP Escelsa, EDP Bandeirante, Santa Fé, Pantanal, Lajeado, Investco, Costa Rica, Energest e Enerpeixe

• Ação Ordinária nº 0028271-48.2014.4.01.3400, em trâmite na 13ª Vara Federal do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, também proposta pela SAESA contra a ANEEL com pedido de liminar para não aplicação, durante o período de 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. As companhias 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 consolidado em 31 de dezembro de 2016 é de R\$30.092 (R\$24.886 em 31 de dezembro de 2015).

Porto do Pecém

Conforme descrito na nota 4.11, considerando o alto valor do Encargo Hídrico Emergencial - EHE, em 19 de dezembro de 2016 a Porto do Pecém ingressou com ação judicial em face do COGERH, visando obter provimento judicial para afastar a aplicação da Lei Estadual nº 16.103/16, da Resolução CONERH nº 06/16 e do Decreto Estadual nº 32.044/2016 para tornar inexistivo o EHE.

Não obstante a discussão sobre a ilegalidade do encargo, a Porto do Pecém também ingressou com medida judicial em face da ANEEL com vistas a ter garantido o equilíbrio econômico financeiro dos CCEARs, mediante repasse do EHE ao CVU.

Em ambas as ações há pedido de tutela antecipada, no entanto, ainda sem apreciação do Judiciário. Com base nas análises realizadas pelos nossos assessores, a ação é classificada com risco possível, e em 31 de dezembro de 2016 a ação possui o valor estimado total de R\$109.156 referente a estimativa dos valores do encargo durante o período de vigência do mesmo (1º de outubro de 2016 até 31 de agosto de 2017).

28.1.3 Fiscais

EDP - Energias do Brasil (Controladora e Consolidado)

A Companhia possui discussões administrativas relativas a não homologação de compensações incorpóras e ao não reconhecimento pela Receita Federal de saldo negativo de IRPJ, apurado nos anos calendários de 1999/2001, originado de empresa incorporada (Magistra Participações S.A.), que totalizam em 31 de dezembro de 2016 o valor de R\$20.505 (R\$19.463 em 31 de dezembro de 2015). Os processos aguardam julgamento nas esferas administrativa e judicial.

EDP Bandeirante

• Discussão na esfera administrativa sobre créditos de ICMS utilizados pela EDP Bandeirante 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 EDP Bandeirante 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 EDP Bandeirante 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 EDP Bandeirante 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 EDP Bandeirante 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 entedê-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 Mandato de Segurança que a EDP Bandeirante 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 EDP Bandeirante, assegurando o direito de discutir o débito sem apresentação de garantia. Atualmente os processos aguardam julgamento.

EDP Escelsa

• A fiscalização do INSS lavrou notificações de cobrança da contribuição previdenciária versando sobre: (i) a desconsideração de autônomos e também de outras pessoas jurídicas, argumentando a existência de vínculo empregatício entre esses prestadores de serviços e a EDP Escelsa; e (ii) a sua incidência sobre pagamentos realizados aos segurados empregados a título de PLR e bolsa de estudos. Essas notificações atualizadas até 31 de dezembro de 2016 importam em R\$7.997 (R\$7.711 em 31 de dezembro de 2015) e atualmente aguardam decisão administrativa.

• Diversas Prefeituras: A EDP Escelsa discute administrativamente e judicialmente a cobrança de ISSQN supostamente incidente sobre os serviços relacionados à atividade de fornecimento de energia elétrica. Inclui também a exigência do pagamento sobre o espaço ocupado pelo sistema de posteamento das redes de energia elétrica e iluminação pública. Esses processos atualizados até 31 de dezembro de 2016 totalizam o montante de R\$100.382 (R\$17.606 em 31 de dezembro de 2015). Do montante decorrente no exercício de 2016 de R\$82.776, R\$81.979 é decorrente da lavratura de 123 autos de infração pelo município de Vitória em novembro de 2016, objetivando a cobrança do ISSQN do período de março de 2011 a fevereiro de 2016. A EDP Escelsa apresentou as defesas administrativas e judiciais, as quais aguardam julgamento.

• Discussões administrativas e judiciais relativas às compensações não homologadas pela Receita Federal, com respaldo em créditos reconhecidos judicialmente, bem como de saldo negativo de IRPJ e CSLL, e decorrentes de pagamento a maior de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS efetuados em 2001 em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/2002 (impostos sobre RTE), que somam em 31 de dezembro de 2016 o valor de R\$136.212 (R\$113.364 em 31 de dezembro de 2015). A EDP Escelsa apresentou as defesas administrativas e judiciais, as quais aguardam julgamento.

EDP Comercializadora

• Ação judicial que discute a exigência de ICMS sobre operações de venda interestadual de energia elétrica, cujo débito atualizado em 31 de dezembro de 2016 é de R\$17.458 (R\$17.094 em 31 de dezembro de 2015) e encontra-se garantido por fiança bancária. Atualmente o processo aguarda julgamento nos Tribunais Superiores.

• Discussão administrativa acerca da cobrança de débitos de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, referente aos exercícios de 2004 a 2006, decorrentes da não homologação da compensação com créditos dos mesmos tributos. O valor atualizado desses processos em 31 de dezembro de 2016 é de R\$15.859 (R\$15.067 em 31 de dezembro de 2015). Atualmente os processos aguardam julgamento.

Lajeado

Discussão na esfera administrativa de atuação da Receita Federal do Brasil em 2014, que visa a cobrança de IRPJ e CSLL em decorrência da glosa de despesas com ágio gerado na aquisição de participação societária. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2016 é de R\$85.592 (R\$82.200 em 31 de dezembro de 2015) e, atualmente, aguarda-se o julgamento.

Enerpeixe

• Processo de fiscalização nº 0816500.2014.00289-9 sobre a verificação da regularidade de recolhimentos de IRPJ, CSLL, PIS e da COFINS para o ano calendário de 2009, sendo a Enerpeixe notificada a esclarecer as deduções realizadas a título de JSCP da base de apuração do IRPJ e da CSLL. Em 18 de dezembro de 2015, por meio do acórdão nº 03-69.862 da 2ª Turma do TRJRSB, a Enerpeixe obteve decisão de 1ª Instância, a qual acolheu os argumentos da defesa apresentada pela Enerpeixe, julgando procedente a impugnação, para o fim de cancelar o crédito tributário exigido, exonerando a Enerpeixe do pagamento da penalidade. Trata-se de uma decisão que pendente de ratificação pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF (por força de recurso necessário), de acordo com o art. 34 do Decreto nº 70.235, de 6 de março de 1972. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2016 é de R\$17.992 (R\$17.113 em 31 de dezembro de 2015).

Porto do Pecém

Referem-se a discussão judicial decorrente de Execução Fiscal nº 000.153777.2015.405.8100, que envolve o montante atualizado em 31 de dezembro de 2016 de R\$72.814 (R\$70.010 em 31 de dezembro de 2015), ajuizada pela União Federal, objetivando a cobrança de débitos de IRPJ e CSLL decorrentes da glosa de exclusões de determinadas receitas financeiras e variações cambiais ativas auferidas nos meses de janeiro, fevereiro e dezembro de 2009. A Porto do Pecém apresentou defesa e aguarda julgamento.

28.1.2.4 Outros

EDP - Energias do Brasil (Controladora e Consolidado)

Na Companhia, os valores referiram-se a contingência descrita na nota 28.1.1.3.

28.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento cuja perda foi estimada como remota. Para estas ações, o saldo de depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2016 na Controladora é de R\$2.131 (R\$1.898 em 31 de dezembro de 2015) e nas controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Energest, EDP GRID, EDP Soluções e Investco é de R\$33.642 (R\$37.457 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, procedemos a divulgação das ações mencionadas abaixo.

28.1.3.1 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 e de suas controladas. 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 e suas controladas, com base em parecer jurídico, entendem 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.

28.1.3.2 Fiscais

A EDP Bandeirante, por meio do Sindicato da Indústria da Energia no Estado de São Paulo - SindEnergia, ajuizou em 21 de janeiro de 2011 dois Mandados de Segurança Coletivos contra a Secretária 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).

28.2 Licenças Ambientais

O montante em 31 de dezembro de 2016 Circulante e Não circulante de R\$44.802 (R\$13.804 em 31 de dezembro de 2015) refere-se a provisões dos custos necessários para atribuição das licenças prévias, de instalação e de operação das UHEs e PCHs, relativos às exigências efetuadas pelos órgãos competentes.

A variação no exercício no montante de R\$30.998 refere-se, substancialmente: (i) provisão de R\$8.353 relativa à renovação da Licença de Operação - LO referente à UTE Porto do Pecém I junto à Superintendência Estadual do Meio Ambiente - SEMACE, que ocorreu em 20 de janeiro de 2016, quando foi publicada no Diário Oficial do Estado do Ceará, sendo a nova LO válida até 16 de dezembro de 2018; e (ii) provisão de R\$25.725 relativa à renovação da LO da UHE Peixe Angical junto ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e de Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, que ocorreu em 15 de julho de 2016, sendo a nova LO válida por 10 anos.

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

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

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

Os custos associados a manutenção destas licenças permitem prevenir a ocorrência de impactos socioambientais contribuindo para a gestão dos riscos operacionais e regulatórios.

Os desembolsos de natureza ambiental no exercício foram de R\$51.298 (R\$36.446 em 2015). Deste montante, já haviam sido provisionados e capitalizados nas rubricas de Imobilizado e Intangível o valor de R\$20.452 (R\$14.729 em 2015), relativos a proteção de biodiversidade e da paisagem e gestão e proteção do meio ambiente. Em contrapartida no resultado do exercício, na rubrica de Serviços de terceiros, foram registrados R\$30.846 (R\$21.717 em 2015), relativos a Programa de Monitoramento de Solos e Águas Subterrâneas em todas as suas instalações, e gestão de resíduos.

28.3 Desmantelamento

O montante em 31 de dezembro de 2016 de R\$8.370 (R\$7.885 em 31 de dezembro de 2015), refere-se a controlada Porto do Pecém. O Desmantelamento é constituído quando existe uma obrigação legal ou contratual no final da outorga de autorização. Consequentemente, encontram-se constituídas provisões desta natureza para fazer face às respectivas responsabilidades relativas as despesas com a repositão dos locais e terrenos em seu estado original. Estas provisões são calculadas com base no valor atual das respectivas responsabilidades líquidas e são registradas em contrapartida do Imobilizado. Anualmente, as provisões são sujeitas a uma revisão de acordo com a estimativa das respectivas responsabilidades futuras.

Estas provisões são constituídas devido a existência de um contrato de arrendamento no qual está determinado que a Porto do Pecém deverá devolver o terreno em que foi construída a UTE Pecém I nas mesmas condições no momento inicial do arrendamento, assim, o prazo previsto para realização desta provisão é o término do contrato de arrendamento de 34 anos.

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

28.4 Ressarcimento por indisponibilidade

O saldo refere-se à provisão da controlada Porto do Pecém para ressarcimento dos períodos de indisponibilidade da usina enquanto estava despachada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. A provisão é reconhecida pelo montante estimado referente à expectativa futura de ressarcimento ao sistema, com base na média móvel dos últimos 60 meses incorridos.

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

A movimentação da rubrica no exercício é a seguinte:

	Saldo em	Provisão		Saldo em
	31/12/2015	(Reversão)	Pagamentos	31/12/2016
Provisão (60 meses)	187.122	(91.854)		95.268
Ressarcimento	85.659	19.909	(23.792)	81.776
	272.781	(71.945)	(23.792)	177.044
Circulante	149.367			120.088
Não Circulante				

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

• Disponíveis para venda

São designados nesta categoria os ativos financeiros não derivativos que são designados como disponíveis para venda ou que não são classificados em nenhuma das categorias anteriores.

	Nota	Níveis	Controladora			
			Valor justo		Valor contábil	
			31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Ativos financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa		5				
Aplicações financeiras		Nível 2	890.619	34.796	890.619	34.796
Ativos mantidos até o vencimento						
Cauções e depósitos vinculados	13		222	222	222	222
Títulos e valores mobiliários	11		98.122		98.122	
Empréstimos e recebíveis						
Caixa e equivalentes de caixa		5				
Bancos conta movimento			11.643	28.857	11.643	28.857
Títulos a receber		8	26.623	25.009	26.623	25.009
Empréstimos a receber	11		311.962	371.242	311.962	371.242
Outros créditos - Partes relacionadas	15		13.144	14.411	13.144	14.411
			1.352.335	474.537	1.352.335	474.537

	Nota	Níveis	Controladora			
			Valor justo		Valor contábil	
			31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Passivos financeiros						
Outros ao custo amortizado						
Fornecedores	22		13.161	13.203	13.161	13.203
Debêntures	23		1.247.543	1.141.339	1.195.699	1.165.958
Empréstimos e financiamentos	24					
Moeda nacional				300.735		300.735
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	15		6.962	35.886	6.962	35.886
			1.267.666	1.491.163	1.215.822	1.515.782

	Nota	Níveis	Consolidado			
			Valor justo		Valor contábil	
			31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Ativos financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa		5				
Aplicações financeiras		Nível 2	1.796.661	620.157	1.796.661	620.157
Disponível para venda						
Ativo financeiro indenizável	19	Nível 3	1.653.978	1.230.134	1.653.978	1.230.134
Ativos financeiros setoriais	7	Nível 2	71.363	762.644	71.363	762.644
Ativos mantidos até o vencimento						
Cauções e depósitos vinculados	13		21.695	29.659	21.695	29.659
Títulos e valores mobiliários	11		98.122		98.122	
Empréstimos e recebíveis						
Caixa e equivalentes de caixa		5				
Bancos conta movimento			221.048	529.841	221.048	529.841
Títulos a receber		8		2.904		3.513
Contas a receber	6		1.802.825	2.245.700	1.802.825	2.245.700
Empréstimos a receber	11		68.413	86.328	68.413	86.328
Outros créditos - Rendas a receber	15		6.767	5.188	6.767	5.188
Outros créditos - Partes relacionadas	15		21.308	13.704	21.308	13.704
			5.762.180	5.526.259	5.762.180	5.526.868
Passivos financeiros						
Outros ao custo amortizado						
Fornecedores	22		1.127.470	1.308.019	1.127.470	1.308.019
Debêntures	23		3.143.554	2.413.635	3.081.979	2.403.242
Uso do bem público	27		306.780	296.215	316.856	304.588
Ressarcimento por indisponibilidade	28.4		177.044	272.781	177.044	272.781
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	24					
Moeda nacional			2.260.203	2.752.549	2.260.151	2.760.978
Moeda estrangeira				968.617		968.617
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	15		4.454	43.913	4.454	43.913
Valor justo por meio do resultado						
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	24					
Moeda estrangeira		Nível 2	212.351	80.036	212.351	80.036
Derivativos		Nível 2	16.574	(26.382)	16.574	(26.382)
Passivos financeiros setoriais	7	Nível 2	462.961	27.797	462.961	27.797
			7.711.391	8.137.180	7.659.840	8.143.589

Segue abaixo quadro contendo as principais informações a respeito dos derivativos das controladas:

Descrição	Controlada	Contraparte	Vigência	Posição	Nocional USD/EUR		Nocional R\$/USD		Valor justo		Efeitos no Resultado	
					31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	2016	2015
Swap												
Ativo	EDP Bandeirante	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
					20.259	20.259	75.000	75.000	(9.922)	1.979	(21.344)	(1.002)
Ativo	Porto do Pecém	Citibank	02/04/2012 a 02/10/2017	Libor 6M		115.407	458.500	515.040				
Passivo				Pré 5,79% a.a.	-	115.407	458.500	588.068			(7.714)	29.775
					-	-	-	(73.028)			7.714	(29.775)
Ativo	Porto do Pecém	Citibank	02/04/2012 a 02/10/2017	Libor 6M		138.172	548.944	442.189				
Passivo				Pré 5,82% a.a.	-	138.172	548.944	528.938			(86.749)	(3.873)
					-	-	-	-			(5.264)	(28.718)
Ativo	Porto do Pecém	Caixa Geral	09/12/2016 a 06/12/2019	Libor 6M + 2,50% a.a.	44.131	-	150.000	-	144.736	-	1.388	-
Passivo				CDI + 2,73% a.a.	-	-	-	-	151.388	-	(6.652)	-
					44.131	-	150.000	-	(6.652)	-	(6.652)	-
NDFs												
Compra	Porto do Pecém	Citibank	15/05/2015 a 16/05/2016	BRL/USD 3,3529	-	38.753	-	158.329	-	28.538	(28.538)	(29.313)
Venda	Porto do Pecém	Citibank	13/11/2014 a 13/11/2015		-	38.753	-	158.329	-	28.538	(28.538)	29.313
					-	-	-	-	-	-	-	(25.213)
					-	-	-	-	-	-	-	25.213
Compra	Porto do Pecém	Citibank	13/11/2015 a 16/11/2016	BRL/USD 3,2042 BRL/USD 3,2012 BRL/USD 4,2250	-	52.925	-	173.512	-	49.802	(45.393)	(6.477)
Venda	Porto do Pecém	Citibank	16/05/2016 a 15/05/2017	BRL/USD 3,2505	-	52.925	-	173.512	-	49.802	(45.393)	6.477
					-	-	-	-	-	-	5.976	-
					-	6.746	-	28.172	-	702	(702)	-
					-	6.746	-	28.172	-	702	(702)	(702)
Venda	Porto do Pecém	HSBC	15/05/2015 a 01/10/2015		-	-	-	-	-	-	-	(6.290)
					-	-	-	-	-	-	-	6.290
Compra	Porto do Pecém	HSBC	16/11/2015 a 03/10/2016	BRL/USD 4,1760 BRL/USD 4,0123	-	54.333	-	184.859	-	37.363	(42.323)	(38.010)
Venda	Porto do Pecém	HSBC	16/05/2016 a 03/04/2017	BRL/USD 3,8438	-	54.333	-	184.859	-	37.363	(42.323)	38.010
					-	-	-	-	-	-	(1.689)	-
					-	-	-	-	-	-	(1.689)	-
Compra	Porto do Pecém	HSBC	16/05/2016 a 15/05/2017	BRL/USD 3,8821 BRL/USD 3,8811	-	-	-	-	-	-	(5.937)	-
					-	-	-	-	-	-	(5.937)	-
Compra	Porto do Pecém	BTG Pactual	13/11/2015 a 16/11/2016	BRL/USD 3,9610 BRL/USD 3,7540 BRL/USD 3,7541	-	119.812	-	465.664	-	67.775	(95.261)	(38.585)
Venda	Porto do Pecém	Goldman Sachs	13/11/2014 a 13/11/2015		-	119.812	-	465.664	-	67.775	(95.261)	38.585
					-	-	-	-	-	-	-	(59.345)
					-	-	-	-	-	-	-	59.345
Venda	Porto do Pecém	Goldman Sachs	13/11/2014 a 14/12/2016		-	-	-	-	-	-	-	6.913
					-	-	-	-	-	-	-	(6.913)
Venda	Porto do Pecém	Goldman Sachs	13/05/2015 a 14/12/2016		-	-	-	-	-	-	-	3.456
					-	-	-	-	-	-	-	(3.456)
Compra	Porto do Pecém	Itaú	16/05/2016 a 15/05/2017	BRL/USD 3,8811	-	-	-	-	-	-	-	(18.373)
					-	-	-	-	-	-	-	(18.373)
Total					64.390	292.828	225.000	1.085.536	(16.574)	26.382	(266.764)	144.440

O vencimento líquido dos derivativos encontra-se demonstrado na nota 24.3.

Os impactos dos ganhos e perdas nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015 foram os seguintes:

	Consolidado			
	Resultado		Patrimônio Líquido	
	2016	2015	31/12/2016	31/12/2015
Derivativos com propósito de proteção				
Riscos cambiais	(270.105)	203.935	(20.886)	(4.353)
Riscos de taxas de juros e moeda	3.341	(59.495)	(68.855)	(8.985)
Total	(266.764)	144.440	(89.741)	(13.338)

Porto do Pecém

A Porto do Pecém utiliza-se de instrumentos financeiros de cobertura do risco de taxa de juros e variação cambial. Os derivativos que não se qualificam como de cobertura são registrados como para negociação.

Em 1º de abril de 2011, a Porto do Pecém adotou metodologia de *hedge accounting*, tendo como item objeto os contratos de *swaps*. Por se tratar de *hedge accounting* classificado como de fluxo de caixa, as alterações geradas pela variação do MTM (*mark-to-market*), líquido dos juros provisionados, são reconhecidas diretamente no Patrimônio líquido em conta de Ajuste de Avaliação Patrimonial quando considerado efetivo. A diferença entre o valor justo e a taxa Libor é a parcela inefetiva e, por consequência, é reconhecida no resultado.

Em 2013, conforme a política de *hedge* da Porto do Pecém, durante os testes de efetividade executados periodicamente verificou-se que, desde abril de 2013 para o *Swap Tranche B* e desde julho de 2013 para o *Swap Tranche A*, os *swaps* tornaram-se inefetivos devido ao comportamento das curvas futuras de mercado utilizadas para o cálculo do MTM, sendo os efeitos destas operações registrados no resultado desde respectivas datas.

Com a liquidação antecipada do contrato de financiamento junto ao BID (Nota 4.15) os contratos de *swap* com a metodologia de *hedge accounting* relacionados ao financiamento também foram liquidados no montante de R\$147.670.

Em 08 de dezembro de 2016, a Porto do Pecém 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 - 6M do financiamento contratado junto ao Banco Caixa Geral.

EDP Bandeirante

A EDP Bandeirante contratou instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, registrado por meio de seu valor justo com a finalidade de proteger os riscos da variação cambial do Dólar e da taxa de juros Libor - 3M do financiamento contratado junto ao Banco Citibank, conforme descrito na nota 24.

36.2 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 e das controladas, além de propor metodologias e melhorias ao sistema de gestão.

36.1.2 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 e suas controladas projetam os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguintes às 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 e de suas controladas 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 aos contratos com o BNDES, uma vez que estes contratos possuem características próprias.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Operação	Risco	Consolidado												
		Aging cenário provável			Cenário (I)		Cenário (II)		Cenário (III)		Cenário (IV)		Cenário (V)	
		Até 1 ano	2 a 5 anos	Acima de 5 anos	Provável	Aumento do risco em 25%	Aumento do risco em 50%	Redução do risco em 25%	Redução do risco em 50%	Redução do risco em 25%	Redução do risco em 50%			
Aplicação financeira - CDB	CDI	227.893	1		227.894		57.011	113.982		(56.941)			(113.911)	
Aplicação financeira - Debêntures	CDI	15.191			15.191		11.319	15.117		3.726			(73)	
Fundos de investimento	CDI	9.399			9.399		2.350	4.700		(2.350)			(4.700)	
Empréstimos a receber - Mútuo	CDI	36.396			36.396		9.099	18.198		(9.099)			(18.198)	
Instrumentos financeiros ativos	CDI	288.879	1	-	288.880		79.779	151.997		(64.664)			(136.882)	
Debêntures	CDI	(272.251)	(297.340)		(569.591)		(83.445)	(195.275)		145.141			282.080	
Empréstimos e financiamentos - CCB	CDI	(38.326)	(24.537)		(62.863)		(13.369)	(26.452)		13.625			27.567	
Empréstimos e financiamentos - Mútuo	CDI	(31.692)			(31.692)		(7.923)	(15.846)		7.923			15.846	
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(342.269)	(321.877)	-	(664.146)		(104.737)	(237.573)		166.689			305.493	
Swap - Ponta Passiva - Citibank N.A.	CDI	(28.209)	(51.120)		(79.329)		(15.806)	(31.389)		16.037			32.314	
Instrumentos financeiros derivativos	CDI	(28.209)	(51.120)	-	(79.329)		(15.806)	(31.389)		16.037			32.314	
		(81.599)	(372.996)	-	(454.595)		(40.764)	(116.965)		118.062			200.925	
Empréstimos e financiamentos	TJLP	(107.245)	(295.969)	(105.713)	(508.927)		(79.139)	(166.087)		79.139			166.087	
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(107.245)	(295.969)	(105.713)	(508.927)		(79.139)	(166.087)		79.139			166.087	
		(107.245)	(295.969)	(105.713)	(508.927)		(79.139)	(166.087)		79.139			166.087	
Citibank N.A.														
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	
CCC														
Principal	Dólar		(176.555)		(176.555)		(44.139)	(88.278)		44.139			88.278	
Encargos	Dólar	(5.666)	(15.618)		(21.284)		(5.321)	(10.642)		5.321			10.642	
Instrumentos financeiros passivos	Dólar	(8.007)	(270.026)	-	(278.033)		(69.508)	(139.018)		69.508			139.018	
Swap - Ponta Passiva - CCC	Dólar	(143.764)	(636.689)	(268.438)	(1.048.891)		(262.223)	(524.446)		262.223			524.446	
Swap - Ponta Ativa - CCC	Dólar	57.999	541.713	250.688	850.400		450.077	900.154		(450.077)			(900.154)	
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	(83.424)	(17.123)	(17.750)	(118.297)		207.902	(415.806)		(207.902)			(415.806)	
		(91.431)	(287.149)	(17.750)	(396.330)		138.394	(276.788)		(138.394)			(276.788)	
Debêntures	IPCA	(67.959)	(188.792)	(10.373)	(267.124)		(24.331)	(48.662)		24.331			48.662	
Empréstimos e financiamentos														
- BNDES	IPCA	(15.789)	(34.327)	(1.743)	(51.859)		(7.944)	(15.890)		7.944			15.890	
Instrumentos financeiros passivos	IPCA	(83.748)	(223.119)	(12.116)	(318.983)		(32.275)	(64.552)		32.275			64.552	
		(83.748)	(223.119)	(12.116)	(318.983)		(32.275)	(64.552)		32.275			64.552	
Citibank N.A. - Encargos	Libor	(2.341)	(3.868)		(6.209)		(695)	(1.390)		695			1.390	
CCC - Encargos	Libor	(5.666)	(15.618)		(21.284)		(2.283)	(4.566)		2.283			4.566	
Instrumentos financeiros passivos	Libor	(8.007)	(19.486)	-	(27.493)		(2.978)	(5.956)		2.978			5.956	
Swap - Resultado - CCC	Libor	(36.217)	(94.976)	(17.750)	(148.943)		(11.228)	(22.456)		(11.228)			(22.456)	
Swap - Resultado - Citibank N.A.	Libor	2.341	3.868		6.209		695	(1.390)		(695)			(1.390)	
Instrumentos financeiros derivativos	Libor	(33.876)	(91.108)	(17.750)	(142.734)		11.923	23.846		(11.923)			(23.846)	
		(41.883)	(110.594)	(17.750)	(170.227)		8.945	(17.890)		(8.945)			(17.890)	

As curvas futuras dos indicadores financeiros CDI, TJLP, IPCA, Dólar e Libor 3M e 6M estão em acordo com o projetado pelo mercado e alinhadas com a expectativa da Administração da Companhia e das controladas.

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 9,75% e 13,25% a.a.; IPCA entre 4,25% e 6,88% a.a.; TJLP entre 5,50% e 7,50% a.a.; Libor 3M entre 0,94% e 2,13% a.a.; Libor 6M entre 1,293% e 2,352% a.a.; e Dólar entre R\$3,50 e R\$3,90.

36.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia e das controladas em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira para 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 e suas controladas são apresentados nas notas 23 e 24.

A Administração da Companhia e das controladas somente utilizam linhas de créditos que possibilitem sua alavancagem operacional. Essa premissa é afirmada quando observamos as características das captações efetivadas.

Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia e das controladas são demonstrados nas rubricas Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5), Contas a receber (Nota 6), Ativo financeiro indenizável (Nota 19) e Ativos financeiros setoriais (Nota 7). A Companhia e suas controladas, 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 as Contas a receber, os saldos apresentados compreendem um fluxo estimado para os recebimentos. Para Ativo financeiro indenizável, o saldo apresentado corresponde ao valor a receber do Poder Concedente ao final da concessão e está mensurado pelo valor novo de reposição. Os Ativos financeiros setoriais serão homologados pelo Poder Concedente e recebidos por meio da tarifa nos próximos reajustes ou revisões tarifárias.

Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Debêntures e Empréstimos e financiamentos referem-se a juros futuros que, consequentemente, não estão contabilizados e encontram-se demonstrados na nota 37.1.

A Companhia e suas controladas também gerenciam 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 e suas controladas esperam liquidar as respectivas obrigações.

	Controladora					31/12/2015
	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total	
Passivos Financeiros						
Fornecedores	13.161				13.161	13.203
Outras contas a pagar - Partes relacionadas		3.071	3.891		6.962	35.886
Debêntures	20.200	352.326	788.351	34.822	1.195.699	1.165.958
Empréstimos e financiamentos					-	300.735
	33.361	355.397	792.242	34.822	1.215.822	1.515.782
	Consolidado					
	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
Passivos Financeiros						
Fornecedores	657.051	181.133	285.394	3.892	1.127.470	1.308.019
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			4.016	438	4.454	43.913
Debêntures	143.661	550.270	2.353.226	34.822	3.081.979	2.403.242
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	24.599	54.538	297.936	1.433.479	661.950	2.472.502
Derivativos	638		458	15.478	16.574	(26.382)
Uso do bem público	2.202	4.812	22.488	86.895	200.459	316.856
Ressarcimento por indisponibilidade			120.088	56.956	177.044	272.781
Passivos financeiros setoriais			353.527	109.434	462.961	27.797
	684.490	384.144	1.634.177	4.059.798	897.231	7.659.840

36.2.2.1 Risco de sobrecontratação

Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial no Decreto nº 5.163/04, 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 no exercício na EDP Bandeirante é de R\$35.272 e na EDP Escelsa é de R\$9.235.

A estratégia para contratação de energia pela EDP Bandeirante e EDP Escelsa 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 garantido 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 37.1.

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 ao 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 migraram para o mercado livre nos contratos que foram 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 (CGGFs). Assim, a partir de 2013, os CGGFs substituíram parte dos CCEARs de energia existente das distribuidoras.

No entanto, aos CGGFs não foi dada a prerrogativa de redução do volume contratado para que a distribuidora pudesse administrar o seu nível de contratação. Com esta alteração, alheia à gestão das distribuidoras, este segmento passou a não possuir mecanismos suficientes para se proteger contra a redução de consumo e 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 CGGFs 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.

36.2.2.2 Vencimento antecipado de dívidas

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

Covenants são indicadores econômico-financeiros de controle da saúde financeira da Companhia e das controladas exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos pode acarretar em um desdobro imediato ou vencimento antecipado de uma obrigação com fluxo e periodicidade definidos. A relação dos *covenants* por contrato aparecem descritos individualmente nas notas 23 e 24. 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 37.2) para as rubricas de Empréstimos, financiamentos e Debêntures. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia e suas controladas podem ser exigidas a liquidar, conforme os termos dos contratos de garantia financeira, caso o valor total garantido seja executado pela contraparte decorrente de falta de pagamento. Para a rubrica de Compra de Energia, as garantias estão vinculadas, em sua maioria, aos recebíveis da Companhia, passíveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

36.2.3 Risco hidrológico

A energia vendida pelas controladas de geração dependem das condições hidrológicas. Adicionalmente, a receita da venda é vinculada à energia assegurada, cujo volume é determinado pelo órgão regulador e que consta do contrato de concessão. As condições conjunturais do sistema nos últimos anos, com baixas vazões e baixo armazenamento das hidrelétricas, tem provocado uma diminuição significativa da produção de energia com fonte hidráulica e aumentando os custos na aquisição de energia. A mitigação desse risco se dá pelo Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, que é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos entre as usinas participantes do Sistema Interligado Nacional - SIN operados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. Todavia, em momentos extremos de baixo armazenamento, o MRE expõe as controladas à um rateio com base no PLD, gerando um dispêndio com GSF (*Generation Scaling Factor*) para os geradores hidrelétricos.

Para reduzir a exposição a este risco, as controladas de geração aderiram à proposta de repactuação do risco hidrológico para o montante de energia contratado no ACR, pela transferência de 92% (válidos para a UHE Luiz Eduardo Magalhães (Investco e Lajeado) e PCH Francisco Gros (Santa Fé)) e 94% (válidos para a UHE Mascarenhas (Energest) e PCHs Jucu, Rio Bonito e São João (EDP PCH)) deste risco hidrológico remanescente para a Conta Centralizadora de Bandeiras Tarifárias - CCRBT mediante pagamento de prêmio (Nota 15.6).

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

36.2.4 Risco de crédito

O risco de crédito compreende a possibilidade da Companhia e suas controladas não realizarem seus direitos. Essa descrição está diretamente relacionada às rubricas de Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5), Contas a receber (Nota 6), Cauções e depósitos vinculados (Nota 13), entre outros. 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 as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa ao risco de crédito é o Contas a receber de consumidores. As regras para composição da provisão para créditos de liquidação duvidosa atendem à fundamentação disposta pelo regulador e premissas aprovadas pela Administração das controladas.

A pulverização da venda de energia elétrica a essa base consumidora atribui menor volatilidade aos recebimentos das controladas, pode-se levar em face a composição de 10,67% 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 as controladas realizam diversos métodos de cobrança tais como cobranças administrativas, notificações na futura de energia e via SMS, protesto junto aos cartórios, restrição de crédito junto às empresas de proteção ao crédito, entre outras. As controladas oferecem diversos canais de atendimento para facilitar o contato com o consumidor, dentre elas, *call centers*, lojas de atendimento presencial, internet, aplicativo, além de realização de feirões para acordos de pagamentos.

