EDP - Energias do Brasil S.A.

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

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2015

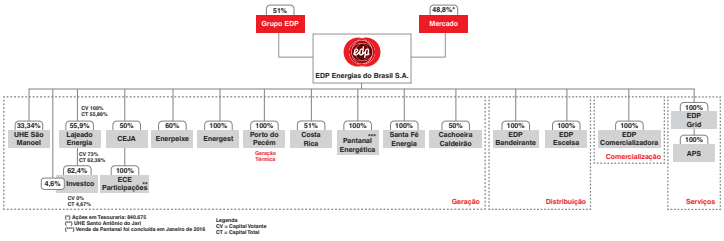
MENSAGEM DO DIRETOR-PRESIDENTE

O ano de 2015 foi, simultaneamente, um ano de forte simbolismo pelo 20º aniversário da presença da EDP no Brasil e um ano de importantes conquistas. Apesar dos cenários macroeconômico e hidrológico desfavoráveis, terminamos 2015 com os melhores resultados da história da EDP no Brasil. Estes resultados só foram possíveis porque nos focamos na eficiência das operações, na otimização de portfólio, no comprimisso com a execução, no gerenciamento de riscos e na antecipação de entregas.
Do ponto de vista macroeconômico, 2015 foi um ano de abrandamento, que impactou diretamente no consumo de energia elétrica. O Brasil registrou uma redução de 2,1% face a 2014. A revisão tarifária extraordinária realizada em março reequilibrou as receitas das empresas de distribuição, que em 2014 apresentaram altos déficits tarifários, mas ocasionou a elevação das tarifas de energia em mais de 50%.
O cenário hidrológico persistiu abaixo dos registros históricos médios, já que tivemos um dos piores períodos úmidos dos últimos 85 anos. Esse contexto impactou diretamente o custo das geradoras, que ficaram expostas a um Generation Scaling Factor (GSF) de 85,1%, percentual pior que o registrado em 2014, de 90,6%. O mecanismo de repactuação do risco hidrológico veio a atenuar parcialmente os impactos para as Companhias.
Seguimos firmemente com o nosso objetivo de sermos uma Companhia integrada de referência no mercado energético brasileiro, com enfoque nos negócios de Geração, Distribuição, Comercialização e Serviços de Energia. Nesse sentido, demos importantes passos em 2015. No segmento de Geração, investimos R$ 300 milhões para adquirir os 50% remanescentes da UTE Pecém I, agregando mais 360 MW de capacidade instalada. Concluímos a venda da nossa participação na EDP Renováveis Brasil e assinamos um contrato para vender a Pantanal Energética. Tudo isso para reforçar a nossa posição como um Operador Hidrotérmico de referência. Também avançamos significativamente nas obras de Geração e promovemos melhorias no desempenho operacional das usinas, como foi o caso da UTE Pecém I, que terminou o ano com 88,1% de disponibilidade, mais 12 p.p. face a 2014.
Em Distribuição, fizemos investimentos relevantes no combate às perdas não técnicas e para melhorar os indicadores de qualidade de serviço. Em especial na EDP Escelsa conseguimos reduzir cerca de 3 pontos percentuais as perdas não técnicas em baixa tensão.
Em Comercialização e Serviços de Energia, concluímos a aquisição da APS Soluções em Energia, assumindo o compromisso de ampliar a nossa presença no segmento de serviços em eficiência energética e geração distribuída.
Neste ano, demos também continuidade ao projeto Cultura EDP, que contribuiu decisivamente para reforçar os níveis de motivação e engajamento dos colaboradores. A pesquisa de clima de 2015 revelou um engajamento de 79%, comparado com 75% de outras companhias de referência nesta pesquisa.
A aderência aos princípios de sustentabilidade prossegue em temas essenciais para a boa gestão do nosso negócio, como transparência, ética, direitos humanos, combate à corrupção, ao trabalho infantil e análogo ao escravo, além de proteção do meio ambiente.
Como consequência, integramos pela 10ª vez consecutiva o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da Bolsa de Valores de São Paulo (BMF&Bovespa), e recebemos novamente o Selo Ético atribuído pelo Cadastro Empresa Pró-Ética, demonstrando o nosso comprimisso com as melhores práticas corporativas e de governança. Adicionalmente, desde 2006, somos signatários do Pacto Global, uma iniciativa da Organização das Nações Unidas, para estimular empresas a incorporarem práticas de responsabilidade social corporativa.
Terminamos o ano com a sensação de dever cumprido e de que fizemos tudo o que era suposto para contornar os efeitos do cenário externo. Todos os nossos movimentos nos ajudaram a registrar no ano os melhores resultados de nossa história. O EBITDA alcançou R$ 3,0 bilhões e o Lucro Líquido atingiu R$ 1,3 bilhão. Este desempenho do EBITDA reflete também os ganhos contábeis com a aquisição dos 50% remanescentes da UTE Pecém I e da venda da nossa participação na EDP Renováveis Brasil. Também mantivemos um nível de endividamento saudável, de 1,7 vezes dívida líquida/EBITDA.
No ano em que celebramos 20 anos de atuação no Brasil e 10 anos de abertura de capital na BM&FBovespa, registramos a maior valorização bolsista do setor elétrico. A cotação das nossas ações acumulou uma valorização de 36,2%, frente o Bovespa (-13,3%) e ao IEE (-8,7%).
Neste ano, tão marcante para a nossa história no Brasil, queremos agradecer a toda equipe EDP por todo o empenho e dedicação competente, aos nossos clientes, nossos acionistas e investidores, pela confiança depositada e aos nossos parceiros de negócio, pela sempre proveitosa cooperação.
Em 2016, queremos prosseguir com todos os nossos stakeholders na construção de uma Empresa mais sólida e competitiva, de uma sociedade mais justa e de um País cada vez mais desenvolvido e sustentável. Juntos seguimos em frente!

Miguel Setas, Diretor-presidente

ORGANOGRAMA SOCIETÁRIO

A EDP Energias do Brasil é uma *holding* que detém investimentos nos segmentos de Geração, Distribuição, Comercialização e Serviços de Energia Elétrica. No segmento de Geração controla as operações de empreendimentos de fonte convencional (Usinas Hidrelétricas, Pequenas Centrais Hidrelétricas e Usina Termelétrica) com presença em 7 estados do país (Espírito Santo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, Ceará, Pará e Amapá). No segmento de Distribuição, atua em dois Estados (São Paulo e Espírito Santo). No segmento de Comercialização, negocia contratos de compra e venda de energia com clientes distribuídos em todo território nacional. No segmento de Serviços, através da EDP Grid, presta serviços técnicos e comerciais, incluindo sistemas de transmissão, distribuição e manutenção junto à clientes corporativos, projetos de eficiência energética e geração distribuída fotovoltaica.



ALTERAÇÕES DE NATUREZA SOCIETÁRIA EM 2015

1) Pecém Geração de Energia S.A.
A Companhia assinou em 09 de dezembro de 2014 o Acordo de Compra de Ações com a Eneva S.A., com o objetivo de adquirir 50% do capital total e votante de Porto do Pecém Geração de Energia S.A. detido pela Eneva.
Em 15 de maio de 2015, a Companhia concluiu a transação tendo pago o valor de R$ 300 milhões.
2) EDP Renováveis Brasil S.A.
A Companhia assinou em 27 de novembro de 2014 um Memorando de Entendimento com a EDP Renováveis S.A. (EDPR), com os principais termos e condições indicativos para a aquisição pela EDPR dos 45% do capital total e votante da EDP Renováveis Brasil detidos pela Companhia, cujo acordo de compra e venda foi assinado em 27 de abril de 2015. Em 21 de dezembro de 2015 a Companhia concluiu a venda tendo recebido pela transação R$ 176 milhões.
3) APS Soluções em Energia S.A.
A Companhia assinou em 29 de junho de 2015, por meio de sua subsidiária EDP Grid Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A., um Acordo de Compra e Venda de Ações com a APS Soluções em Energia S.A., com objetivo de adquirir 100% das ações da APS. Em 07 de dezembro de 2015, a Companhia concluiu a transação. O valor total da transação foi de R$ 27,2 milhões, dos quais R$ 14,0 milhões foram pagos na data da conclusão e os R$ 13,2 milhões remanescentes serão pagos ao longo de cinco anos, podendo haver pagamentos adicionais ("earnouts") em função do cumprimento de metas de performance definidas no Acordo de Compra e Venda.
4) Pantanal Energética Ltda.
A Companhia assinou em 15 de julho de 2015 um Contrato de Compra e Venda de Cotas com a Cachoeira Escura Energética para venda da Pantanal Energética Ltda.. A Pantanal possui duas Centrais Hidrelétricas, UHE Assis Chateubriand (Mimoso) e a PCH Paraiso I, com capacidade instalada de 29,5 MW e 21,6 MW, respectivamente. Ambas estão localizadas no estado do Mato Grosso do Sul. Em 29 de janeiro de 2016 foi concluída a venda. O valor total da transação é de R$ 390 milhões, dos quais R$ 355 milhões foram pagos na data do closing e os R$ 35 milhões remanescentes serão pagos após o cumprimento de obrigações fundiárias, com prazo até julho de 2017.

CENÁRIO MACROECONÔMICO E O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

O ano de 2015 registrou uma forte desaceleração econômica.
Nos nove primeiros meses de 2015, em relação ao mesmo período de 2014, o PIB recuou 3,2%. Segundo o IBGE[1], foi a maior queda acumulada no período de janeiro a setembro desde o início da série histórica iniciada em 1996.
No âmbito externo, a queda nos preços das commodities – que representam cerca de 60%[2] das exportações brasileiras - prejudicou importantes setores da economia do País. O saldo da balança comercial brasileira, contudo, voltou a registrar superávit em 2015, impulsionado pela valorização de quase 50%[3] do dólar sobre o real e pelo forte recuo nas importações, impactadas pelo arrefecimento da economia. Em 2015, o saldo das transações comerciais do Brasil[4] somou US$ 19,7 bilhões, após fechar 2014 com saldo negativo de US$ 4 bilhões. A necessidade de ajustar as contas públicas e de controlar a inflação (o IPCA fechou o ano em 10,67%[5], valor muito superior ao teto da meta de 6,5%) intensificou a adoção de políticas econômicas restritivas.
No ano, a produção industrial[6] registrou contração de 8,3%, o volume de vendas do comércio varejista[7] e o volume de serviços[8] prestados no Brasil diminuíram 4,3% e 3,6%, respectivamente.
O mercado de trabalho também foi afetado. Em 2015, o saldo de postos de trabalho formais[9] apresentou queda de 3,74% (-1.542,4 mil). Os maiores decréscimos foram verificados na indústria de transformação (-608,9 mil) e no setor de construção civil (-417,0 mil).
Esta conjuntura influenciou negativamente os resultados do mercado de energia elétrica brasileiro. No ano de 2015, o consumo de energia no Brasil[10] totalizou 464.682 GWh, retração de 2,1% frente a 2014.
O setor industrial teve a maior contribuição negativa com decréscimo de 5,3%, 169.574 GWh. As demais classes mantiveram-se praticamente estáveis, a classe comercial com avanço de 0,6% (90.383 GWh) e a classe residencial redução de 0,7% (131.315 GWh).

CENÁRIO HIDROLÓGICO

O ano de 2015 seguiu desafiador para o cenário hidrológico do Brasil, tendo seu período úmido sido considerado um dos piores dos últimos 85 anos. Os reservatórios das hidrelétricas do Sudeste e Centro-Oeste, que respondem por cerca de 70% da capacidade de armazenamento do país, mantiveram-se abaixo de níveis históricos ao longo de todo ano, apesar da retomada dos volumes de chuvas a partir de maio, ajudando para que os reservatórios registrassem 29,8%, em 31 de dezembro de 2015, mesmo assim 2,5% abaixo do verificado em 2001, ano do racionamento.
As baixas vazões do primeiro semestre também impactaram o preço da energia, que ficou próximo do valor máximo de R$ 388/MWh. Já no segundo semestre, como reflexo das chuvas verificadas e a contração da demanda, o preço da energia reduziu, ficando em média R$ 200/MWh no Sudeste/Centro-Oeste. No ano, o preço médio ficou em R$ 288/MWh.
Este cenário afetou a geração das usinas hidrelétricas, resultando na necessidade da geração das usinas termoelétricas, que se mantiveram despachadas ao longo do ano. Dessa forma, o GSF - Generation Scaling Factor – fator que mede o volume de energia gerado pelas hidrelétricas ficou em torno de 85,1%, fazendo com que as geradoras comprassem energia no mercado de curto prazo.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Alterações Regulatórias
A entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias marcou o início do ano de 2015 no ambiente regulatório, com o objetivo de sinalizar os custos reais da produção de energia elétrica, sendo composto por três bandeiras: verde, amarela e vermelha. A bandeira verde indica que o custo de produção de energia está mais baixo, não sendo aplicada nenhuma modificação nas tarifas de energia. As bandeiras amarela e vermelha representam o aumento de custo de produção de energia, sendo aplicado um valor adicional à tarifa de energia.
A fim de recolher os recursos provenientes da aplicação do sistema das bandeiras, em fevereiro de 2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), sob gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os recursos são utilizados para cobrir os custos que não estão previstos na tarifa das distribuidoras, tais como: Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS, despacho térmico, risco hidrológico de Itaipu e de quotas, exposição ao mercado de curto prazo e excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER. As transferências enviadas às distribuidoras são mensalmente homologadas pela ANEEL e os eventuais custos não cobertos pela receita serão considerados no processo tarifário subsequente.
Em 27 de fevereiro, através da Resolução Homologatória nº 1.859, os valores das bandeiras sofreram revisão e passaram a valer a partir de março para o adicional de tarifa e o funcionamento do Sistema de Bandeiras Tarifárias:

		Acréscimo por MWh (R$)		
Bandeira	**CVU**	**01/jan/2015 01/fev/2015**	**02/fev/2015 31/ago/2015**	**01/set/2015 31/jan/2016**
Verde	< R$ 200,00/MWh	-	-	-
Amarela	> R$ 200,00 e < R$ 388,48/MWh	R$ 15,00	R$ 25,00	R$ 25,00
Vermelha	> R$ 388,48/MWh	R$ 30,00	R$ 55,00	R$ 45,00

A ANEEL aprovou em 26 de janeiro de 2016, os aperfeiçoamentos para as Bandeiras Tarifárias, que passaram a vigorar a partir de 1 de fevereiro. A principal mudança foi a introdução de dois patamares na bandeira vermelha. Agora as bandeiras passam a ser verde, amarela, vermelha patamar 1 ("bandeira Rosa") e vermelha patamar 2.

A partir de 01/fev/2016		
Bandeira	**CVU**	**Acréscimo por MWh (R$)**
Verde	< R$ 211,28/MWh	-
Amarela	> R$ 211,28 e < R$ 422,56/MWh	R$ 15,00
Vermelha Patamar 1	> R$ 422,56/MWh e < R$ 610/MWh	R$ 30,00
Vermelha Patamar 2	> R$ 610/MWh	R$ 45,00

Ao mesmo tempo, a ANEEL realizou processo de Revisão Tarifária Extraordinária - RTE, cujo objetivo foi compensar duas despesas: (i) aumento dos custos com a compra de energia em leilões realizados no fim de 2014 e início de 2015, com preços duas vezes maiores que os presentes no último reajuste tarifário em 2015; e (ii) término dos aportes financeiros do Governo Federal à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que custeia diversos subsídios, como a Tarifa Social, bem como a Geração de Energia Elétrica na região Norte do país, entre outros custos.
Já em abril, a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Normativa nº 660/2015, alterações nas metodologias aplicáveis aos processos de Revisão Tarifária Periódica das Distribuidoras, sendo as principais alterações na metodologia:
a) Mudança na taxa de remuneração do capital investido (WACC) de 7,5% a.a. para 8,09% a.a.;
b) Inclusão de remuneração para o risco associado à operação de investimentos realizados com recursos de terceiros, denominados de "Obrigações Especiais";
c) O índice de qualidade comercial passa a ser considerado no cálculo do Fator X;
d) Para definição dos Custos Operacionais eficientes, foram considerados os "índices de qualidade" e "perdas";
e) Para a definição do nível de Perdas Não Técnicas, foi incluída a variável "baixa renda" e a base de dados atualizada com 3 modelos estatísticos;
f) O percentual de compartilhamento de Outras Receitas foi alterado para 30% nos serviços de: (i) eficientização do consumo de energia elétrica; (ii) instalação de cogeração qualificada; e (iii) serviços de comunicação de dados. Para os demais serviços foi definido em 60%;
g) Extinção do conceito de ciclo tarifário.

Para as geradoras de energia, 2015 foi um ano de muitos desafios. Fatores exógenos ao controle de tais agentes afetaram diretamente a produção por parte das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE é um mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico entre as geradoras que o integram. Em períodos de geração hidráulica excedente no país, o MRE distribui ganhos às usinas participantes desse sistema, denominado ganho de energia secundária, e o contrário ocorre em períodos de escassez hidrológica, em que o déficit de geração é descontado da garantia física das usinas.
Em períodos de escassez de água e, consequentemente geração hidráulica menor, ocorre a elevação da geração termelétrica, obrigando as geradoras do MRE a dividirem o déficit de energia através da aplicação de um fator denominado GSF. O GSF é calculado considerando a totalidade das usinas geradoras hidrelétricas brasileiras que estão sujeitas ao MRE e são despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Trata-se do resultado da divisão da "geração alcançada por todos os participantes" pela soma das "garantias físicas" de todas essas usinas. Ou seja, caso a geração das usinas seja menor que a soma das garantias físicas, significa que o conjunto das geradoras está gerando abaixo dos valores das garantias físicas do sistema e, nesse caso, todas as usinas afetadas ficam expostas ao mercado de curto prazo para fazer frente a esse diferencial.
Desde janeiro de 2014, as geradoras vêm sofrendo as consequências adversas do GSF. Esse déficit de geração foi provocado principalmente pelo baixo nível de armazenamento dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN), que acarretou o despacho de todas as usinas termelétricas disponíveis no sistema.
Em dezembro, a Medida Provisória nº 688/2015, que estabelecia as bases para a repactuação do risco hidrológico, foi convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, consolidando o modelo de leilão para as concessões de usinas hidroelétricas que não foram renovadas, e principalmente, definindo os termos para a repactuação do risco hidrológico entre compradores e vendedores de energia. Para o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), haverá o repasse das perdas com o GSF integralmente à Conta das Bandeiras Tarifárias, mediante pagamento de um Prêmio de Risco. A parcela de perda com GSF de 2015 será recompensada aos geradores por meio da isenção do pagamento do prêmio de risco a partir de janeiro de 2016 até a completa compensação das perdas de 2015. O Prêmio de Risco varia de R$ 0,75 a R$ 12,75, a depender do percentual de risco que o gerador pretende repactuar: de 89% a 100%.
Para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), o Prêmio de Risco varia de R$ 10,50 a R$ 23,10, a depender da quantidade da Energia de Reserva adquirida do sistema. O ressarcimento das perdas com o GSF de 2015 é realizada exclusivamente mediante extensão do contrato de Concessão do agente de geração que aderir ao acordo no ACL. A repactuação no ACL não isenta o gerador do custo do GSF.
Após análises suportadas por consultores especializados independentes, a EDP Energias do Brasil decidiu aderir à proposta de repactuação do risco hidrológico ao ACR e pela não adesão no ACL. A Companhia contabilizou os efeitos positivos da repactuação para as empresas que aderiram em dezembro de 2015, conforme tabela abaixo.

Impacto Repactação 2015 (R$ milhões)	
Lajeado	35,8
Investco	0,6
Pantanal	4,3
TOTAL	**40,8**

A UHE Jari contabilizou efeito positivo da repactuação do risco hidrológico de R$ 15,2 milhões, impactando o resultado de equivalência patrimonial da Companhia.
Para as empresas que aderiram no início de 2016, o efeito no resultado ocorrerá apenas no 1T16.

REVISÕES TARIFÁRIAS E REAJUSTES TARIFÁRIOS

Em 27 de fevereiro, a ANEEL aprovou através da Resolução Homologatória nº 1.858/2015 o processo de Revisão Tarifária Extraordinária - RTE e sua respectiva metodologia, para serem aplicadas a partir de março de 2015. Para a EDP Bandeirante, a aplicação das novas tarifas resultou num aumento médio nos seus clientes de 25,12%, enquanto que para a EDP Escelsa o efeito foi de 26,83%.
Em 04 de agosto, a ANEEL aprovou o reajuste tarifário anual da EDP Escelsa, reposicionando as tarifas para o período de 07 de agosto de 2015 a 06 de agosto de 2016. O reajuste elevou a tarifa na média em 2,04%, sendo 1,68% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão e de 2,29% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão.
Em 20 de outubro, a ANEEL aprovou os resultados da quarta revisão tarifária da EDP Bandeirante por meio da Resolução Homologatória nº 1.973/2015. A Revisão Tarifária periódica concedida à concessionária EDP Bandeirante, para o período de 23 de outubro de 2015 a 22 de outubro de 2016, teve efeito médio ao consumidor de 16,14%, sendo de 17,09% para os consumidores em Alta Tensão e 15,37% para Baixa Tensão. A Parcela B da concessionária, destinada a custear os gastos com a atividade de distribuição de energia elétrica, foi definida em R$ 823 milhões, que deduzida do compartilhamento de Outras Receitas resulta na Parcela B de R$ 791 milhões. Para o período de 2016 a 2019, a componente Produtividade (Pd) anual do Fator X foi estabelecida em 1,14%, enquanto a componente Transição (T) do mesmo Fator X foi estabelecida em -0,23%. As Perdas Técnicas foram fixadas em 4,59%. As Perdas não Técnicas foram fixadas em uma trajetória decrescente que inicia em 9,83% em 2016, e termina em 8,45%, em 2019.

LEILÕES

Em 2015 foram realizados oito leilões no Ambiente Regulado: Leilão de ajuste em 15 de janeiro, Leilão de Fontes Alternativas em 27 de abril, Leilão A-5 em 30 de abril, Leilão A-3 em 22 de agosto, Leilão A-1 em 11 de dezembro, e três leilões de Reserva em 3 de julho, 28 de agosto e 13 de novembro.

A tabela abaixo apresenta a contratação de energia das distribuidoras da Companhia:

18º LA			
Distribuidora	**Início de Suprimento**	**Total Negociado (MWm)**	**Preço Médio (R$/MWh)**
EDP BANDEIRANTE	01/01/2015	35,66	387,13
EDP ESCELSA	01/01/2015	67,99	387,13

3º LFA			
Distribuidora	**Início de Suprimento**	**Total Negociado (MWm)**	**Preço Médio (R$/MWh)**
EDP BANDEIRANTE	01/01/16	4,12	199,97
EDP ESCELSA	01/01/16	1,70	199,97

21º LEN A-5			
Distribuidora	**Início de Suprimento**	**Total Negociado (MWm)**	**Preço Médio (R$/MWh)**
EDP BANDEIRANTE	01/01/20	37,49	259,19
EDP ESCELSA	01/01/20	17,26	259,19

22º LEN A-3			
Distribuidora	**Início de Suprimento**	**Total Negociado (MWm)**	**Preço Médio (R$/MWh)**
EDP BANDEIRANTE	01/01/18	0,00	188,87
EDP ESCELSA	01/01/18	0,00	188,87

15º LEE A-1			
Distribuidora	**Início de Suprimento**	**Total Negociado (MWm)**	**Preço Médio (R$/MWh)**
EDP BANDEIRANTE	01/01/16	0,00	147,77
EDP ESCELSA	01/01/16	15,90	147,77

ÁREAS DE NEGÓCIO

GERAÇÃO

O segmento de Geração é o principal vetor estratégico para o crescimento dos negócios da EDP Energias do Brasil. A Companhia encerrou o ano de 2015 com capacidade instalada de 2.704 MW, aumento de 13,5% em relação aos 2.381 MW de capacidade instalada em 2014, considerando os 360 MW adicionais da UTE Pecém I e a venda de 37,7 MW da EDP Renováveis Brasil.
UTE Pecém I
O ano de 2015 foi marcado pela melhoria financeira e operacional da usina.
A UTE Pecém I terminou 2015 com a disponibilidade média de 88,1%, sendo que a UG01 apresentou disponibilidade de 85,6%, impactada pelos eventos intempestivos que ocorreram no ano e a UG02 apresentou disponibilidade de 90,6%, impactada pela sua manutenção preventiva.
O ano também foi marcado por diversos reconhecimentos regulatórios importantes, tais como:
- Em 10 de fevereiro a ANEEL proferiu decisão favorável ao pedido de reconsideração do cálculo de ressarcimento por indisponibilidade, através do despacho nº 302/2015, decorrente da energia não gerada pela UTE Pecém I. O cálculo considerava o Fator de Indisponibilidade ("FID") com base na capacidade instalada de 720 MW. Com a decisão, o FID foi recalculado a partir da potência de 700 MW, consignada nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). O recálculo foi retroativo desde a entrada em operação comercial das unidades geradoras (R$ 11,1 milhões).
- Em 17 de março a ANEEL proferiu decisão favorável ao pedido de reconsideração do cálculo do consumo interno, através do Despacho nº 686/2015. O cálculo tinha como base inicial setembro de 2012, mês em que se iniciaram os testes da Usina. Com a decisão, o recálculo retroativo expurgou os meses de teste da Usina (setembro, outubro e novembro de 2012) e passou a considerar desde a entrada em operação comercial das unidades geradoras (R$ 27,2 milhões).
- Em 23 de Março a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria 119 que homologou o aumento da Garantia Física da UTE Pecém I em 14,3 MW médios, que passou a totalizar 645,3 MW médios.
- Em 01 de Dezembro a ANEEL publicou o despacho 3.878/2015 estabelecendo que, para fins de cumprimento da ação judicial com consequente cálculo do ressarcimento devido às distribuidoras compradoras de CCEAR de UTE Pecém I, seja calculado conforme a proporção de suas indisponibilidades superiores às de referência (FID) aplicada diretamente na quantidade contratual. Neste caso, o volume de energia a ser ressarcido a PLD descontado de CVU obedece à equação QL*(1- FID), onde QL é a quantidade de lotes vendida no leilão de energia. Os efeitos deste cálculo devem ser aplicados de forma retroativa desde dezembro de 2012 (R$ 135,3 milhões).

UTE PECÉM			
Demonstrativo de Resultados (R$ mil)	**2015**	**2014**	**%**
Receita operacional líquida	**1.249.606**	**1.153.672**	**8,3**
Gastos não gerenciáveis	**(585.595)**	**(944.553)**	**-38,0**
Margem Bruta	**664.011**	**209.119**	**217,5**
Gastos gerenciáveis	**(295.511)**	**(299.943)**	**-1,5**
EBITDA	**522.567**	**45.984**	**1.036,4**
Margem EBITDA	**41,8%**	**4,0%**	**37,8p.p.**
LAIR	**45.723**	**(372.193)**	**n.d.**
IR e Contribuição social	**(23.569)**	**135.943**	**n.d.**
Lucro líquido	**22.154**	**(236.250)**	**n.d.**

A receita líquida aumentou 8,3% impactada por: (i) receita variável referente ao despacho das unidades geradoras; (ii) receita de curto prazo, decorrente da liquidação do excedente de energia a PLD e da operação de compra e venda de energia reflexo da revisão do lastro da UTE conforme previsto nas Regras da Comercialização[11] e, (iii) reajuste anual em novembro pelo IPCA da receita fixa, de acordo com o CCEAR. Os gastos não gerenciáveis foram impactados, principalmente, pelo custo da matéria prima consumida, necessário para o despacho da Usina e minimizados pelo impacto positivo do ressarcimento por indisponibilidade, conforme tabela abaixo:

Abertura ressarcimento (R$ milhões)	**2015**
CPC 25 - atualização da provisão do FID futuro na média móvel de 60 meses	63,1
Realização e provisão do FID e Consumo Interno do ano e ajustes contábeis	-92,6
Pleitos regulatórios (efeitos retroativos)	167,4
TOTAL	**137,9**

Entretanto, dois efeitos **não recorrentes** do ano de 2014 também contribuíram para a variação de resultados entre anos:
- a contabilização do pleito da UTE Pecém I referente ao ressarcimento por indisponibilidade para que a mesma fosse calculada pela média móvel dos 60 meses e que a CCEE recalculasse os ressarcimentos devido desde o início da operação comercial. O montante contabilizado totalizou R$ 251,8 milhões (R$ 234,9 milhões + R$ 16,9 milhões de atualização monetária);
- a contabilização da provisão de ressarcimento por indisponibilidade, conforme CPC 25, referente ao montante estimado da expectativa futura de ressarcimento, utilizando a média móvel de disponibilidade dos últimos 60 meses incorridos, no montante de R$ 260,4 milhões.

No ano, o EBITDA atingiu R$ 522,6 milhões, aumento de R$ 476,6 milhões, comparado ao EBITDA de R$ 46,0 milhões em 2014.
Resultado financeiro líquido atingiu R$ 322,8 milhões, aumento de 14,7%, decorrente de (i) do aumento da TJLP; (ii) variação negativa na marcação a mercado dos swaps dos juros; e (iii) indiretamente pelo aumento do CDI que impacta o custo financeiro da dívida em dólar com cobertura cambial de NDFs (Non-Deliverable Forward).
O resultado líquido foi de R$ 22,2 milhões, aumento de R$ 258,4 milhões, comparado ao prejuízo de R$ 236,2 milhões em 2014.
UHE Santo Antônio do Jari:
A ECE Participações S.A., detentora dos direitos de exploração da UHE Jari, pertence 50%/50% a EDP Energias do Brasil e a CWEI Participações Ltda. e, portanto, o resultado é contabilizado como resultado das participações societárias de acordo com a sua proporção.
A UHE Jari está localizada no rio Jari, nos Municípios de Laranjal do Jari (AP) e Almeirim (PA), com 373,4 MW de capacidade instalada e 217,7 MW médios de garantia física. No ano, a usina produziu 1.841,9 GWh de energia.

JARI*			
Demonstrativo de Resultados (R$ mil)	**2015**	**2014**	**%**
Receita operacional líquida	**106.299**	**96.955**	**9,6**
Gastos não gerenciáveis	**(36.322)**	**(7.328)**	**395,7**
Margem Bruta	**69.977**	**89.627**	**-21,9**
Gastos gerenciáveis	**(32.985)**	**(10.684)**	**208,7**
EBITDA	**63.136**	**85.345**	**-26,0**
Resultado financeiro líquido	**(55.126)**	**(24.481)**	**125,2**
Lucro líquido	**(16.444)**	**31.430**	**n.d.**

*Valores correspondem a 50% da participação da EDP Energias do Brasil
A receita líquida consolidada da UHE Jari atingiu R$ 106,3 milhões, 9,6% superior a receita de 2014. Cabe destacar que a receita de 2014 corresponde a 3 meses e meio de antecipação da usina, cuja energia foi liquidada ao PLD médio do submercado N de R$ 688,89/MWh.
Os gastos não gerenciáveis atingiram R$ 36,3 milhões, superior em R$ 29,0 milhões, decorrente do GSF médio no ano de 85,1% ao PLD médio do submercado N de R$ 250,9/MWh, que gerou um impacto negativo de R$ 37,1 milhões, compensado parcialmente pelo impacto positivo da repactuação do risco hidrológico, no produto SP92, no valor de R$ 15,2 milhões.
Devido aos efeitos mencionados, o EBITDA foi de R$ 63,1 milhões, 26,0% inferior a 2014. O resultado financeiro líquido foi negativo em R$ 55,1 milhões, decorrente do reconhecimento dos juros de dívida no período. Por fim, o prejuízo foi de R$ 16,4 milhões.

PROJETOS EM CONSTRUÇÃO

UHE Cachoeira Caldeirão: no Leilão A-5 realizado em 14 de dezembro de 2012, a EDP Energias do Brasil obteve a concessão da Central Hídrica de Cachoeira Caldeirão (219 MW). Em 06 de Dezembro de 2013, a EDP Energias do Brasil comunicou a parceria de 50% com a CWEI Participações Ltda. no empreendimento. A Usina está sendo construída no estado do Amapá, no rio Araguari. Ao final de 2015, a Usina tinha 94,6% da obra já realizada. A data de início dos PPAs é janeiro de 2017.
UHE São Manoel: no Leilão A-5 realizado em 13 de dezembro de 2013, a EDP Energias do Brasil (66,7%), em parceria com Furnas S.A. (33,3%) obteve a concessão da Central Hídrica de São Manoel (700 MW). Em 07 de fevereiro de 2014, a EDP Energias do Brasil anunciou a parceria de 50% de sua participação no empreendimento com a CWEI Participações Ltda.. A Usina está sendo construída na divisa dos estados do Mato Grosso e do Pará, no rio Teles Pires. Ao final de 2015, a Usina tinha 36,8% da obra já realizada. A data de início dos PPAs é maio de 2018.

[1] A revisão do lastro ocorre anualmente (em agosto) e está prevista nas Regras da Comercialização. Todo ano, o ONS calcula o fator de abatimento do lastro de energia (FID) em função das indisponibilidades realizadas pela Usina no horizonte de 60 meses. Se as indisponibilidades são maiores que as declaradas em leilão, o FID será menor que 1 e portanto haverá um abatimento da garantia física, levando a Usina a comprar a diferença de energia no mercado livre. Este montante de energia é posteriormente liquidada na CCEE, neutralizando-se o efeito dessa compra no resultado da Usina.

[1] Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Contas Nacionais
[2] Fonte: ONU/UNCTAD. *State of commodity dependence.* 2014
[3] Fonte: BACEN. Indicadores econômicos consolidados. Janeiro/2016
[4] Fonte: Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior - MDIC. Secretaria de Comércio Exterior
[5] Fonte: IBGE. Índice Nacional de Preços ao Consumidor. Dezembro/2015
[6] Fonte: IBGE. Pesquisa Industrial Mensal Produção Física – Brasil. Dezembro/2015
[7] Fonte: IBGE. Pesquisa Mensal de Comércio. Dezembro/2015
[8] Fonte: IBGE. Pesquisa Mensal de Serviços. Dezembro/2015
[9] Fonte: CAGED/MTE. Dezembro/2015
[10] Fonte: EPE. Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica. Janeiro/2016

continua...

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2015

Investimentos em Geração

No segmento de Geração, o investimento realizado alcançou R$ 797,6 milhões em 2015, 29,6% superior a 2014 (R$ 615,4 milhões), principalmente, em função da construção da UHE São Manoel (R$ 349,1 milhões).

Investimentos (R$ mil)[1]	2015	2014	Δ Anual (%)
Geração	**43.703**	**52.652**	**-17%**
Enerpeixe	2.820	2.991	-6%
Energest	27.533	41.526	-34%
Lajeado/Investco	13.350	8.135	64%
UTE Pecem I[2]	**80.979**	**99.819**	**-19%**
UHE Santo Antonio do Jari	**61.573**	**73.818**	**-17%**
UHE Cachoeira Caldeirão	**262.218**	**251.168**	**4%**
UHE São Manoel	**349.106**	**137.909**	**153%**
Total	**797.580**	**615.366**	**30%**

[1] Considera participação da EDP Energias do Brasil;

[2] Considera 50% de janeiro à maio, e 100% de meados de maio à dezembro.

[1] Considera participação da EDP Energias do Brasil;

[2] Considera 100% da UTE Pecém I em 2015 e 50% em 2014.

DISTRIBUIÇÃO

As atividades de Distribuição são desenvolvidas por duas concessionárias que atendem cerca de 3,3 milhões de clientes em regiões que abrigam uma população total de aproximadamente 7,8 milhões de pessoas.

Perfil das concessões	EDP Bandeirante	EDP Escelsa
Estado	São Paulo	Espírito Santo
Municípios atendidos	28	70
Habitantes (milhões)	4,5	3,3
Clientes faturados (milhões)	1,8	1,5
Área de concessão (km2)	9.644	41.241
Energia distribuída (GWh)	14.623	11.091
Energia vendida a clientes finais – cativos (GWh)	9.215	6.481

Investimentos em distribuição

Os investimentos realizados em 2015 pela EDP Energias do Brasil em Distribuição totalizaram R$ 319,7 milhões, aumento de 4,7% em relação a 2014. Este aumento é reflexo do incremento do investimento em perdas, da renovação da frota e da adequação que foi efetuada para reclassificação do saldo de ultrapassagem, na EDP Bandeirante. O valor referente a linha de "ultrapassagem de demanda" foi reclassificado como passivos financeiros setoriais no mês de dezembro de 2015, para atender a Resolução Normativa nº 660.

Investimento (R$mil)	EDP Bandeirante		EDP Escelsa		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Expansão do Sistema Elétrico	86.509	126.539	123.075	144.527	209.584	271.066
Melhoramento da Rede	64.742	65.516	49.388	44.861	114.129	110.377
Universalização	10.879	13.477	-	(4)	10.879	13.473
Telecom., Informática e Outros	36.650	18.518	23.181	12.079	59.832	30.597
Sub Total (1)	**198.780**	**224.051**	**195.644**	**201.464**	**394.424**	**425.514**
(-) Obrigações Especiais (3)	(21.333)	(45.407)	(16.667)	(19.313)	(38.000)	(64.720)
Investimento Líquido	**177.447**	**178.643**	**178.977**	**182.151**	**356.424**	**360.794**
Receitas de Ultrapassagem (2)	(14.131)	(34.523)	(22.616)	(20.905)	(36.747)	(55.428)
Investimento Líquido	**163.316**	**144.120**	**156.361**	**161.246**	**319.677**	**305.366**

(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 Excedente (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.

Indicadores de performance

Os indicadores de qualidade da prestação de serviços mantiveram-se dentro dos padrões estabelecidos pelo órgão regulador. Na EDP Bandeirante, o DEC apresentou ligeiro aumento de 0,81 ponto percentual devido à tempestades e ventos fortes registrados ao longo do último trimestre do ano, em toda a área de concessão. Na EDP Escelsa, o DEC evoluiu positivamente, mantendo-se abaixo da meta Aneel. O FEC das distribuidoras evoluiu positivamente, em linha com os níveis de excelência nacionais, refletindo os investimentos realizados para ações de manutenção preventiva, obras de melhoria, inovações nos ativos do sistema elétrico de distribuição e melhoria constante nos processos adotados por todas as áreas envolvidas com a operação do sistema.

Distribuidora	DEC *(horas)*		Meta	FEC *(vezes)*		Meta
	2015	2014	Aneel (DEC)	2015	2014	Aneel (FEC)
EDP Bandeirante	8,43	7,62	8,78	5,09	5,34	7,23
EDP Escelsa	9,07	10,37	10,17	5,08	6,44	7,85

Nota: Meta ANEEL refere-se a 2015

DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Cliente;

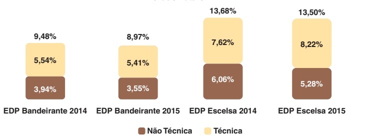
FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Cliente;

Perdas

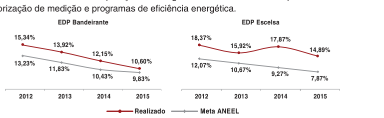
Na EDP Bandeirante, as perdas totais apresentaram redução de 0,51 p.p. em relação ao ano anterior em função dos investimentos realizados na rede. Na EDP Escelsa, as perdas totais apresentaram redução de 0,19 p.p. em relação ao ano anterior, resultado que representa o efeito positivo do incremento das ações de combate às perdas não técnicas, principalmente em relação ao mercado de baixa tensão.

Em relação às perdas técnicas, a EDP Bandeirante apresentou redução de 0,13 p.p enquanto a EDP Escelsa apresentou aumento de 0,60 p.p. impactada pela: (i) redução de geração de energia no estado do Espírito Santo; (ii) aumento de carga do mercado cativo (Baixa Tensão e Média Tensão), cuja rede apresenta mais perdas; e (iii) pela redução da carga de um grande cliente de alta tensão (-175 GWh no sistema).

Perdas Totais



As perdas não técnicas em baixa tensão apresentaram reduções expressivas em ambas distribuidoras, sendo 1,55 p.p. na EDP Bandeirante e 2,98 p.p. na EDP Escelsa. Esta redução reflete o incremento das ações de combate às perdas no ano, cuja estratégia baseou-se na blindagem das maiores cargas através do monitoramento remoto e na recuperação de energia em unidades de alta complexidade social através da exteriorização de medição e programas de eficiência energética.



Em 2015, a EDP Bandeirante e a EDP Escelsa desembolsaram R$ 67,1 milhões (+9,3%) em programas de combate às perdas. Do total de recursos, R$ 37,9 milhões foram para investimentos operacionais (substituição de medidores, instalação de rede especial e telemedição) e R$ 29,2 milhões para despesas gerenciáveis (inspeções e retirada de ligações irregulares).

Programa de Combate às Perdas (R$ MM)	2015	2014
Investimentos Operacionais	37,9	35,9
Despesas Gerenciáveis	29,2	25,5
Total	**67,1**	**61,4**

No ano, nossas concessionárias realizaram aproximadamente 222,1 mil inspeções, 19,8 mil regularizações de ligações clandestinas e foram retiradas 86,5 mil ligações irregulares que resultaram na recuperação de receitas de cerca de R$ 25,8 milhões.

COMERCIALIZAÇÃO

A EDP Comercialização e Serviços de Energia S.A. é responsável pelas atividades de comercialização de energia e prestação de serviços para o mercado livre. A empresa encerrou 2015 com 197 clientes, aumento de 32,2% em comparação com o ano anterior.

Em 2015, a Comercializadora apresentou EBITDA de R$ 42,7 milhões, redução de 56,3% quando comparado a 2014.

A EDP Grid é responsável pelos serviços de energia de valor agregado, fundamentada em modelos de negócios inovadores, oferece serviços de eficiência energética, contemplando o diagnóstico completo das instalações dos clientes, implementação dos projetos e realização dos investimentos. Complementando as soluções integradas oferecidas pela EDP Comercializadora, a EDP Grid também apresenta serviços técnicos para alta e média tensão, incluindo sistema de transmissão, distribuição e manutenção. Em 2015, a EDP Grid apresentou EBITDA de R$ 14,5 milhões, aumento de 149,3% quando comparado a 2014.

EVOLUÇÃO DOS VOLUMES DE ENERGIA

	Volume (MWh)		Var. %	Clientes (unid.)		Var. %
	2015	2014	2015/2014	2015	2014	2015/2014
DISTRIBUIÇÃO						
Residencial	5.809.917	5.868.954	-1,0%	2.778.036	2.685.327	3,5%
Industrial	3.470.167	3.828.942	-9,4%	24.156	24.441	-1,2%
Comercial	3.771.473	3.733.049	1,0%	241.571	237.438	1,7%
Rural	921.841	812.920	13,4%	185.541	178.752	3,8%
Outros	1.707.546	1.658.420	3,0%	26.736	24.920	7,3%
Energia Vendida Clientes Finais	**15.680.945**	**15.902.285**	**-1,4%**	**3.256.040**	**3.150.878**	**3,3%**
Suprimento	663.710	622.577	6,6%	3	3	0,0%
Energia em trânsito (USD)	9.354.130	9.903.421	-5,5%	255	248	2,8%
Clientes livres	9.107.473	9.645.900	-5,6%	233	226	3,1%
Concessionárias	246.657	257.521	-4,2%	3	3	0,0%
Uso geração	0	0	-	19	19	0,0%
Consumo próprio	14.554	14.838	-1,9%	371	374	-0,8%
Total Energia Distribuída	**25.713.338**	**26.443.121**	**-2,8%**	**3.256.669**	**3.151.503**	**3,3%**

Notas:

Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público

USD = Uso do Sistema de Distribuição

Energia vendida a clientes finais: a redução de 1,4% do mercado cativo das distribuidoras é reflexo da desaceleração da economia e do aumento das tarifas de energia elétrica em cerca de 50% (considerando revisão tarifária extraordinária, aplicação das bandeiras tarifárias a partir de março de 2015 e os reajustes tarifários anuais da EDP Escelsa, em agosto, e da EDP Bandeirante, que passou por revisão tarifária periódica em outubro).

Energia em trânsito (USD): a redução de 5,5% do ano deve-se a desaceleração da produção industrial no estado de São Paulo e no estado do Espírito Santo. O resultado da EDP Escelsa foi impactado principalmente pela redução de consumo no setor de extrativismo mineral (-29,3%), que representa 60% do consumo desta classe e pela paralização da produção de um importante cliente influenciado pelo acidente na cidade de Mariana, no último trimestre do ano.

Na geração: o volume de energia vendida totalizou 11.581 GWh, 40,2% acima dos 8.260 GWh vendidos em 2014. Esse aumento é decorrente da contabilização do volume da UTE Pecém I a partir de maio de 2015, data em que ocorreu o closing da aquisição dos 50% remanescentes pertencentes à Eneva. Considerando o volume de energia vendida por disponibilidade da UTE Pecém I e da UHE Jari[12], o volume de energia vendida atingiu 13.503 GWh, 20,7% superior ao ano de 2014.

Na comercialização, o volume de energia comercializada totalizou 10.600 GWh, redução de 18,8% em relação ao ano anterior (13.052 GWh). A redução deve-se ao menor volume de contratos comercializados, somado ao cenário de menor volatilidade e, consequentemente, menor liquidez no período.

[12] Considera participação de 50%

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

Demonstrativo de Resultados (R$mil)	Consolidado 2015	2014	%
Receita operacional líquida	**9.790.614**	**8.604.673**	**13,8**
Receita com construção da infraestrutura	317.343	294.055	7,9
Gastos não gerenciáveis	**(6.710.129)**	**(6.062.073)**	**10,7**
Energia comprada para revenda	(6.013.579)	(5.598.839)	7,4
Moeda estrangeira - Itaipu	(1.053.798)	(498.069)	111,6
Moeda nacional	(5.014.325)	(6.136.360)	-18,3
Ressarcimento CDE / CCEE / CONER/ CCRBT	54.544	1.035.590	-94,7
Encargos de uso do sistema	(465.761)	(401.728)	15,9
Outros	(18.819)	(61.506)	-69,4
Custo da matéria prima consumida	(361.880)	-	n.d.
Ressarcimento por indisponibilidade	149.910	-	n.d.
Margem Bruta	**3.080.485**	**2.542.600**	**21,2**
Gastos gerenciáveis	**(1.807.003)**	**(1.670.753)**	**8,2**
Total do PMSO	(1.115.989)	(962.926)	15,9
Pessoal	(419.418)	(377.516)	11,1
Material	(37.406)	(29.915)	25,0
Serviços de terceiros	(425.266)	(410.260)	3,7
Provisões	(109.367)	(53.137)	105,8
Outros	(124.532)	(92.098)	35,2
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(68.215)	(70.547)	-3,3
Valor justo do ativo financeiro indenizável	152.477	(2.967)	n.d.
Custo com construção da infraestrutura	(317.343)	(294.055)	7,9
Ganho na alienação de investimento	953.643	408.416	133,5
EBITDA	**3.002.401**	**1.914.576**	**56,8**
Margem EBITDA	**30,7%**	**22,3%**	**8,4p.p.**
Depreciação e amortização	(457.933)	(340.258)	34,6
Resultado do serviço (EBIT)	**2.544.468**	**1.574.318**	**61,6**
Resultado das participações societárias	(113.774)	(71.449)	59,2
Resultado financeiro líquido	**(668.008)**	**(315.989)**	**111,4**
LAIR	**1.762.686**	**1.186.880**	**48,5**
IR e Contribuição social	(356.314)	(348.519)	2,2
Lucro líquido antes de minoritários	**1.406.372**	**838.361**	**67,8**
Participações de minoritários	(140.436)	(94.859)	48,0
Lucro líquido	**1.265.936**	**743.502**	**70,3**

• Receita Operacional Líquida

Em 2015, a receita operacional líquida atingiu R$ 10,1 bilhões, 13,6% superior em relação ao ano anterior. Excluindo a receita de construção, a receita operacional líquida totalizou R$ 9,8 bilhões, 13,8% superior ao ano anterior. Os principais fatores que contribuíram para a evolução da receita líquida foram:

- O aumento das tarifas médias da EDP Bandeirante (+58,8%) e da EDP Escelsa (+54,3%), apesar da redução de 1,4% no volume de energia vendida a clientes finais. O aumento das tarifas médias deve-se aos reajustes tarifários extraordinários, ao reajuste tarifário anual da EDP Escelsa e à revisão tarifária periódica da EDP Bandeirante;
- Aumento de fornecimento não faturado (+99,8%), decorrente da mudança no critério do cálculo da receita não faturada que passou a aplicar a tarifa vigente e não mais a tarifa média realizada, além do aumento das tarifas vigentes, conforme mencionado acima;
- Aumento de 47,5% dos Ativos Financeiros Setoriais contabilizados, reflexo do aumento do custo da energia comprada para revenda, em especial Itaipu, que sofreu o efeito conjunto da desvalorização cambial e do ajuste da tarifa (de US$ 26,05/KW para US$ 38,07/KW). O valor do Ativo Financeiro Setorial contabilizado difere do Ativo Financeiro Setorial efetivamente a receber/devolver para o consumidor, decorrente do despacho nº 245 de 28 de janeiro de 2016, quando a ANEEL determinou a recuperação via tarifa dos valores homologados mensalmente da CCRBT, sendo a contrapartida uma dedução de encargos setoriais com efeito nulo da CCRBT na Receita. Sendo assim, o Ativo Financeiro Setorial total líquido do recebimento da CCRBT é de R$ 133,3 milhões, sendo R$ 78,4 milhões contabilizados na receita operacional (EDP Bandeirante: + R$ 85,2 milhões e EDP Escelsa: - R$ 6,8 milhões) e +R$ 55,0 milhões no resultado financeiro (EDP Bandeirante: +R$ 34,2 milhões e EDP Escelsa: +R$ 20,8 milhões). O saldo do Ativo Financeiro Setorial efetivamente a receber do consumidor reduziu em relação ao ano passado decorrente da efetivação da Bandeira Tarifária a partir de 2015 e da Revisão Tarifária Periódica da EDP Bandeirante.
- Contabilização da receita da UTE Pecém I (R$ 795,7 milhões) que passou a ser consolidada a partir de maio de 2015, após a conclusão da aquisição;
- Redução de 18,8% no volume de vendas de energia no mercado livre e de 11,0% no preço médio de venda, devido ao cenário de menor volatilidade e liquidez no período.

• Gastos Operacionais

Os **gastos operacionais,** desconsiderando o custo de construção, depreciação e amortização, valor justo do ativo indenizável e os ganhos/perdas na desativação/alienação de bens, atingiram R$ 7,8 bilhões em 2015, 11,4% acima do ano anterior.

Os **gastos não gerenciáveis,** totalizaram R$ 6,7 bilhões, 10,7% acima do ano anterior resultante de:

- Na distribuição, resultante do aumento dos gastos com compras de energia de Itaipu impactado pela desvalorização cambial e pelo reajuste da tarifa, que representou variação de 46,1% em relação à tarifa de 2014, sem efeitos no resultado, uma vez que parte desse efeito é mitigado pela constituição de Ativo Financeiro Setorial;
- Contabilização dos gastos não gerenciáveis da UTE Pecém I (R$ 261,8 milhões) conforme consolidação a partir de maio de 2015;
- Em contrapartida, na Geração, houve menor impacto de GSF entre os períodos comparados, sendo o GSF médio de 2015 de 85,1% ao PLD Médio Submercado SE/CO de R$ 288,1/MWh, gerando um impacto total de R$ 388,7 milhões, comparado a R$ 491,7 milhões em 2014 (GSF médio de 90,6% e PLD Médio Submercado SE/CO de R$ 688,9/MWh). Adicionalmente, houve impacto positivo da repactuação do risco hidrológico de R$ 40,8 milhões.

Os **gastos gerenciáveis** totalizaram R$ 1,8 bilhão, 8,2% superior a 2014. Os gastos com PMSO totalizaram R$ 1,1 bilhão, 15,9% superior a 2014, resultante da consolidação da UTE Pecém I, que contribuiu com R$ 76,5 milhões. Excluindo os efeitos da UTE Pecém I, o aumento seria de 8,0%, abaixo da inflação acumulada (10,54% - IGP-M e 10,67% - IPCA).

A **depreciação e a amortização** totalizaram R$ 457,9 milhões em 2015, 34,6% superior ao ano anterior, decorrente da contabilização da UTE Pecém I que contribuiu negativamente com R$ 95,3 milhões.

• EBITDA e Margem EBITDA

O EBITDA (lucro antes de imposto de renda, resultados financeiros, depreciação e amortização) atingiu R$ 3,0 bilhões em 2015, 56,8% superior ao ano anterior. A margem EBITDA apresentou aumento de 8,4 p.p., alcançando 30,7%. Além dos efeitos já mencionados acima, o aumento do EBITDA deve-se principalmente à contabilização do ganho contábil de: (i) aquisição dos 50% remanescentes da UTE Pecém I, no montante de R$ 884,7 milhões; e (ii) da venda da participação na EDP Renováveis Brasil, no montante de R$ 68,9 milhões. É importante destacar que em 2014 houve a contabilização da alienação de 50% das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, com impacto no EBITDA de 2014 de R$ 408,4 milhões.

• Resultado Financeiro

O resultado financeiro ficou negativo em R$ 668,0 milhões, R$ 352,0 milhões superior ao ano anterior. A receita financeira totalizou R$ 478,5 milhões, 104,8% superior a 2014, resultante do aumento na rubrica de atualização monetária sobre Ativo Financeiro Setorial (Ativos e Passivos Regulatórios) 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$ 1,1 bilhão negativos, 108,4% acima do ano anterior, resultante do aumento dos encargos sobre a dívida em função da consolidação da UTE Pecém I e do aumento da despesa de Variação Monetária e Acréscimo Moratório da Energia comprada referente à contabilização da variação cambial pela compra de energia de Itaipu que é comercializada em Dólar.

• Lucro Líquido

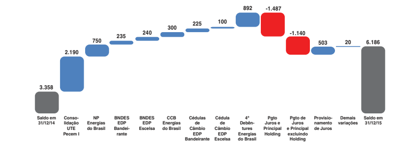
O lucro líquido totalizou R$ 1,3 bilhão em 2015, 70,3% acima do ano anterior. Além dos efeitos mencionados acima, o lucro líquido foi impactado pela redução na equivalência patrimonial devido ao resultado negativo da UHE Jari em 2015, pela consolidação da UTE Pecém I, a partir de maio de 2015, e ainda pelo aumento da participação de minoritários resultante dos melhores resultados de Enerpeixe e Lajeado, quando comparados a 2014.

Endividamento

A dívida bruta consolidada totalizou R$ 6,2 bilhões em dezembro de 2015, aumento de 84,2% em comparação a dezembro 2014 (R$ 3,4 bilhões), desconsiderada a dívida das UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel. O prazo médio da dívida em 31 de dezembro de 2015 ficou em 3,39 anos, frente a 2,47 anos em dezembro de 2014.

As variações do endividamento bruto e do prazo médio em 2015 ocorreram, principalmente, por: (i) consolidação da dívida da UTE Pecém I no montante de R$ 2.190,5 milhões; (ii) captação de CCB na Holding no valor de R$ 300,0 milhões; (iii) captações de cédulas de câmbio (Lei nº 4.131 do Banco Central do Brasil) nas distribuidoras no valor total de R$ 325,0 milhões; (iv) desembolsos do BNDES para as distribuidoras no valor total de R$ 474,6 milhões; (v) desembolso da 4ª emissão de Debêntures da Holding no montante de R$ 892,2 milhões; e (vi) amortizações de dívidas na Holding e nas empresas de geração e distribuição.

Evolução da Dívida (R$ milhões)



O custo médio da dívida do Grupo, em 31 de dezembro de 2015, era de 12,85% a.a., em comparação a 11,37% a.a. no final de 2014, levando-se em consideração os juros capitalizados das dívidas e encargos incorridos nos últimos 12 meses. A elevação do custo médio deve-se ao aumento da Selic média e da TJLP média em relação a 2014, além da contratação de novas dívidas indexadas ao CDI.

A dívida líquida consolidada atingiu R$ 5,0 bilhões em 2015, incremento de R$ 2,5 bilhões frente ao resultado do ano anterior. A relação dívida líquida/EBITDA encerrou o ano em 1,7 vezes, em comparação a 1,3 vezes em dezembro de 2014.

Detalhamento dos financiamentos desembolsados durante 2015

Holding

- Em 30 de março, a Companhia realizou sua primeira emissão de Notas Promissórias no valor de R$ 750,0 milhões, pelo prazo de 12 meses, ao custo de CDI + 1,60% a.a.. O pagamento de juros e principal estava previsto para 24 de março de 2016. Entretanto, em decorrência da 4ª Emissão de Debêntures, a Companhia realizou o pagamento antecipado das notas promissórias em 15 de outubro.
- Em 21 de maio, a Companhia realizou captação de R$ 300,0 milhões por meio de uma Cédula de Crédito Bancário ("CCB") junto ao Banco do Brasil, ao custo de 118,70% do CDI a.a.. O pagamento de juros será semestral e a amortização será em duas parcelas iguais anuais, sendo uma em maio de 2017 e a outra em maio de 2018. Os recursos foram destinados para o pagamento da aquisição da UTE Pecém I.
- Em 14 de outubro, a Companhia finalizou o desembolso da 4ª Emissão de Debêntures, no valor total de R$ 892,2 milhões, nas seguintes séries: 1ª série no valor de R$ 664,2 milhões com juros semestrais ao custo de CDI + 1,74%, e duas amortizações anuais: sendo a primeira em setembro de 2017 e a última em setembro de 2018; 2ª série no valor de R$ 179,9 milhões com juros semestrais ao custo de IPCA + 8,32%, e três amortizações anuais: sendo a primeira em setembro de 2019, e a última em setembro de 2021; 3ª série no valor de R$ 48,1 milhões com juros semestrais ao custo de IPCA + 8,26%, e três amortizações anuais, sendo a primeira em setembro de 2022 e a última em setembro de 2024.

Distribuição

- Ao longo de 2015, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES desembolsou R$ 234,6 milhões para a EDP Bandeirante e R$ 240,0 milhões para a EDP Escelsa, referente aos contratos de financiamento firmados em 29 de dezembro de 2014, nos valores de R$ 296,8 milhões para a EDP Bandeirante e R$ 270,9 milhões para a EDP Escelsa. Com esses valores, os desembolsos totalizam 79% do contrato da EDP Bandeirante e 89% da EDP Escelsa. Seguem abaixo os desembolsos realizados e os detalhes dos subcréditos:

Subcrédito	Índice	Amortização	Início	Vencimento
Subcrédito A	TJLP + 3,05% a.a.	Mensal	15/06/2016	15/05/2022
Subcrédito B	TR + 3,05% a.a. corrigido anualmente pelo IPCA	Anual	15/06/2017	15/05/2022
Subcrédito C	TJLP + 3,05% a.a.	Mensal	15/06/2016	15/05/2022
Subcrédito D	TR + 3,05% a.a. corrigido anualmente pelo IPCA	Anual	15/06/2017	15/05/2022
Subcrédito E	6%	Mensal	15/06/2016	15/12/2024
Subcrédito F	TJLP	Mensal	15/06/2016	15/05/2022

Empresa	Data Contratação	Subcrédito	Empresa	Valor (R$ em milhões)
1º Desembolso	27/03/2015	B	Bandeirante	R$ 89,6
			Escelsa	R$ 80,5
2º Desembolso	27/04/2015	A	Bandeirante	R$ 32,0
			Escelsa	R$ 23,5
		E	Bandeirante	R$ 76,0
			Escelsa	R$ 90,0
3º Desembolso	26/11/2015	A	Bandeirante	R$ 23,1
			Escelsa	R$ 38,3
		E	Bandeirante	R$ 13,9
			Escelsa	R$ 7,7

- Em 29 de maio, a EDP Bandeirante e a EDP Escelsa captaram R$ 150,0 milhões e R$ 100,0 milhões, respectivamente, por meio de emissões de Cédulas de Câmbio junto ao Citibank, ao custo de 85% do CDI + 1,19% a.a.. O pagamento de juros será trimestral e a amortização será em duas parcelas iguais anuais, sendo a primeira em maio de 2018 e a última em maio de 2019. Os recursos são destinados ao alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.
- Em 04 de setembro, a EDP Bandeirante captou US$ 20,3 milhões (R$ 75,0 milhões) por meio da emissão de Cédula de Câmbio junto ao Citibank. Para esse financiamento, foi realizada operação de derivativo ("swap") com propósito de hedge para mitigar os riscos cambial e da Libor ao custo de CDI + 1,20% a.a.. O pagamento de juros será trimestral e a amortização será em duas parcelas iguais anuais, sendo a primeira em setembro de 2018 e a última em setembro de 2019. Os recursos são destinados ao alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.

Geração[13]

- Em 02 de fevereiro, a UHE Cachoeira Caldeirão realizou a emissão de Debêntures de Infraestrutura através da 3ª emissão de Debêntures Simples, no valor de R$ 156,5 milhões ao custo de IPCA + 7,27% a.a.. Os pagamentos de juros e as amortizações serão realizados em 26 parcelas semestrais, a partir de 15 de dezembro de 2017, até a data de vencimento em 15 de junho de 2030. Os recursos foram utilizados para pagamento do valor residual da 1ª Emissão de Notas Promissórias e para o financiamento da construção do empreendimento.
- Em 15 e 16 de junho, o BNDES desembolsou o total de R$ 265,0 milhões para a construção da UHE São Manoel, referente ao contrato de financiamento firmado em 15 de maio de 2015. Em 14 de outubro de 2015, desembolsou os R$ 185,0 milhões remanescentes. Os recursos serão utilizados para a construção da UHE São Manoel, e terão incidência de juros que variam entre TJLP + 2,4% a.a. e SELIC + 1,7% a.a., conforme o subcrédito. O principal e os encargos do financiamento serão exigidos integralmente no vencimento em 15 de junho de 2016.
- Ao longo de 2015, a ECE Participações desembolsou R$ 24,7 milhões junto ao BNDES, sendo: (i) R$ 2,8 milhões do subcrédito D, no qual incidem juros de TJLP, e cujos pagamentos de encargos e principal são feitos mensalmente até o vencimento em 15 de maio de 2021; e (ii) R$ 21,9 milhões dos subcréditos A e C, nos quais incidem juros de TJLP + 1,86%, e cujos pagamentos de encargos e principal são feitos mensalmente até o vencimento em 15 de maio de 2031.

RATINGS DA EDP ENERGIAS DO BRASIL E DE SUAS DISTRIBUIDORAS

Devido ao contexto setorial desafiador do começo de 2015 e a piora da situação macroeconômica brasileira no segundo semestre de 2015, com exceção da Lajeado Energia, a EDP Energias do Brasil e suas subsidiárias tiveram seus ratings e/ou perspectivas revisados.

Pela Moody's, a EDP Energias do Brasil teve seu rating reduzido para "Ba2/Aa3.br" com perspectiva negativa. A EDP Bandeirante, a EDP Escelsa e a Energest tiveram seus ratings mantidos em "Baa3/Aa1.br" com alteração da perspectiva para "negativa". Em 10 de dezembro, a Moody's colocou os ratings de alguns emissores "Baa3" para "possível redução" em função de ação semelhante tomada sobre o rating soberano do Brasil.

Da mesma forma, em função da redução do rating soberano brasileiro, a S&P reduziu os ratings locais da EDP Bandeirante e da EDP Escelsa para "brAA". O rating global da EDP Escelsa foi mantido em "BB+". A perspectiva dos ratings para ambas companhias é "negativa".

[13] Refere-se aos valores de dívida dos projetos que não estão consolidados no Resultado

	Moody's		S&P	
	Nacional	Global	Nacional	Global
	2015	2015	2015	2015
EDP - Energias do Brasil	Aa2.br	Ba1	-	-
	Estável	Estável		
EDP Bandeirante	Aa1.br	Baa3	brAA+	-
	Estável	Estável	Negativo	
EDP Escelsa	Aa1.br	Baa3	brAA+	BB+
	Estável	Estável	Negativo	Negativo
Lajeado Energia	Aa2.br	Ba1	-	-
	Negativo	Negativo		
Energest	Aa1.br	Baa3	-	-
	Estável	Estável		

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	NR
Investment Grade																						

INVESTIMENTOS

Os investimentos da Companhia totalizaram R$ 420,4 milhões em 2015, aumento de 12,7%, considerando os investimentos na UTE Pecém I e desconsiderando os investimentos nas UHEs Santo Antonio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel.

Investimentos (R$ mil)	2015	Peso (%)	2014	Peso (%)	Δ Anual (%)
Distribuição	**319.677**	**76,0%**	**305.366**	**81,9%**	**4,7%**
EDP Bandeirante	163.316	38,8%	144.120	38,6%	13,3%
EDP Escelsa	156.361	37,2%	161.246	43,2%	-3,0%
Geração	**93.892**	**22,3%**	**52.652**	**14,1%**	**78,3%**
Enerpeixe	2.820	0,7%	2.991	0,8%	-5,7%
Energest	27.533	6,5%	41.526	11,1%	-33,7%
Lajeado/Investco	13.350	3,2%	8.135	2,2%	64,1%
Pecém (proporcional)[1]	50.189	11,9%	-	-	n.d.
Outros	**6.848**	**1,6%**	**14.979**	**4,0%**	**-54,3%**
Total	**420.417**	**100,0%**	**372.997**	**100,0%**	**12,7%**

[1] Considera a consolidação a partir de 15 de maio de 2015.

MERCADO DE CAPITAIS

Em 31 de dezembro de 2015, as ações da EDP Energias do Brasil estavam cotadas a R$ 12,04, encerrando o ano com valorização de 36,2%, desempenho superior ao Ibovespa (-13,3%) e ao IEE (-8,7%). O valor de mercado da Companhia em 31 de dezembro de 2015 era de R$ 5,7 bilhões.

Houve negociação das ações da Companhia em todos os pregões de 2015, totalizando 464,7 milhões de ações negociadas, com média diária de 1,9 milhões de ações e o volume financeiro totalizou R$ 5,1 bilhões, com média diária de R$ 20,8 milhões.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Em 31 de dezembro de 2015, o capital social da Companhia era representado na sua totalidade por 476.415.612 ações ordinárias nominativas. Do total de ações, encontrava-se em circulação 232.602.924 ações, em conformidade com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, e permaneciam em tesouraria 840.675 ações.

REMUNERAÇÃO DE ACIONISTAS

Em 13 de abril de 2016, o Conselho de Administração da Companhia levará para aprovação em Assembleia Geral Ordinária (AGO) o pagamento de proventos de R$ 302,8 milhões, correspondente a R$ 0,64 por ação.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Conselho de Administração, em 31 de dezembro de 2015, era composto por oito membros, incluindo um diretor executivo e quatro conselheiros independentes. Os conselheiros são eleitos na AGO para mandato de um ano, com possibilidade de reeleição. Em AGO, realizada no dia 10 de abril de 2015, foi aprovado para ocupar o cargo de Presidente do Conselho o Sr. António 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 fiscalizar 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, sendo eles: 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. O mandato atual dos cinco integrantes da Diretoria iniciou-se em 01 de janeiro de 2014.

Os currículos dos diretores podem ser encontrados no website de Relações com Investidores www.edp.com.br/ri.

SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

Pelo 10º 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 EDP elaborou planos de ação junto às diferentes áreas da Companhia, cuja implementação ocorreu ao longo de 2015. As iniciativas envolvem temas como gestão de resíduos, biodiversidade, certificações, gestão de fornecedores e relacionamento com a comunidade.

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, e está baseada em oito princípios de desenvolvimento sustentável e os cinco pilares da Inovação. Com esse foco, em 2015 as duas áreas desenvolveram em conjunto o Pipeline de Inovabilidade, uma ferramenta que tem entre seus objetivos identificar e apoiar os projetos de inovação e sustentabilidade na EDP. A iniciativa visa, ainda, estabelecer um fluxo estruturado para dar suporte às ações, mapear os projetos que possam ser enquadrados em políticas de fomento, orientar colaboradores em todas as etapas do processo de inovação e promover, efetivamente, uma cultura de Inovabilidade. Fechando o seu ciclo da gestão, a Companhia reforçou as suas práticas de transparência e a prestação de contas, nomeadamente publica o seu relatório de sustentabilidade 2015 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.

No ano de 2015, a EDP Energias do Brasil foi reconhecida entre as companhias líderes do Brasil pela qualidade e transparência das informações relacionadas com a gestão de mudanças climáticas pelo CDP (Carbon Disclosure Project), organização internacional sem fins lucrativos que incentiva as economias sustentáveis a transparência de informações ambientais nas companhias de capital aberto. Durante o ano, a Companhia também assumiu mundialmente 5 novos compromissos com o objetivo de executar os novos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável definido pelas Organização das Nações

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Unidas (ONU), tendo como foco propor novas soluções tecnológicas e regulatórias que promovam o desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono, em particular o crescimento mais acelerado das energias renováveis no mundo.
O Instituto EDP é o braço de responsabilidade social da Companhia, responsável pelo relacionamento da empresa com as partes interessadas nas 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.
Estratégia e Gestão
Desde 2005, a Companhia utiliza o Balanced Scorecard (BSC) como ferramenta de gestão para a implementação de sua estratégia, somado às metodologias kaizen e lean e os sistemas de certificações ISO 14001 e 9001 e OHSAS 18001. A estratégia da Companhia se desdobra em atuações apoiadas em três pilares: crescimento orientado, risco controlado e eficiência superior.
A Companhia tem como aspiração ser a melhor empresa de energia do Brasil, líder em inovação e sustentabilidade, a fim de gerar valor para os seus principais públicos de relacionamento. Para isso, se apoia em uma estratégia de longo prazo, baseada nas demandas de seus stakeholders da cadeia de valor, integrando programas e iniciativas de alcance às metas estabelecidas.
Relacionamento com os Clientes
A reputação da Companhia perante seus clientes é fruto, entre outros fatores, de investimentos na expansão e modernização do sistema elétrico com a finalidade de fornecer energia com mais qualidade e segurança.
Em 2015, os índices de satisfação do cliente ficaram acima de 78% nas duas distribuidoras de acordo com a Pesquisa de Qualidade Percebida da ABRADEE. Além disso as distribuidoras apresentaram reduções nos indicadores de qualidade (DEC e FEC), em relação ao limite estabelecido pela agência reguladora.
Na comercialização, os índices de satisfação do cliente atingiram níveis acima de 92%, de acordo com a pesquisa realizada por uma empresa independente. A área de pós-venda garante a interação com os clientes, em complemento à área comercial, permitindo um fluxo frequente de troca de informações para a gestão do negócio dos mesmos, e buscando oferecer produtos e serviços os mais adequados para suas demandas. Com a consolidação da EDP Grid, a comercialização amplicou sua atuação no mercado de eficiência energética, reforçado em 2015 através da aquisição da APS Soluções em Energia.
Gestão de Pessoas
A EDP Energias do Brasil encerrou 2015 com 3.104 colaboradores próprios.
A Companhia dispõe de um amplo programa de benefícios para seus colaboradores e dependentes, tais como: previdência complementar, assistência médica e odontológica, auxílio alimentação e refeição, seguro de vida, auxílio transporte, complementação auxílio doença e acidente, auxílio medicamento, auxílio creche e auxílio dependente especial.
A estratégia de remuneração é assegurada através da análise remuneratória do Grupo EDP em relação ao mercado. Como parte desta política há também a aplicação de mérito, realizada anualmente.
Em 2015, um dos destaques da Gestão de Pessoas foi a idealização do Programa de Apoio ao Empregado (PAE), que objetiva identificar e solucionar situações críticas que podem gerar um desequilíbrio emocional do colaborador ou de seus familiares. Esse projeto entrará em operação em 2016. Outra ação desenvolvida para melhoria da gestão foi a revisão do processo de avaliação de competências, que conta com uma nova ferramenta que facilita a integração da avaliação, recrutamento, carreira, remuneração, mobilidade interna, entre outros.
Outro projeto de grande relevância foi o Projeto Cultura EDP - Nossa Energia Para Cuidar Sempre Melhor. Iniciado no fim de 2014, esse projeto consiste na concepção de um propósito inspirador e de princípios que assegurem um bom ambiente de trabalho, estimulem a interação entre as pessoas, garantam a motivação dos colaboradores, valorizem o capital humano e gerem valor para os acionistas, clientes e outros stakeholders. O desenvolvimento do projeto foi dividido em quatro etapas: diagnóstico, definição, comunicação e internalização dos Princípios e do Propósito EDP, e todas as etapas contaram com a participação direta da alta direção da Companhia. A iniciativa contou com o envolvimento de 97% dos colaboradores em 2015.
Inovação, Pesquisa & Desenvolvimento
A Companhia acredita que a inovação é capaz de gerar vantagens competitivas a médio e longo prazo, por meio da procura de novas oportunidades de mercado e na melhoria dos processos, tornando-se essencial para o futuro e sustentabilidade da EDP Energias do Brasil. Na empresa é feito um extensivo trabalho na consolidação da cultura da Inovação com a Sustentabilidade, mas também no alargamento desse conceito integrado na organização a partir da disseminação dessa cultura. Assim a companhia realiza várias iniciativas para fomentar e disseminar a Inovação e Sustentabilidade:
iMentors – Este programa tem como objetivos essenciais a disseminação da cultura de Inovabilidade nas unidades de negócio da Companhia, geração de oportunidades de negócio e gestão que tenham como fundamento os princípios de desenvolvimento sustentável e os pilares de inovação da Companhia. No processo seletivo, 100 pessoas de diferentes localidades se inscreveram e 30 foram selecionadas. Os colaboradores passaram por treinamentos para aprender a aplicar metodologias e ferramentas de inovação, identificar variáveis de sustentabilidade e desenvolver propostas de valor que respondam aos principais desafios vivenciados pela Companhia;
Pipeline de Inovabilidade - a Companhia criou o Pipeline de Inovabilidade, uma ferramenta que tem, entre seus objetivos, identificar e apoiar os projetos de inovação e sustentabilidade na empresa. A iniciativa visa, ainda, estabelecer um fluxo estruturado para dar suporte às ações, mapear os projetos que tenham elevado índice de inovabilidade e que possam ser enquadrados em políticas de fomento, orientar colaboradores em todas as etapas do processo de inovação e promover, efetivamente, uma cultura de Inovabilidade. Em 2015, 29 projetos foram avaliados e pontuados pela ferramenta;
Prêmio EDP Inovação – Esta iniciativa foi criada para incentivar a inovação, a sustentabilidade e o empreendedorismo no Brasil, por meio do estímulo ao desenvolvimento de negócios para Cidades Inteligentes. Em 2015 foram premiadas as três melhores equipes de 2014 que desenvolveram um sistema de purificação de água sem ajuda de energia elétrica (1º Colocado), um sistema de gestão energética de edifícios (2º Colocado) e um sistema de comunicação para redes inteligentes (3º Colocado). O primeiro colocado recebeu R$25 mil e uma viagem ao vale do silício, o segundo colocado R$15 mil e o terceiro R$5 mil. Também em 2015 o prêmio alterou o seu formato para a sua sexta edição, ajudando agora as cinco melhores equipas na elaboração de um protótipo com cinco mil reais, para depois concorrerem a um prêmio final de cinquenta mil reais em 2016. Este ano contou com 154 inscritos e as cinco melhores equipes já foram escolhidas para a final deste prêmio em 2016.
A EDP Energias do Brasil também desenvolve iniciativas com foco em pesquisas e desenvolvimento para promover melhorias nos processos de geração e distribuição de energia. As iniciativas de pesquisa e desenvolvimento são promovidas conforme diretrizes do órgão regulador. Os recursos de investimentos em P&D estão previstos nos contratos de concessão, que prevê que distribuidoras de energia elétrica destinem 0,2% de sua receita operacional líquida para essas iniciativas e as geradoras 0,4%.
Nas distribuidoras foram investidos R$ 6,6 milhões em P&D, destacando o projeto do laboratório de Redes Elétricas Inteligentes (REIs) na Universidade de São Paulo (USP), que tem como objetivos simular funcionalidades de REIs para futura replicação em campo, estudar a realização de um roadmap tecnológico através de um centro de operações virtual e desenvolver funcionalidades através de uma plataforma de análise de interoperabilidade de sistemas de TI.
Na Geração, o investimento realizado foi de R$ 11,3 milhões em projetos de qualidade, meio ambiente e fontes alternativas de energia, como por exemplo, estudos sobre mini redes de fontes intermitentes para atendimento de áreas isoladas envolvendo o desenvolvimento de um sistema composto por painéis solares e o monitoramento do seu desempenho por meio de medição remota.

PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

Em 2015, a EDP Energias do Brasil destacou-se por receber as seguintes premiações: (i) **Troféu Transparência:** A EDP Bandeirante recebeu pela terceira vez e pelo segundo ano consecutivo, o Troféu Transparência na categoria "Empresas de Capital Aberto"; (ii) **Revista Exame Maiores e Melhores – 2014:** de acordo com a edição especial da revista Exame – Melhores e Maiores de 2014, a EDP Energias do Brasil passou da 66ª para a 53ª posição entre os 200 principais grupos corporativos privados que atuam no Brasil; (iii) **Selo Ouro GHG Protocol:** O inventário da EDP Energias do Brasil 2014 foi reconhecido com o Selo Ouro da GHG Protocol pelo sexto ano consecutivo; (iv) **As Melhores Companhias para os Acionistas 2015:** A EDP Energias do Brasil recebeu a maior nota em governança entre todas as empresas avaliadas, além de ter obtido a segunda colocação na categoria de companhias com valor de mercado entre R$ 5 bilhões e R$ 15 bilhões; (v) **Certificação de Qualidade das Distribuidoras:** ISO 9001, realizada pelo *Bureau Veritas Certification*, manteve a Certificação da coleta de dados e de apuração dos indicadores de continuidade coletivos e individuais da qualidade do fornecimento de energia elétrica de ambas as distribuidoras. Foram ainda obtidas as certificações para dois novos escopos, Call Center e Ouvidoria, totalizando assim 8 escopos certificados em cada distribuidora; (vi) **Índice de Sustentabilidade Empresarial 2016:** obteve pelo décimo ano consecutivo o reconhecimento às suas boas práticas de sustentabilidade; (vii) **Selo Empresa Pró-Ética:** um reconhecimento público atribuído pela Controladoria-Geral da União (CGU); (viii) **IT Mídia**: segundo estudo da revista IT Mídia, a EDP Energias do Brasil é uma das empresas mais inovadoras no uso de TI no Brasil, destacando-se pela aplicação para otimizar o controle de atividades e comunicação com Centro de Operações; (ix) **Climate Disclosure Leadership Index:** A EDP Energias do Brasil foi reconhecida entre as companhias líderes do Brasil pela qualidade e transparência das informações relacionadas à gestão de mudanças climáticas pelo CDP (Carbon Disclosure Project); (x) **Prêmio Abrasca 2015:** A Companhia foi reconhecida no quesito Governança Corporativa no Prêmio Abrasca, que avalia os melhores relatórios anuais; (xi) **Empresa amiga da criança**: As distribuidoras conseguiram pelo 11º ano consecutivo o reconhecimento da Fundação Abrinq como Empresa Amiga da Criança. Já a Energepiau recebeu a certificação pelo quinto ano seguido; (xii) **Prêmio Abradee 2015**: A EDP Energias do Brasil foi reconhecida na 17ª edição do Prêmio Abradee, por oferecer o melhor serviço no suporte ao cliente, por meio do atendimento em callcenter, atingindo o maior índice de Nível de Serviço (INS) da pesquisa; (xiii) **Instituto dos Auditores Internos do Brasil e Espanha:** A área de Auditoria Interna da EDP Brasil recebeu o Certificado de Qualidade emitido pelo Instituto dos Auditores Internos do Brasil e pelo Instituto dos Auditores Internos da Espanha, ambos membros do IIA (Institute of Internal Auditors); e (xiv) **Roland Berger:** Companhia foi eleita pela consultoria alemã Roland Berger como uma das 24 melhores empresas do setor de energia elétrica no mundo em termos de desempenho, levando em conta indicadores como crescimento da receita, retorno sobre o capital investido e valor de mercado.

AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia firmou contrato com a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (PwC), em abril de 2014, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis, bem como a revisão de informações contábeis intermediárias. A PwC iniciou a prestação de serviços em abril de 2014.
Em 2015, a PwC prestou serviços de procedimentos previamente acordados, destacando o Laudo de avaliação de Cisão da Energest, para atendimento ao Órgão Regulador e procedimentos de Oferta pública para a distribuição da 4ª emissão de debêntures simples da Companhia. Esses trabalhos foram concluídos dentro do exercício de 2015 e somaram o valor de R$ 512 mil. Estes serviços superam o valor do contrato de auditoria em 5%. A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo EDP, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à empresa de auditoria, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente. Estes princípios consistem, de acordo com princípios internacionalmente aceitos, em: (a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Conforme requerido pelo artigo 25 da instrução CVM nº 480/09, alterada pela CVM nº 552/14 declaramos que revisamos e concordamos com as demonstrações financeiras e também com os Relatórios dos Auditores Independentes emitidos sobre as respectivas Demonstrações Financeiras para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014. Estas foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e *International Financial Reporting Standards* ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB").

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora 31/12/2015	Controladora 31/12/2014 Reapresentado	Consolidado 31/12/2015	Consolidado 31/12/2014 Reapresentado
ATIVO					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	6	63.653	27.082	1.149.998	826.971
Títulos a receber	9	2.423	2.970	106	5.606
Contas a receber	7			2.173.335	1.354.605
Impostos e contribuições sociais	10	136.268	117.328	284.735	235.154
Empréstimos a receber	12	70.179	72	70.179	
Dividendos a receber	31	314.674	320.509	248	
Estoques	13			74.313	23.136
Cauções e depósitos vinculados	15	222	3.436	22.273	12.277
Prêmio de risco - GSF	14			2.750	
Ativos financeiros setoriais	8			664.410	383.378
Outros créditos	17	13.872	8.386	298.532	175.438
		601.291	**479.783**	**4.740.879**	**3.016.565**
Ativos não circulantes mantidos para venda	16	111.136	107.054	122.442	107.054
Total do Ativo Circulante		**712.427**	**586.837**	**4.863.321**	**3.123.619**
Não circulante					
Títulos a receber	9	22.586	22.040	3.407	5.037
Ativo financeiro indenizável	20			1.230.134	940.160
Contas a receber	7			72.365	284.759
Impostos e contribuições sociais	10			84.527	70.719
Tributos diferidos	11			620.814	347.770
Empréstimos a receber	12	301.063	273.152	16.149	200.149
Adiantamento para futuro aumento de capital	12	35.296	3.909	13.000	
Cauções e depósitos vinculados	15	10.649	9.841	179.581	232.210
Prêmio de risco - GSF	14			5.879	
Ativos financeiros setoriais	8			98.234	218.164
Outros créditos	17	17.531	18.655	40.298	29.931
		387.125	**327.597**	**2.364.388**	**2.328.899**
Investimentos	18	6.822.338	5.222.120	850.368	1.111.675
Propriedades para investimentos		5.000	5.000	12.745	13.453
Imobilizado	21	21.974	23.114	7.621.448	3.941.235
Intangível	22	6.947	3.915	2.700.070	2.652.918
		6.856.259	**5.254.149**	**11.184.631**	**7.719.281**
Total do Ativo Não circulante		**7.243.384**	**5.581.746**	**13.549.019**	**10.048.180**
TOTAL DO ATIVO		**7.955.811**	**6.168.583**	**18.412.340**	**13.171.799**

	Nota	Controladora 31/12/2015	Controladora 31/12/2014 Reapresentado	Consolidado 31/12/2015	Consolidado 31/12/2014 Reapresentado
PASSIVO					
Circulante					
Fornecedores	23	13.203	14.010	1.308.019	1.098.703
Impostos e contribuições sociais	10	40.990	40.816	452.742	304.173
Tributos diferidos	11			56.209	32.114
Dividendos	31	304.473	180.668	420.949	305.922
Debêntures	24	284.505	592.698	538.639	790.154
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	25	6.040		270.989	675.539
Benefícios pós-emprego	26	92	84	28.391	42.998
Encargos setoriais	27			288.244	86.695
Uso do bem público	28			27.206	25.835
Provisões	29	12.163	10.771	197.013	22.672
Outras contas a pagar	17	50.293	40.962	324.463	171.553
		711.759	**880.009**	**3.912.864**	**3.556.358**
Passivos não circulantes mantidos para venda	16			11.306	
Total do Passivo Circulante		**711.759**	**880.009**	**3.924.170**	**3.556.358**
Não circulante					
Fornecedores	23				3.065
Impostos e contribuições sociais	10	40.400	41.509	61.865	71.446
Tributos diferidos	11	186.961	69.151	377.111	254.992
Debêntures	24	881.453	249.839	1.864.603	1.447.364
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	25	294.695		3.512.260	445.408
Benefícios pós-emprego	26			439.581	336.574
Encargos setoriais	27			16.594	7.019
Uso do bem público	28			277.382	258.344
Provisões	29	28.174	35.061	386.365	195.573
Provisão para passivo a descoberto	18.3	25	1.323		912
Passivos financeiros setoriais	8			27.797	
Outras contas a pagar	17	690	678	36.165	27.941
Total do Passivo Não circulante		**1.432.398**	**397.561**	**6.999.723**	**3.048.638**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	30.1	3.182.716	3.182.716	3.182.716	3.182.716
Reservas de capital	30.3	139.717	141.327	139.717	141.327
Reservas de lucros	30.3	2.729.258	1.766.171	2.729.258	1.766.171
Outros resultados abrangentes	30.4	(233.423)	(192.587)	(233.423)	(192.587)
Ações em tesouraria		(6.614)	(6.614)	(6.614)	(6.614)
Total do Patrimônio líquido		**5.811.654**	**4.891.013**	**5.811.654**	**4.891.013**
Participações não controladores	30.5			1.676.793	1.675.790
Total do patrimônio líquido e participações dos acionistas não controladores		**5.811.654**	**4.891.013**	**7.488.447**	**6.566.803**
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**7.955.811**	**6.168.583**	**18.412.340**	**13.171.799**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Nota	Controladora 2015	Controladora 2014	Consolidado 2015	Consolidado 2014
Receitas	32	**3.828**	**7.840**	**10.107.957**	**8.898.728**
Custo da produção e do serviço de energia elétrica	33				
Custo do serviço de energia elétrica				(6.492.377)	(6.013.807)
Custo da produção da energia elétrica				(361.880)	
Custo de operação				(803.980)	(769.294)
Custo do serviço prestado a terceiros				(328.378)	(300.269)
		-	**-**	**(7.986.615)**	**(7.083.370)**
Lucro bruto		**3.828**	**7.840**	**2.121.342**	**1.815.358**
Despesas e Receitas operacionais					
Despesas com vendas	33			(75.194)	(27.438)
Despesas gerais e administrativas	33	(117.810)	(138.190)	(419.677)	(412.531)
Depreciações e amortizações	33	(8.960)	(7.460)	(81.631)	(65.553)
Ganho na aquisição/alienação de investimento	34	953.643	408.416	953.643	408.416
Outras despesas e receitas operacionais	33	1.076	(1.639)	45.985	(143.934)
		827.949	**261.127**	**423.126**	**(241.040)**
Resultado das participações societárias		714.665	601.786	(113.774)	(71.449)
Resultado antes do resultado financeiro e tributos		**1.546.442**	**870.753**	**2.430.694**	**1.502.869**
Resultado financeiro	35				
Receitas financeiras		84.308	68.134	478.477	258.769
Despesas financeiras		(244.208)	(122.200)	(1.146.485)	(574.758)
		(159.900)	**(54.066)**	**(668.008)**	**(315.989)**
Resultado antes dos tributos sobre o lucro		**1.386.542**	**816.687**	**1.762.686**	**1.186.880**
Imposto de renda e contribuição social correntes		(2.796)	(5.948)	(127.274)	(108.643)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(117.810)	(67.237)	(229.040)	(239.876)
	36	**(120.606)**	**(73.185)**	**(356.314)**	**(348.519)**
Resultado líquido do exercício		**1.265.936**	**743.502**	**1.406.372**	**838.361**
Atribuível aos acionistas controladores				1.265.936	743.502
Atribuível aos acionistas não controladores				140.436	94.859
Resultado por ação atribuível aos acionistas					
Resultado básico/diluído por ação (reais/ações)	37				
ON		2,66191	1,56338	2,66191	1,56338

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	Controladora 2015	Controladora 2014	Consolidado 2015	Consolidado 2014
Geração do valor adicionado	**969.342**	**418.839**	**17.549.599**	**12.550.024**
Receita operacional	3.997	7.840	16.086.950	11.513.432
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas líquidas			(74.514)	(28.274)
Receita relativa à construção de ativos próprios	5.432	6.855	99.770	311.823
Receita de Construção			317.343	294.055
Outras receitas	959.913	404.144	1.120.050	458.988
(-) Insumos adquiridos de terceiros	**(76.116)**	**(87.801)**	**(8.499.447)**	**(7.828.404)**
Custos da energia comprada			(6.637.340)	(6.150.314)
Encargos de uso da rede elétrica			(508.224)	(438.721)
Materiais	(1.137)	(2.190)	(59.152)	(128.663)
Matéria-prima e insumos para produção energia elétrica			(371.794)	
Serviços de terceiros	(51.672)	(70.458)	(506.548)	(578.175)
Custo com construção da infraestrutura			(317.343)	(294.055)
Outros custos operacionais	(23.307)	(15.153)	(99.046)	(238.476)
Valor adicionado bruto	**893.226**	**331.038**	**9.050.152**	**4.721.620**
Retenções				
Depreciações e amortizações	(8.960)	(7.460)	(468.556)	(349.333)
Valor adicionado líquido produzido	**884.266**	**323.578**	**8.581.596**	**4.372.287**
Valor adicionado recebido em transferência				
Receitas financeiras	86.393	68.134	537.817	279.763
Resultado da equivalência patrimonial	714.665	601.786	(113.774)	(71.449)
Valor adicionado total a distribuir	**1.685.324**	**993.498**	**9.005.639**	**4.580.601**
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal				
Remuneração direta	30.588	27.142	262.561	246.210
Benefícios	3.807	4.366	68.384	66.705
FGTS	2.854	2.727	32.714	22.150
Impostos, taxas e contribuições				
Federais	127.944	84.726	3.572.928	1.078.241
Estaduais	426	7.076	2.431.552	1.665.762
Municipais	691	974	8.384	7.385
Remuneração de capitais de terceiros				
Juros	244.208	116.171	1.200.215	636.303
Aluguéis	8.870	6.814	22.529	19.484
Remuneração de capital próprio				
Juros sobre capital próprio	14.592	133.300	14.592	133.300
Participações dos não controladores			130.172	91.079
Dividendos	288.257	63.277	288.257	44.715
Partes beneficiárias			10.264	3.780
	722.237	**446.573**	**8.042.552**	**4.015.114**
Lucros retidos	963.087	546.925	963.087	565.487
	1.685.324	**993.498**	**9.005.639**	**4.580.601**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	Controladora 2015	Controladora 2014	Consolidado 2015	Consolidado 2014
Resultado líquido do exercício	1.265.936	743.502	1.406.372	838.361
Outros Resultados Abrangentes				
Ativos financeiros disponíveis para venda		(4.093)		(4.093)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias	(40.836)	55.997	(40.756)	56.052
Imposto de renda e contribuição social diferidos		1.392		1.392
Resultado abrangente do exercício	**1.225.100**	**796.798**	**1.365.616**	**891.712**
Atribuível aos acionistas controladores			1.225.100	796.798
Atribuível aos acionistas não controladores			140.516	94.914

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	Controladora 2015	Controladora 2014 Reapresentado	Consolidado 2015	Consolidado 2014 Reapresentado
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	1.386.542	816.687	1.762.686	1.186.880
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais				
PIS e COFINS diferidos			11.256	51.468
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas líquidas			74.514	27.438
Valor justo do ativo financeiro indenizável			(152.477)	2.967
Títulos a receber - AVP			(1.084)	
Depreciações e amortizações	8.959	7.460	457.932	341.607
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados	(17)	(479)	24.112	14.118
Ganhos e perdas na alienação de bens e direitos			43.737	69.413
Juros e atualizações monetárias dos contratos de mútuos	(37.952)		(9.619)	8.586
Ativos e passivos financeiros setoriais			(54.959)	(629.800)
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre			10.170	7.538
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	190.517	91.869	715.220	401.512
Uso do bem público - atualização monetária e AVP			47.601	23.056
Provisão para plano de benefícios pós-emprego			45.245	52.745
Provisões (reversões) e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas	2.834	6.534	72.016	57.733
Provisões para licenças ambientais - atualização monetária e AVP			1.163	397
Ajuste a valor presente	(1.865)	(1.823)	(246)	2.542
Participações societárias	(714.665)	(601.786)	113.773	71.449
Ganhos com investimentos	(953.643)	(401.687)	(953.643)	(401.687)
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária			80.111	57.981
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária			(11.755)	(9.749)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária			1.131	(17.302)
Outros			(2.537)	(504)
	(119.290)	**(83.225)**	**2.274.347**	**1.318.388**
(Aumento) diminuição de ativos operacionais				
Contas a receber			(690.948)	(513.050)
Ativos financeiros setoriais			(78.346)	28.258
Impostos e contribuições sociais compensáveis	(18.940)	(34.259)	(21.028)	(64.467)
Estoques			14.154	(3.555)
Cauções e depósitos vinculados	2.406	(2.341)	156.030	13.243
Outros ativos operacionais	(4.362)	(4.747)	11.846	(57.739)
	(20.896)	**(41.347)**	**(608.292)**	**(597.310)**
Aumento (diminuição) de passivos operacionais				
Fornecedores	(807)	(126)	(89.529)	317.806
Outros tributos e contribuições sociais	28.898	24.566	125.792	14.356
Benefícios pós-emprego			(74.455)	(48.127)
Encargos setoriais			121.813	(51.996)
Provisões	(8.329)	(3.599)	(142.394)	(44.148)
Uso do bem público			(24.765)	(22.218)
Outros passivos operacionais	9.351	84	145.099	4.653
Caixa (aplicados nas) provenientes das atividades operacionais	**29.113**	**20.925**	**61.561**	**170.326**
Imposto de renda e contribuição social pagos	(111.073)	(103.647)	(159.727)	(189.859)
Caixa líquido (aplicados nas) provenientes das atividades operacionais	**(111.073)**	**(103.647)**	**1.567.889**	**701.545**
Fluxo de caixa das atividades de investimento				
Alienação (adição) de investimento	(124.000)	420.645	(137.996)	421.846
Dividendos recebidos	374.952	357.987		
Títulos recebidos	11.565	5.273	8.761	5.881
Adiantamento para futuro aumento de capital	(13.000)	(12.582)	(13.000)	(5.800)
Aumento de capital em subsidiárias	(283.462)	(190.688)	(239.166)	(189.688)
Adições ao Imobilizado e Intangível	(5.432)	(6.854)	(405.876)	(355.065)
Alienação de bens e direitos			2.278	3.211
Empréstimos a receber	(60.066)	(57.744)	(60.066)	(73.744)
Caixa e equivalentes de caixa incorporados			(3.896)	
Caixa líquido (aplicados nas) provenientes das atividades de investimento	**(99.440)**	**516.037**	**(848.961)**	**(193.359)**
Fluxo de caixa das atividades de financiamento				
Cauções e depósitos vinculados			(479)	(643)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(176.856)	(365.565)	(316.051)	(407.897)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	1.910.535	298.633	2.708.995	1.252.171
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos, derivativos e debêntures	(1.300.000)	(562.487)	(2.161.982)	(1.199.819)
Pagamentos de encargos de dívidas líquido de derivativos	(186.595)		(626.384)	(249.173)
Caixa líquido proveniente das (aplicados nas) atividades de financiamento	**247.084**	**(629.419)**	**(395.901)**	**(605.361)**
Aumento (Redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	**36.571**	**(217.029)**	**323.027**	**(97.175)**
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	63.653	27.082	1.149.998	826.971
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	27.082	244.111	826.971	924.146
	36.571	**(217.029)**	**323.027**	**(97.175)**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(Em milhares de reais)

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Ações em tesouraria	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total Controladora	Não controladores	Total Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2013	**3.182.716**	**142.932**	**1.500.066**	**(6.614)**	**(245.883)**	**-**	**4.573.217**	**1.679.956**	**6.253.173**
Ajuste de Avaliação Patrimonial		(1.605)					(1.605)	1.605	-
Dividendo adicional aprovado - AGO 29/04/2014			(250.775)				(250.775)		(250.775)
Dividendos destinados a não controladores								(100.685)	(100.685)
Distribuição de Reserva de Lucros - AGO de 29/04/2014			(30.045)				(30.045)		(30.045)
Lucro líquido do exercício						743.502	743.502	94.859	838.361
Destinação do lucro									
Constituição de reserva legal			37.175			(37.175)	-		-
Dividendos intermediários (JSCP)						(133.300)	(133.300)		(133.300)
Dividendos propostos						(63.277)	(63.277)		(63.277)
Lucros retidos a deliberar			509.750			(509.750)	-		-
Outros resultados abrangentes									
Ativos financeiros disponíveis para venda					(4.093)		(4.093)		(4.093)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias					55.997		55.997	55	56.052
Imposto de renda e contribuição social diferidos					1.392		1.392		1.392
Saldos em 31 de dezembro de 2014	**3.182.716**	**141.327**	**1.766.171**	**(6.614)**	**(192.587)**	**-**	**4.891.013**	**1.675.790**	**6.566.803**

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Ações em tesouraria	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total Controladora	Não controladores	Total Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2014	**3.182.716**	**141.327**	**1.766.171**	**(6.614)**	**(192.587)**	**-**	**4.891.013**	**1.675.790**	**6.566.803**
Ajuste de Avaliação Patrimonial		(1.610)					(1.610)	1.610	-
Dividendos destinados a não controladores								(141.123)	(141.123)
Lucro líquido do exercício						1.265.936	1.265.936	140.436	1.406.372
Destinação do lucro									
Constituição de reserva legal			63.297			(63.297)	-		-
Reserva de retenção de lucros			899.790			(899.790)	-		-
Dividendos intermediários (JSCP)						(14.592)	(14.592)		(14.592)
Dividendos propostos						(288.257)	(288.257)		(288.257)
Outros resultados abrangentes									
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias					(40.836)		(40.836)	80	(40.756)
Saldos em 31 de dezembro de 2015	**3.182.716**	**139.717**	**2.729.258**	**(6.614)**	**(233.423)**	**-**	**5.811.654**	**1.676.793**	**7.488.447**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1 Contexto operacional

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.

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

			% Participação			
			31/12/2015		31/12/2014	
Empresas	**Classificação**	**Consolidação**	**Direta**	**Indireta**	**Direta**	**Indireta**
Distribuição						
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			100,00
Santa Fé Energia S.A. (Santa Fé) (*)	Controlada	integral	100,00			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	
Terra Verde Bioenergia Participações S.A. (Terra Verde)	Controlada	integral			100,00	
Porto do Pecém Geração de Energia S.A. (Porto do Pecém) (**)	Controlada	integral	100,00		50,00	
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	
EDP Renováveis Brasil S.A. (EDP Renováveis) (***)	Coligada	por equivalência patrimonial			45,00	
Central Nacional de Energia Eólica S.A. (Cenaeel) (***)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis				45,00
Elebrás Projetos S.A. (Elebrás) (***)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis				45,00
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A. (Feijão I) (***)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis				45,00
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A. (Feijão II) (***)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis				45,00
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A. (Feijão III) (***)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis				45,00
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A. (Feijão IV) (***)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis				45,00
Central Eólica Aventura I S.A. (Aventura I) (***)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis				45,00
Central Eólica Jaú S.A. (Jaú) (***)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis				45,00
Comercialização						
EDP - Comercialização e Serviços de Energia Ltda. (EDP Comercializadora)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Outras						
Enercouto S.A. (Enercouto)	Controlada	integral	100,00		100,00	
EDP GRID Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A. (EDP GRID)	Controlada	integral	100,00		100,00	
APS Soluções em Energia S.A. (APS Soluções)	Controlada	integral		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 y materiais Mabe Ltda. (Mabe Chile)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial pela Mabe Construções		50,00		50,00

(*) Com a reestruturação societária da Energest, conforme Assembleia Geral Extraordinária de 17 de novembro de 2015, a EDP - Energias do Brasil passou a deter a participação direta nas controladas Costa Rica, Pantanal e Santa Fé (Nota 5.8).

(**) Em 15 de maio de 2015, a Companhia, comunicou que, foi concluída a aquisição dos 50,0% do capital total e votante de Porto do Pecém detido pela Eneva (Nota 5.6). A partir desta data a Companhia passou a deter 100% de participação.

(***) Em 27 de abril de 2015, a EDP Renováveis Brasil, em Assembleia Geral Extraordinária, aprovou aumento de capital dos atuais R$237.756 para R$370.275, sendo o aumento de R$132.519 totalmente subscrito pelo acionista EDP Renováveis. A Companhia renunciou seu direito de subscrição de ações em favor da EDP Renováveis gerando assim uma redução de participação acionária de 15,95%, passando a Companhia a deter 29,05% da participação acionária na EDP Renováveis Brasil. Em 19 de maio de 2015 foi concluído o acordo com a EDP Renováveis Brasil e a China Three Gorges Brasil Ltda., anteriormente denominada CWEI (Brasil) Participações Ltda. (CWEI Brasil), para a venda de 49% nos parques eólicos em operação e em desenvolvimento no Brasil envolvendo as coligadas CENAEEL, Elebrás, Baixa do Feijão I, II, III e IV, Aventura I e Jaú. Assim, a Companhia passou a deter participação indireta 14,84% em comparação ao 45% detidos anteriormente. Em 21 de dezembro de 2015 a Companhia conclui a venda da participação de 29,05% na EDP Renováveis Brasil para a EDP Renováveis, com a conclusão da transação a Companhia deixou de deter participação na EDP Renováveis e das coligadas mencionadas CENAEEL, Elebrás, Baixa do Feijão I, II, III e IV, Aventura I e Jaú (Nota 5.4).

2 Concessões, Autorizações e Registros

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

Em operação

							Concessão/Autorização/Registro			
Empresas	**Usina**	**Modalidade**	**Outorga**	**Estado**	**Capacidade Instalada (MWm) (*)**	**Energia assegurada (MWm) (*)**	**Início**	**Término**	**Prorrogação**	**Indenização**
Distribuição										
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)
Energest	PCH's Viçosa e São João	Produtor Independente	Autorização	ES	29,50	15,62	19/05/1999	19/05/2029	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
Energest	UHE Suiça/ PCH's Alegre, Fruteiras, Jucu e Rio Bonito	Produtor Independente	Concessão	ES/MG	72,03	37,02	14/07/1995	16/07/2025	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)
Pantanal	PCH Paraíso	Produtor Independente	Autorização	MS	21,60	12,59	23/12/1999	23/12/2029	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
Pantanal	UHE Assis Chateaubriand	Produtor Independente	Concessão	MS	29,50	20,90	04/12/1997	04/12/2027	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	(i)
Porto do Pecém	UTE Porto do Pecém I	Produtor Independente	Autorização	CE	720,27	645,30	01/07/2008	01/07/2043	-	-

(*) Não revisado pelos auditores independentes.

Em fase de construção

							Concessão/Autorização/Registro			
Empresas	**Usina**	**Modalidade**	**Outorga**	**Estado**	**Capacidade Instalada (MWm) (*)**	**Energia assegurada (MWm) (*)**	**Início**	**Término**	**Prorrogação**	**Indenização**
Geração										
Cachoeira Caldeirão	UHE Cachoeira Caldeirão	Produtor Independente	Concessão	AP	219,00	129,70	29/05/2013	29/05/2048	Sem previsão de prorrogação na legislação atual	(ii)
São Manoel	UHE São Manoel	Produtor Independente	Concessão	PA	700,00	421,70	10/04/2014	10/04/2049	Sem previsão de prorrogação na legislação atual	(ii)

(*) Não revisado 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 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.

3 Base de preparação

3.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras, individuais e consolidadas foram 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, 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 estão sendo evidenciadas e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão.

A Diretoria da Companhia autorizou a emissão das demonstrações financeiras em 02 de fevereiro de 2016.

3.2 Práticas contábeis

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

3.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor e determinados ativos e passivos financeiros 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 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 às demonstrações financeiras nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Provisão para créditos de liquidação duvidosa (Nota 7.7); Transações realizadas no âmbito da CCEE (Nota 7.4); Ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 8); Ativo Financeiro Indenizável (Nota 20); Fornecimento não faturado (Nota 7); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias (Nota 11); Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros (Nota 38.1.3); Provisões para contingências (Nota 29.1); Provisões necessárias para custos relacionados à licenças ambientais (Nota 29.2); Planos de benefícios pós-emprego (Nota 26); Análise de redução ao valor recuperável dos ativos (Nota 3.7); e Avaliação da vida útil do Imobilizado e do Intangível (Nota 21 e 22).

3.5 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

3.6 Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pelo CPC 36 (R3) - Demonstrações consolidadas aprovada pela Deliberação CVM nº 698/12, abrangendo a Companhia e suas controladas (conforme descrito na Nota 18).

As controladas diretas e indiretas são consolidadas desde a data de aquisição, que corresponde à data na qual a Companhia obteve o controle, e serão consolidadas até a data que cessar tal controle.

As principais práticas de consolidação adotadas foram as seguintes:

• Eliminação do investimento da Controladora nas suas controladas;

• Eliminação dos saldos das contas entre a Controladora e as suas controladas, bem como das contas mantidas entre estas controladas;

• Destaque aos acionistas não controladores nos balanços patrimoniais e nas demonstrações de resultados;

• A combinação de negócios referente a aquisição dos 50% das ações adicionais da Porto da Pecém, foi considerada desde 15 de maio de 2015. Por se tratar de combinação de negócios em estágios, reconhecemos todos os ativos recebidos e passivos assumidos, mensurando-os a valor justo. A Companhia reconheceu no resultado do exercício um ganho devido a apuração de compra vantajosa gerado na transação de aquisição;

• Consolidação de entidades com investimento inferior a 50%: a Companhia é controladora indireta da Investco, com 40,78% de participação, devido ao controle direto da Lajeado com 55,86% que, por sua vez, detém 73% do capital votante, assegurando o poder de controle das atividades da Investco, bem como, da sua consolidação integral nas demonstrações financeiras;

• Acordos de controle compartilhado: em 31 de dezembro de 2015, a Companhia detém 50% do direito a voto nos empreendimentos, Pecém TM, Pecém OM, Mabe, CEJA e Cachoeira Caldeirão e 33,334% em São Manoel. Em 31 de dezembro de 2014, além dos empreendimentos citados, a Companhia também detinha 50% do direito a voto no empreendimento Porto do Pecém, o qual passou a deter o controle a partir de 15 de maio de 2015 (Nota 5.6). A Companhia detém o controle conjunto nestes empreendimentos pois, conforme os acordos contratuais, é requerido consenso unânime entre todas as partes dos acordos para todas as atividades relevantes.

Os acordos conjuntos da Companhia estão estruturados na forma de sociedades anônimas de capital fechado e, segundo os acordos contratuais, confere a Companhia e outra parte dos acordos direitos aos ativos líquidos das sociedades anônimas de capital fechado. Por essa razão, esses acordos são classificados como empreendimentos controlados em conjunto (*joint venture*) e não são consolidados nas demonstrações financeiras.

3.7 Redução ao valor recuperável

Ativo financeiro

São avaliados quando há evidências de perdas não recuperáveis e ao final de cada exercício, exceto para a rubrica Contas a receber que são avaliados mensalmente (Nota 7). São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o reconhecimento inicial do ativo financeiro e que eventualmente tenha resultado em efeitos negativos no fluxo estimado de caixa futuro do investimento.

Ativo não financeiro

Se a Administração da Companhia e suas controladas identificarem que houve indicações de perdas não recuperáveis no valor contábil líquido dos imobilizados, intangíveis, investimentos ou propriedades para investimentos, ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável, a Companhia e suas controladas procedem o teste de recuperabilidade dos ativos.

Quando tais evidências são identificadas e o valor contábil líquido excede o valor recuperável é constituída provisão ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável.

Os ativos intangíveis com vida útil indefinida têm a recuperação do seu valor testada anualmente.

3.8 Adoção das Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) novas e revisadas

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

IFRS 9 - Instrumentos Financeiros (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2018)

A IFRS 9 foi emitida em novembro de 2009. Em outubro de 2010 foi revisada para incluir requerimentos de classificação e mensuração de passivos financeiros e para desreconhecimento. Outra revisão da IFRS 9 emitida em julho de 2014 incluiu principalmente: (i) requerimentos de *impairment* para ativos financeiros passando para o modelo de perdas esperadas e incorridas, em substituição ao modelo atual de perdas incorridas; (ii) novos critérios de classificação de ativos financeiros; e (iii) flexibilização das exigências para adoção da contabilidade de *hedge*. A Administração está avaliando o impacto total de sua adoção.

IFRS 15 - Receitas de Contratos com clientes (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2018)

Em maio de 2014 foi emitida a IFRS 15 que introduziu um modelo simplificado para o reconhecimento de receitas provenientes dos contratos com clientes. A norma enfatiza o reconhecimento da receita como transferência ou promessa de bens ou serviços a clientes que reflete sua consideração de qual montante espera ser capaz de trocar por aqueles bens ou serviços e quando ela deve ser reconhecida. A IFRS 15 substituirá o CPC 30 (R1) - Receitas (IAS18), o CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (IAS 11) e as interpretações relacionadas. A Administração está avaliando o impacto total de sua adoção.

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

Em 13 de janeiro de 2016 foi emitida a IFRS 16 que introduziu novas regras para as operações de arrendamento mercantil. Com essa nova norma, os arrendatários passam a reconhecer o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para praticamente todos os contratos de arrendamento mercantil, incluindo os operacionais. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas demonstrações financeiras dos arrendadores ficam substancialmente mantidos. O IFRS 16 substituirá o CPC 06 (R1) - Operações de Arrendamento Mercantil (IAS 17) e correspondentes interpretações. A Administração está avaliando o impacto total de sua adoção.

A Administração da Companhia e suas controladas acredita que as IFRS 9, 15 e 16 possam gerar efeitos nos montantes reportados nas demonstrações financeiras, no entanto, não é possível fornecer estimativa razoável desse efeito até que a Companhia efetue uma revisão detalhada desses impactos.

3.8.2 Normas e interpretações revisadas já emitidas pelo CPC, adotadas pela Companhia e suas controladas a partir de 1º de janeiro de 2015

A Companhia e suas controladas, a partir de 1º de janeiro de 2015, passaram a adotar novas normas e interpretações conforme Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 06/2014, emitidos pelo CPC. As seguintes normas revisadas não refletiram impactos nas demonstrações financeiras: (i) CPC 04 (R1) - Ativo Intangível (IAS 38); (ii) CPC 05 (R1) - Divulgação sobre Partes Relacionadas (IAS 24); (iii) CPC 10 (R1) - Pagamento Baseado em Ações (IFRS 2); (iv) CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios (IFRS 3); (v) CPC 22- Informações por Segmento (IFRS 8); (vi) CPC 25- Provisões, Passivos e Ativos Contingentes (IAS 37); (vii) CPC 26 (R1) - Apresentação das Demonstrações Contábeis (IAS 1); (viii) CPC 27- Ativo Imobilizado (IAS 16); (ix) CPC 28 - Propriedade para Investimento (IAS 40); (x) CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados (IAS 19); (xi) CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração: Novação de derivados e contabilidade de cobertura (IAS 39); e (xii) CPC 39 - Instrumentos Financeiros: Apresentação: Compensação de ativos e passivos financeiros (IAS 32).

4 Reapresentações dos exercícios anteriores

O Balanço Patrimonial e a Demonstração do Fluxo de Caixa, da Controladora e do consolidado, relativas à 31 de dezembro de 2014 estão sendo reapresentadas, para melhor apresentação dos saldos, conforme demonstrado abaixo:

(i) Partes relacionadas: A partir de 1 º de janeiro de 2015, passou a vigorar o novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, estabelecido por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 605/14. Algumas alterações foram introduzidas neste novo manual, dentre elas, a rubrica de Partes relacionadas foi extinta sendo seus valores reclassificados no Balanço Patrimonial e na Demonstração do Fluxo de Caixa;

(ii) Serviços prestados a terceiros: O montante a receber relativo à serviços prestados a terceiros anteriormente classificados na rubrica Outros créditos passou a ser apresentada na rubrica Contas a receber;

(iii) Estoques: Devido a materialidade do saldo em 2015, o montante anteriormente classificado na rubrica Outros créditos passou a ser apresentada em rubrica específica;

(iv) Rendas a receber: Devido a imaterialidade do saldo em 2015, o montante classificado na rubrica de Rendas a receber, passou a ser apresentada na rubrica de Outros créditos; e

No Balanço Patrimonial, pelo fato das reclassificações não acarretarem mudança no Ativo ou Passivo (Circulante e Não circulante) e, portanto, por não ter alteração na posição patrimonial e financeira da controladora e do consolidado, não está sendo apresentada a terceira coluna.

4.1 Balanço Patrimonial

	Controladora 31/12/2014			Consolidado 31/12/2014					
		(i) Partes relacionadas			(i) Partes relacionadas	(ii) Serviços prestados a terceiros	(iii) Estoques	(iv) Rendas a receber	
ATIVO	**Publicado**		**Reapresentado**	**Publicado**					**Reapresentado**
Circulante									
Contas a receber			-	1.352.161		2.444			1.354.605
Partes relacionadas	7.777	(7.777)	-	7.705	(7.705)				-
Empréstimos a receber		72	72						-
Estoques							23.136		23.136
Rendas a receber				4.974				(4.974)	-
Outros créditos	681	7.705	8.386	188.339	7.705	(2.444)	(23.136)	4.974	175.438
Total do Ativo Circulante	**586.837**	**-**	**586.837**	**3.123.619**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3.123.619**
Não circulante									
Partes relacionadas	277.632	(277.632)	-	203.667	(203.667)				
Empréstimos a receber		273.152	273.152		200.149				200.149
Outros créditos	14.175	4.480	18.655	26.413	3.518				29.931
Total do Ativo Não circulante	**5.581.746**	**-**	**5.581.746**	**10.048.180**	**-**	**-**	**-**	**-**	**10.048.180**
PASSIVO									
Circulante									
Partes relacionadas	25.436	(25.436)		25.436	(25.436)				-
Outras contas a pagar	15.526	25.436	40.962	146.117	25.436				171.553
Total do Passivo Circulante	**880.009**	**-**	**880.009**	**3.556.358**	**-**				**3.556.358**
Não Circulante									
Partes relacionadas	2	(2)							
Outras contas a pagar	676	2	678	27.941					27.941
Total do Passivo Não circulante	**397.561**	**-**	**397.561**	**3.048.638**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3.048.638**

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

4.2 Demonstração do Fluxo de Caixa

	Controladora 2014 Publicado	(i) Partes relacionadas	Reapresentado	Consolidado 2014 Publicado	(i) Partes relacionadas	(ii) Serviços prestados a terceiros	(iii) Estoques	Reapresentado
Fluxo de caixa das atividades operacionais	**(83.225)**		**(83.225)**	**1.318.388**				**1.318.388**
(Aumento) diminuição de ativos operacionais								-
Contas a receber			-	(510.417)		(2.633)		(513.050)
Estoques			-				(3.555)	(3.555)
Outros ativos operacionais	1.068	(5.815)	(4.747)	(58.112)	(5.815)	2.633	3.555	(57.739)
	(35.532)	**(5.815)**	**(41.347)**	**(591.495)**	**(5.815)**	**-**	**-**	**(597.310)**
Aumento (diminuição) de passivos operacionais								
Outros passivos operacionais	84		84	10.866	(6.213)			4.653
	20.925	**-**	**20.925**	**176.539**	**(6.213)**	**-**	**-**	**170.326**
Caixa aplicado nas (proveniente das) atividades operacionais	**(97.832)**	**(5.815)**	**(103.647)**	**903.432**	**(12.028)**			**891.404**
Caixa líquido aplicado nas (proveniente das) atividades operacionais	**(97.832)**	**(5.815)**	**(103.647)**	**713.573**	**(12.028)**	**-**	**-**	**701.545**
Fluxo de caixa das atividades de investimento								
Partes relacionadas			-	(16.000)	16.000			-
Empréstimos a receber		(57.744)	(57.744)		(73.744)			(73.744)
Caixa líquido proveniente das (aplicados nas) atividades de investimento	**573.781**	**(57.744)**	**516.037**	**(135.615)**	**(57.744)**	**-**	**-**	**(193.359)**
Fluxo de caixa das atividades de financiamento								
Partes relacionadas	(63.559)	63.559	-	4.911	(4.911)			-
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	298.633		298.633	1.177.488	74.683			1.252.171
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamento	**(692.978)**	**63.559**	**(629.419)**	**(675.133)**	**69.772**	**-**	**-**	**(605.361)**

5 Eventos significativos no exercício

5.1 Regulamentações do Setor de Energia - EDP Bandeirante e EDP Escelsa

5.1.1 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. Se o custo variável da térmica mais cara for menor que R$200/MWh, então a bandeira é verde. Se estiver entre R$200/MWh e R$388,48/MWh, a bandeira é amarela. E se for maior que R$388,48/MWh, a bandeira será vermelha.

A bandeira verde indica que o custo para geração de energia está no patamar normal, não sendo necessário nenhum acréscimo no valor das tarifas de energia. Já as bandeiras amarela e vermelha sinalizam que o custo da geração de energia está aumentado, sendo aplicado um adicional ao valor da tarifa de energia. Os acréscimos no exercício ocorreram desta forma: (i) para o período de 1º de janeiro de 2015 até 1º de março de 2015 os acréscimos foram: bandeira amarela R$1,50 por 100 kWh e para a bandeira vermelha de R$3,00 por 100 kWh; (ii) a partir de 2 de março de 2015, por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.859 de 27 de fevereiro de 2015, os valores das bandeiras foram alterados, sendo que: para a bandeira amarela foi de R$2,50 por 100 kWh e para a bandeira vermelha R$5,50 por 100 kWh; (iii) a partir de 1º de setembro de 2015, conforme determinado pela Resolução Homologatória ANEEL nº 1.945 de 28 agosto de 2015, ocorreu a aprovação da redução do valor da bandeira vermelha para R$4,50 por 100 kWh.

Em 4 de fevereiro de 2015 foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, por meio do Decreto nº 8.401. Os agentes de distribuição passaram a destinar os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias para essa Conta, gerida pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Esses recursos são alocados para a cobertura de custos não previstos nas tarifas das diversas distribuidoras do país. O valor homologado mensalmente pela ANEEL a repassar ou a ressarcir (Nota 27) é a diferença entre o montante cobrado dos clientes e os sobrecustos referentes a: (i) Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS; (ii) despacho térmico; (iii) risco hidrológico; (iv) cotas de Itaipu; (v) exposição ao mercado de curto prazo; e (vi) excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER. Os eventuais custos não cobertos pela receita são considerados no processo tarifário subsequente.

No exercício o valor faturado, líquido de impostos, a título de Bandeira tarifária na EDP Bandeirante e EDP Escelsa foi de R$725.128 (Notas 27 e 32).

5.1.2 Revisão Tarifária Extraordinária - RTE

Em 27 de fevereiro de 2015, por meio da Resolução Homologatória nº 1.859, a ANEEL acatou o pedido de RTE das distribuidoras de energia elétrica. A revisão das tarifas foi necessária face ao distanciamento entre os custos efetivos e a cobertura tarifária existente para os itens (i) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e os (ii) Custos com a Compra de Energia Elétrica, dentre os quais destaca-se:

i) Exposição Involuntária ao Mercado de Curto Prazo - MCP;
ii) Risco Hidrológico dos Contratos de Cota de Garantia Física - CCGF;
iii) Encargo de Serviço do Sistema por Segurança Energética;
iv) Reajuste da Tarifa de Itaipu;
v) 14º Leilão de Energia Existente; e
vi) 18º Leilão de Ajuste.

Para a EDP Bandeirante o índice de reposicionamento tarifário aprovado foi de 32,18%, subdividido em 24,89% atribuído aos itens econômicos e 7,29% aos componentes financeiros decorrentes do processo tarifário anterior. O aumento médio percebido pelos consumidores foi de 25,12% (34,99% para os atendidos em alta e média tensão e 17,83% para os atendidos em baixa tensão). A RTE vigorou de 2 de março de 2015 até 22 de outubro de 2015, data em que ocorreu a revisão tarifária.

Para a EDP Escelsa o índice de reposicionamento tarifário aprovado foi de 33,27%, subdividido em 26,34% atribuído aos itens econômicos e 6,93% aos componentes financeiros decorrentes do processo tarifário anterior. O aumento médio percebido pelos consumidores foi de 26,83% (31,43% para os atendidos em alta e média tensão e 23,62% para os atendidos em baixa tensão). A RTE vigorou de 2 de março de 2015 até 6 de agosto de 2015, data em que ocorreu o reajuste tarifário anual.

O valor faturado no exercício, líquido de impostos, a título de RTE na EDP Bandeirante e EDP Escelsa foi de R$631.582 (Nota 32).

A implantação do sistema de Bandeiras Tarifárias, associado à realização da RTE, permitiu que as distribuidoras conseguissem manter o fluxo de pagamento em dia, evitando uma provável inadimplência generalizada no setor elétrico.

5.1.3 Ressarcimento Conta-ACR

A ANEEL, por meio do Despacho nº 773 de 27 de março de 2015, homologou para as distribuidoras o montante de R$168.642, sendo R$165.932 de principal e R$2.710 de atualização monetária, referente a recursos da Conta-ACR, para cobrir as competências de Novembro e Dezembro de 2014, que excederam a cobertura tarifária relativa à: (i) à exposição contratual involuntária a pagar; (ii) ao despacho termoelétrico relativo aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade a receber; e (iii) ao risco hidrológico a receber. Este montante foi compensado no valor repassado à CCEE em 31 de março de 2015 e registrados a crédito da rubrica de Ativos e passivos setorias (Nota 8).

5.2 Porto do Pecém

5.2.1 ANEEL aprova pleito para recálculo do ressarcimento de energia

Em 10 de fevereiro de 2015 a ANEEL por meio do Despacho nº 302, proferiu decisão favorável ao pedido de reconsideração do cálculo de ressarcimento por indisponibilidade decorrente da energia não gerada pela Porto do Pecém. O cálculo considerava o Fator de Indisponibilidade - FID com base na capacidade instalada de 720 MW e, com a decisão, o FID foi recalculado a partir da potência de 700 MW, consignada nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR. O recálculo é retroativo desde a entrada em operação comercial da primeira unidade geradora (UG01) em dezembro de 2012 e da segunda unidade geradora (UG02) em maio de 2013 e gerou um impacto positivo de R$10.946 no resultado do exercício de Porto do Pecém, com efeito por meio da equivalência patrimonial na Companhia.

5.2.2 ANEEL aprova pleito para recálculo do consumo interno

Em 17 de março de 2015, foi publicado o Despacho nº 686, no qual a ANEEL proferiu decisão favorável a pedido de reconsideração do cálculo do consumo interno da Porto do Pecém. O período de cálculo tinha como base inicial setembro de 2012, mês que se iniciaram os testes UG01. Com a decisão, o recálculo retroativo expurgou os meses de teste da usina (setembro, outubro e novembro de 2012) e passou a considerar o período desde a entrada em operação comercial da UG01 em dezembro de 2012 e da UG02 em maio de 2013. O fator de perdas internas (consumo interno) de longo prazo para abatimento da garantia física passou de 3,60% para 2,74% (referência 2014) e de 4,82% para 4,21% (referência 2015), gerando um impacto positivo de R$27.807 no resultado do exercício de Porto do Pecém, com efeito por meio da equivalência patrimonial na Companhia.

5.2.3 Recálculo do ressarcimento por indisponibilidade - Despacho nº 3.878/2015

Em 1º de dezembro de 2015 a ANEEL publicou o Despacho nº 3.878 e estabeleceu que, para fins de cumprimento da ação judicial com consequente cálculo do ressarcimento devido às distribuidoras compradoras de CCEAR da Porto do Pecém, seja calculado conforme à proporção de suas indisponibilidades superiores às de referência (FID) aplicada diretamente na quantidade contratual. Neste caso o volume de energia a ser ressarcido à PLD descontado de CVU obedece a equação QL*(1- FID), onde QL é a quantidade de lotes vendida no leilão de energia. Os efeitos deste cálculo devem ser aplicados de forma retroativa desde dezembro de 2012, gerando um impacto positivo de R$147.169, com efeito de R$135.304 em gastos operacionais, na rubrica de Ressarcimento por indisponibilidade e R$11.865 reconhecido como atualização monetária no resultado financeiro.

5.3 Captações de recursos

Durante o exercício, a Companhia, suas controladas e controladas em conjunto, realizaram as seguintes captações de recursos:

Empresa	Fonte	Data da liberação	Vencimento	Valor	Custo da dívida	Finalidade
Consolidado						
EDP - Energias do Brasil	Notas promissórias	mar/2015	out/2015	750.000	CDI + 1,6% a.a.	Liquidação de debêntures e investimentos em projetos
EDP Bandeirante	BNDES FINEM	mar/2015, abr/2015 e nov/2015	dez/2024	234.569	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	mar/2015, abr/2015 e nov/2015	dez/2024	240.024	IPCA + TR + 3,05% a.a./ TJLP + 3,05% a.a. e Pré 6% a.a.	Financiamento de obras de infraestrutura da concessão
EDP - Energias do Brasil	Cédula de Crédito Bancário	mai/2015	mai/2018	300.000	118,7% do CDI	Destinada a investimento em projetos da Companhia
EDP Bandeirante	Cédula de Câmbio	mai/2015	mai/2019	150.000	85% do CDI + 1,19% a.a.	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro
EDP Escelsa	Cédula de Câmbio	mai/2015	mai/2019	100.000	85% do CDI + 1,19% a.a.	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro
EDP Bandeirante	Cédula de Câmbio	set/2015	set/2019	75.000	Contratação de *swap* com custo efetivo de CDI + 1,20% a.a.	Os recursos são destinados ao alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.
EDP - Energias do Brasil	Debêntures - Série 1	out/2015	set/2017	664.252	CDI + 1,74% a.a.	Destinada ao resgate antecipado da 1ª emissão de Notas Promissórias da Companhia.
EDP - Energias do Brasil	Debêntures - Série 2	out/2015	set/2021	179.887	IPCA + 8,3201% a.a.	Destinada a investimentos em projetos da Companhia
EDP - Energias do Brasil	Debêntures - Série 3	out/2015	set/2024	48.066	IPCA + 8,2608% a.a.	Destinada a investimentos em projetos da Companhia
				2.741.798		
Controladas em conjunto (não consolidada nestas demonstrações financeiras)						
São Manoel	BNDES	jun/2015 e out/2015	jun/2016	450.000	TJLP + 2,4% a.a. e Selic + 1,7% a.a.	Investimento para a construção da UHE São Manoel
ECE Participações	BNDES	abr/2015, set/2015 e nov/2015	mai/2031	24.677	TJLP + 1,86% a.a.	Implementação do projeto de construção da UHE Jari
Cachoeira Caldeirão	Debêntures	fev/2015	jun/2030	156.500	IPCA + 7,2743% a.a.	Pagamento de Notas Promissórias e o financiamento da construção da UHE
				631.177		
Total				**3.372.975**		

5.3.1 4ª Emissão de Debêntures Simples - EDP - Energias do Brasil

Em 5 de agosto de 2015 a Companhia comunicou ao mercado que submeteu à Assossiação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - AMBIMA, o pedido de análise prévia para o registro de oferta pública de distribuição da 4ª emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em até 4 séries a ser realizada em conformidade da Instrução CVM nº 400/76.

A Companhia estruturou a distribuição ao longo do 3º trimestre de 2015, sendo: R$750.000 correspondentes à oferta base, R$112.500 correspondente à colocação integral das Debêntures Suplementares e R$29.705 correspondente à colocação parcial das Debêntures Adicionais, cujos recursos totalizaram o valor de R$892.205.

5.4 Assinatura do acordo de compra e venda das ações da EDP Renováveis Brasil

Em 21 de dezembro de 2015 a Companhia, por meio de Comunicado ao Mercado, informou que, nesta data, após o Comunicado ao Mercado divulgado em 27 de abril de 2015, foi concluída a venda dos 45% da sua participação do capital total e votante da EDP Renováveis Brasil S.A para a EDP Renováveis S.A (EDPR).

O valor da transação foi de R$190.000, sendo R$88.000 recebidos em 30 de junho de 2015 a título de antecipação, R$88.000 recebidos em 21 de dezembro de 2015, na conclusão da transação e adicionalmente, a Companhia poderá receber até R$14.000 adicionais, ao longo dos próximos 7 anos, por conta de condições contratuais. Foi registrado um impacto positivo no resultado do exercício, na rubrica de Ganho na aquisição/alienação de investimento no valor de R$68.946.

Com a conclusão da transação, a Companhia deixa de deter participação na EDP Renováveis Brasil, reduzindo 38 MW de capacidade instalada do seu portfólio de geração, consolidando seu posicionamento estratégico como um operador hidrotérmico.

5.5 Alterações na metodologia aplicável ao processo de Revisão Tarifária

Em 28 de abril de 2015, a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Normativa nº 660, alterações na metodologia aplicável aos processos de Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras de energia elétrica, válidas para os processos realizados a partir de 06 de maio de 2015 e envolveram mudanças nos seguintes temas:

i) Procedimentos gerais
- Extinção do conceito de ciclo tarifário passando a ser utilizadas as metodologias e parâmetros vigentes por ocasião do processamento da revisão tarifária.
- Atualização dos parâmetros ocorrerá em períodos de 2 a 4 anos, enquanto que as metodologias em períodos de 4 a 8 anos.

ii) Remuneração dos investimentos
- A taxa de remuneração do capital investido (WACC) passou de 7,5% a.a., para 8,09% a.a. (líquido de impostos). Os pontos de aprimoramento na atualização foram: (i) uniformização das séries, (ii) utilização do risco de crédito médio das empresas no capital de terceiros, (iii) recálculo do custo de capital a cada 3 anos, com revisão da metodologia a cada 6 anos.
- Inclusão de remuneração para o risco associado à operação de investimentos realizados com recursos de terceiros, ou seja, as "Obrigações especiais";

iii) Custos operacionais
- Para definição dos Custos Operacionais eficientes, foram considerados os "índices de qualidade" e "perdas".

iv) Fator X
- A fórmula de cálculo do Fator X passa a considerar índice que avalia a qualidade comercial.

v) Perdas não técnicas
- Atualização de dados estatísticos das séries de atividades subnormais; e
- Redução na velocidade de redução para fins de trajetória para atingimento da meta de perda regulatória.

vi) Receitas irrecuperáveis
- O nível de Receitas Irrecuperáveis (%) passa a ser calculado com base no histórico de 60 meses de inadimplência da concessionária.

vii) Outras receitas
- O percentual de compartilhamento de Outras Receitas foi alterado para 30% nos serviços de: (i) eficientização do consumo de energia elétrica; (ii) instalação de cogeração qualificada e (iii) serviços de comunicação de dados. Para os demais serviços foi definido em 60%.

A revisão tarifária da EDP Bandeirante ocorrida em 23 de outubro de 2015 já incorporou estas alterações. Na EDP Escelsa estas alterações serão incorporadas a partir da próxima revisão tarifária que ocorrerá em agosto de 2016.

5.6 Conclusão da aquisição das ações remanescentes da Porto do Pecém

Em 15 de maio de 2015, a Companhia, por meio de Fato Relevante, comunicou que, foi concluída a aquisição dos 50,0% do capital total e votante de Porto do Pecém detido pela Eneva, uma vez tendo sido atendidas todas as condições precedentes desta transação.

Nesta mesma data, a Companhia realizou o pagamento no valor de R$300.000 pela referida transação, passando a deter 100% do capital total e votante de Porto do Pecém, além do controle de suas operações. Conforme CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas a Companhia, a partir de 15 de maio de 2015, passou a consolidar as informações financeiras da Porto do Pecém em suas demonstrações financeiras consolidadas (Nota 18.1).

5.7 Aquisição da APS Soluções em Energia

Em 07 de dezembro de 2015 a Companhia, por meio do Comunicado ao Mercado, informou que após o Comunicado ao Mercado divulgado em 29 de junho de 2015, foi concluída a compra de 100% das ações da APS Soluções em Energia S.A., por meio de sua subsidiária EDP Grid Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A.

A EDP GRID é a controlada da Companhia que atua na prestação de serviços em obras de infraestrutura, projetos de eficiência energética, geração fotovoltaica distribuída e disseminação do conceito das redes elétricas inteligentes.

O preço de aquisição foi de R$40.156, atualizados monetariamente, sendo que R$13.996 foram pagos em 07 de dezembro de 2015 e R$26.160 serão pagos ao longo de cinco anos, desde que cumpridas as cláusulas estabelecidas no contrato de compra e venda. O efeito consolidado da controlada EDP GRID devido a aquisição da APS Soluções, gerou um *Goodwill* no valor R$38.815 (Nota 22.7).

A conclusão da transação consolida a estratégia da EDP - Energias do Brasil de investir no segmento de serviços de energia de valor agregado, afirmando-se como uma referência de mercado e complementando as suas operações nas áreas de geração, distribuição e comercialização de energia.

5.8 Reestruturação societária - Energest

A Companhia está reorganizando a estrutura societária da sua controlada Energest e de suas subsidiárias, permitindo uma maior eficiência operacional, eliminando *holdings* intermediárias e segregando ativos outorgados na modalidade de serviço público daqueles na modalidade de produtor independente.

A reestruturação societária está dividida em 2 partes:

(i) Transferência de controle acionário: Em 26 de junho de 2015, a controlada Energest, em Assembleia Geral Extraordinária - AGE, aprovou a redução de seu capital social no valor mínimo de R$190.507 e máximo de R$200.177, sem cancelamento de ações, mediante entrega à Companhia, a totalidade das participações societárias detidas na Pantanal, Santa Fé e Costa Rica, a valor contábil, sem gerar ganhos ou perdas entre as partes envolvidas, sendo: (i) 23.390.368 quotas de emissão da Pantanal, com valor nominal de R$1,00 cada; (ii) 86.370.999 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, de emissão da Santa Fé; e (iii) 7.302.274 quotas de emissão da Costa Rica, com valor nominal de R$1,00 cada.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada no dia 17 de novembro de 2015, a Companhia após obter a anuência do Banco do Brasil conforme carta datada de 17 de agosto de 2015, da ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 5.510/2015 e do BNDES conforme carta nº 236/2015 de 16 de novembro aprovou a redução de capital no valor de R$200.177, em conformidade com a AGE da Energest realizada no dia 26 de junho de 2015.

(ii) Cisão da Energest: Em 9 julho de 2015, a Companhia protocolou na ANEEL o pedido de anuência da cisão da Energest, passando parcela de seus ativos correspondentes às outorgas na modalidade de produção independente para a EDP Pequenas Centrais Hidrelétricas S.A., permanecendo apenas os ativos da UHE Mascarenhas na modalidade de serviço público.

Em 24 de dezembro de 2015 a ANEEL publicou o Despacho nº 4.105/2015 anuindo o Laudo de Cisão parcial para a EDP Pequenas Centrais Hidrelétricas S.A.. Adicionalmente, em 31 de dezembro de 2015, a Companhia também aguardava a anuência do BNDES para a respectiva operação, prevista para ocorrer no 1º trimestre de 2016 (Nota 43.2).

5.9 Venda de participação acionária - Pantanal

Em 15 de julho de 2015 a Companhia comunicou ao mercado que, assinou um contrato de compra e venda de quotas com a Cachoeira Escura Energética S.A. para vender 51,1MW de capacidade instalada referente a 100% do capital votante da Pantanal.

A Pantanal possui duas centrais hidrelétricas a UHE Assis Chateubriand (Mimoso) e a PCH Paraiso I, com capacidade instalada de 29,5MW e 21,6MW, respectivamente. Ambas estão localizadas no estado do Mato Grosso do Sul.

O valor da transação é de R$390.000, sendo sua conclusão sujeita à aprovação de medidas de natureza societária e contratual necessárias, prevista para ocorrer até o primeiro trimestre de 2016. Para mais informações vide nota 43.4.

5.10 Reajuste Tarifário 2015 - EDP Escelsa

A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.928 de 4 de agosto de 2015, homologou o resultado do reajuste tarifário anual da EDP Escelsa aplicado a partir de 7 de agosto de 2015.

O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 2,04%, sendo 1,68% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 2,29% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

A Parcela B foi reajustada em 4,20%, resultando em R$768.378. O IGP-M apurado para o período tarifário foi de 6,87% e o Fator X de 2,67%. O Fator X é composto das parcelas "Pd" (ganhos de produtividade) de 0,99%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) de 1,68% e "Q" (incentivo à qualidade) de 0%.

5.11 4ª Revisão Tarifária Periódica - EDP Bandeirante

A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.973 de 20 de outubro de 2015, homologou o resultado da 4ª Revisão Tarifária Periódica da EDP Bandeirante, aplicada a partir de 23 de outubro de 2015.

O efeito médio percebido pelos consumidores cativos foi de 16,14%, sendo 17,09% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 15,37% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

No processo de Revisão Tarifária Periódica, que se dá a cada quatro anos na EDP Bandeirante, 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.

O Fator X é calculado em função dos componentes "Pd" (ganhos de produtividade) e "T" (trajetória para adequação de custos operacionais), que irão perdurar por todo o ciclo, além do componente "Q" (incentivo à qualidade), recalculado a cada processo tarifário. Os valores foram homologados em: "Pd": 1,14%; "T": -0,23%; "Q": -0,33%.

Na composição da revisão tarifária de 2015 destacam-se os componentes: Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória, derivados da Base de Remuneração Regulatória homologada. A Base de Remuneração Bruta foi de R$3,316 bilhões e a Base de Remuneração Líquida de R$1,667 bilhões.

O ajuste financeiro reconhecido pela ANEEL neste processo foi de R$572,2 milhões, referente à diferença entre os custos homologados e os efetivamente incorridos pela EDP Bandeirante no período tarifário.

Cabe ressaltar que a ANEEL acatou parcialmente o Recurso Administrativo interposto pela EDP Bandeirante frente ao resultado do Reajuste Tarifário Ordinário de 2014, adicionando R$274 ao componente financeiro deste processo tarifário.

5.12 Lei nº 13.203/2015 - Repactuação de Risco Hidrológico

Conforme Medida Provisória - MP nº 688, publicada em 18 de agosto de 2015, convertida na Lei nº 13.203 de 8 de dezembro de 2015, o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica, com o pagamento de prêmio de risco pelos geradores hidrelétricos.

O detalhamento para repactuação do risco hidrológico foi realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015.

A lei trata da repactuação de modo distinto para o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e para o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

Para o ACR, haverá o repasse das perdas com o *Generation Scaling Factor* - GSF integralmente à Conta de Bandeira Tarifária, mediante pagamento de um Prêmio de Risco. A parcela de perda com GSF de 2015 será recompensada aos geradores por meio da isenção do pagamento do prêmio de risco a partir de janeiro de 2016 até a completa compensação das perdas de 2015. Para esse período de transição, o Prêmio de Risco varia de R$0,75 a R$12,75 por MWh, a depender do percentual de risco que o gerador pretende repactuar: de 89% a 100%.

Para o ACL, de forma similar, o Prêmio de Risco varia de R$10,50 a R$23,10 por MWh, a depender da quantidade da Energia de Reserva adquirida do sistema. O ressarcimento das perdas com o GSF de 2015 é realizada exclusivamente mediante extensão do contrato de Concessão do agente de geração que aderir ao acordo no ACL. A repactuação no ACL não isenta o gerador do custo do GSF.

Para a adesão ao Acordo, deverá haver a desistência das ações judiciais relacionadas às perdas com o GSF.

5.12.1 Adesão à proposta de repactuação de Risco Hidrológico

Em 18 de dezembro de 2015 as controladas Lajeado, Investco, Pantanal e a controlada em conjunto ECE Participações protocolaram junto à ANEEL o pedido de anuência de repactuação do Risco Hidrológico e também a petição de desistência das ações judiciais atrelada as usinas 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, foram contratados pareceres independentes nas vertentes energética, econômica e jurídica, envolvendo os aspectos tributários e de fluxo de caixa.

Após análises, optaram pela repactuação do risco hidrológico no ACR, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015 (Nota 14), e pela não adesão à proposta de repactuação do risco hidrológico no ACL, as seguintes companhias:

Empresa	Produto de adesão	% de proteção de exposição ao GSF	Despacho ANEEL	Data de assinatura
Lajeado	SP 92	92%	4.130/15	23/12/2015
Investco	SP 92	92%	4.133/15	23/12/2015
Pantanal (*)	SP 95	95%	4.141/15	24/12/2015
ECE Participações (**)	SP 92	92%	4.140/15	24/12/2015

(*) Empreendimento classificado como Ativos não circulantes mantidos para venda.
(**) Empreendimento controlado em conjunto.

6 Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora 31/12/2015	Controladora 31/12/2014	Consolidado 31/12/2015	Consolidado 31/12/2014
Bancos conta movimento	28.857	11.862	529.841	478.941
Aplicações financeiras - renda fixa	34.796	15.220	620.157	348.030
Total	**63.653**	**27.082**	**1.149.998**	**826.971**

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

Os investimentos financeiros da Controladora referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDB, remunerados à taxa de 90,00% e 101,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI. A taxa média de aplicação do Grupo EDP - Energias do Brasil, que referem-se a CDBs e operações compromissadas lastreadas em Debêntures, variam entre 90,00% e 105,00% do CDI.

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

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

A exposição do Grupo EDP - Energias do Brasil a riscos de taxas de juros e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 38.

7 Contas a Receber

Consolidado

	Nota	Valores correntes - Corrente a vencer: Até 60 dias	Mais de 60 dias	Corrente vencida: Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	PCLD	Valores renegociados - Renegociada a vencer: Até 60 dias	Mais de 60 dias	Renegociada vencida: Até 60 dias	Mais de 60 dias	PCLD	Saldo líquido em 31/12/2015	Saldo líquido em 31/12/2014
Circulante															
Consumidores															
Fornecimento faturado															
Residencial		214.630		190.676	25.739	3.004	10.873	(39.616)	10.249	20.679	6.578	45.817	(52.692)	435.937	275.470
Industrial		67.893		40.996	3.729	6.510	14.869	(18.280)	5.055	5.485	1.180	18.055	(16.036)	129.456	76.571
Comércio, Serviços e Outras Atividades		119.538		55.032	6.763	4.112	7.896	(12.506)	7.885	7.229	2.388	12.760	(18.416)	192.681	130.941
Rural		27.108		18.165	4.757	582	428	(516)	1.899	4.200	1.886	3.073	(4.047)	57.535	37.320
Poder Público															
Federal		12.055		4.246	81	6	38	(36)	10	3	2	30	(30)	16.405	7.922
Estadual		10.656		508	63	133	327	(325)	81	7				11.450	7.702
Municipal		21.345		8.318	1.012	127	101	(87)	4.081	13.377	1.566	773	(423)	50.190	35.697
Iluminação Pública		32.849		11.271	114		5	(5)	2.640	2.387	7	155	(2.267)	47.156	20.439
Serviço Público		27.409		2.243	470	124	1.538	(31)	77	52	12	157	(101)	31.950	19.880
Clientes livres		81.040												81.040	120.608
Serviços Cobráveis		271		648	189	6	540	(721)						933	806
Fornecimento não faturado		424.417												424.417	277.944
(-) Arrecadação em processo de reclassificação		(453)												(453)	(542)
(-) Ajuste a valor presente	7.1								(878)					(878)	(1.192)
Outros créditos	7.2	28.765		167	763	4	759							30.458	29.420
		1.067.523	**-**	**332.270**	**43.680**	**14.608**	**37.374**	**(72.123)**	**31.099**	**53.419**	**13.619**	**80.820**	**(94.012)**	**1.508.277**	**1.038.986**
Concessionárias															
Suprimento de energia elétrica	7.3	433.786			3.878			(605)						437.059	211.583
Energia de curto prazo	7.4	158.371												158.371	38.519
Encargos de uso da rede elétrica		3.460					105	(105)						3.460	4.450
Outros créditos	7.5	50.574					1.127	(696)						51.005	58.623
		646.191	**-**	**-**	**3.878**	**-**	**1.232**	**(1.406)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**649.895**	**313.175**
Clientes															
Eficiência energética		9.048	3.336	1.057	62									13.503	133
(-) Ajuste a valor presente			(31)											(31)	-
Serviço de gerenciamento de obra		139		204										343	1.346
Serviços de gerenciamento de assinaturas		1.214		86	126			(78)						1.348	965
		10.401	**3.305**	**1.347**	**188**	**-**	**-**	**(78)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**15.163**	**2.444**
Total Circulante	7.6	**1.724.115**	**3.305**	**333.617**	**47.746**	**14.608**	**38.606**	**(73.607)**	**31.099**	**53.419**	**13.619**	**80.820**	**(94.012)**	**2.173.335**	**1.354.605**

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

		Consolidado				
	Nota	Corrente a vencer Mais de 360 dias	Renegociada a vencer Mais de 360 dias	PCLD	Saldo líquido em 31/12/2015	Saldo líquido em 31/12/2014
Não circulante						
Consumidores						
Fornecimento faturado						
Residencial			19.483	(4.511)	14.972	7.754
Industrial			11.690	(3.416)	8.274	27.416
Comércio, Serviços e Outras Atividades			11.364	(1.272)	10.092	9.642
Rural			2.772	(413)	2.359	1.397
Poder público						
Municipal			27.715		27.715	22.760
Iluminação pública			132		132	-
Serviço público			8	(8)	-	2.838
(-) Ajuste a valor presente	7.1		(5.157)		(5.157)	(9.650)
		-	**68.007**	**(9.620)**	**58.387**	**62.157**
Concessionárias						
Suprimento de energia elétrica	7.3				-	221.818
Outros créditos	7.5		1.104	(119)	985	984
		-	**1.104**	**(119)**	**985**	**222.602**
Clientes						
Eficiência energética		13.824			13.824	-
(-) Ajuste a valor presente		(831)			(831)	-
		12.993	**-**	**-**	**12.993**	
Total Não circulante		**12.993**	**69.111**	**(9.739)**	**72.365**	**284.759**

Os saldos de Contas a receber são registrados pelo valor faturado ou a ser faturado, ajustadas ao valor presente quando aplicável, incluindo os respectivos impostos diretos de responsabilidade tributária das companhias.

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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE; e (iii) encargos de uso da rede elétrica.

A exposição das controladas aos riscos de crédito e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 38.

7.1 Ajuste a valor presente

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 distribuidoras. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de dezembro de 2015 a taxa correspondente para a EDP Bandeirante é de 12,26% a.a. (11,36% a.a. em 31 de dezembro de 2014), e para a EDP Escelsa é de 11,36% a.a. (11,36% a.a. em 31 de dezembro de 2014), afetando positivamente o resultado das distribuidoras no exercício em R$4.808 (positivamente em R$5.157 em 2014).

7.2 Outros créditos - Consumidores

Do montante em 31 de dezembro de 2015 de R$30.458 (R$29.420 em 31 de dezembro de 2014), R$27.415 (R$27.415 em 31 de dezembro de 2014) 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$31.677 (R$31.699 em 31 de dezembro de 2014) (Nota 27).

7.3 Concessionárias - Suprimento de energia elétrica

Da variação no exercício de R$225.476 no circulante, R$197.005 refere-se a controlada Porto do Pecém, devido: (i) maior volume de energia produzida; (ii) reajuste anual dos contratos pelo IPC-A; (iii) aumento do montante de energia comercializada na CCEE; e (iv) reconhecimento dos efeitos do Despacho nº 3.878/2015 (Nota 5.2.3)..

O saldo Não circulante em 31 de dezembro de 2014 de R$221.618 refere-se a controlada EDP Comercializadora, no qual possui operações de venda de suprimento de energia elétrica com a Porto do Pecém que, em 31 de dezembro de 2014, era um empreendimento controlado em conjunto pela Companhia (Nota 5.6).

7.4 Concessionárias - Energia de curto prazo

O saldo refere-se às transações com energia elétrica e encargos realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

7.5 Outros créditos - Concessionárias

Do montante Circulante e Não circulante em 31 de dezembro de 2015 de R$51.990 (R$59.607 em 31 de dezembro de 2014), R$50.671 (R$58.080 em 31 de dezembro de 2014), refere-se ao saldo que a EDP Bandeirante e EDP Escelsa têm a receber das geradoras referentes a ressarcimentos por insuficiência de geração, por indisponibilidade, por geração inferior ao Despacho do Operador Nacional de Sistema - ONS e por geração inferior a inflexibilidade, substancialmente de competência de dezembro de 2013 a dezembro de 2015, considerando que estes valores a receber constituem um montante a devolver aos consumidores por meio da modicidade tarifária em igual montante.

7.6 Circulante

A variação positiva no exercício no montante de R$818.730 é resultante, substancialmente, do aumento das tarifas de energia elétrica nas Distribuidoras provocado pela Revisão Tarifária Extraordinária - RTE (Nota 5.1.2), aplicação da Bandeira Tarifária (Nota 5.1.1) e inclusão dos valores a receber da Porto do Pecém que passou a ser consolidada a partir de 15 de maio de 2015 (Nota 5.6).

7.7 Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

	Consolidado					
			Reversão			
	Saldo em 31/12/2014	Provisão	Recebimento	Parcelamento	Perdas	Saldo em 31/12/2015
Consumidores						
Residencial	(82.692)	(122.615)	34.181	14.763	59.544	(96.819)
Industrial	(49.647)	(10.690)	719	939	20.947	(37.732)
Comércio, Serviços e Outras Atividades	(19.722)	(20.704)	1.031	3.618	3.583	(32.194)
Rural	(2.760)	(4.450)	310	1.752	172	(4.976)
Poder Público	(2.778)	(521)	511	1.837	50	(901)
Iluminação Pública	(48)	(3.435)	667	544	-	(2.272)
Serviço Público	(224)	(320)		401	3	(140)
Serviços Cobráveis		(721)				(721)
Outros	(96)				96	-
	(157.967)	**(163.456)**	**37.419**	**23.854**	**84.395**	**(175.755)**
Concessionárias	(1.607)	(1.093)	1.175			(1.525)
Clientes	(189)	111				(78)
Total	**(159.763)**	**(164.438)**	**38.594**	**23.854**	**84.395**	**(177.358)**
Circulante	(150.887)					(167.619)
Não circulante	(8.876)					(9.739)
Total	**(159.763)**					**(177.358)**

Conforme requerido pelo CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, é efetuada uma análise criteriosa do saldo de Contas a receber e, quando necessário, é constituída uma PCLD, para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. As controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa constituem o cálculo da PCLD alinhado, também, à Instrução Contábil 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

A exposição da Companhia e suas controladas a riscos de crédito está divulgada na nota 38.2.3.

7.7.1 Critérios PCLD - Valores Correntes

Para os faturamentos, as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa adotam os seguintes critérios:

i) Residencial: vencidos há mais de 90 dias;

ii) Comercial: vencidos há mais de 180 dias; e

iii) Demais classes: vencidos há mais de 360 dias.

7.7.2 Critérios PCLD - Valores Renegociados

Para os parcelamentos de débitos, as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa adotam os seguintes critérios:

i) Clientes baixa tensão: parcela vencida há mais de 90 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento;

ii) Clientes média e alta tensão: parcela vencida há mais de 60 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento; e

iii) Poder Público: parcela vencida há mais de 60 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento, deduzida dos valores cobertos por meio de apresentação de Nota de Empenho.

8 Ativos e passivos financeiros setoriais

	Consolidado													
												Valores em amortização		Valores em constituição
	Saldo em 31/12/2014	Apropriação	Amortização	Atualização	Recebimento CCRBT	Recebimento Conta - ACR	Transferência	Saldo em 31/12/2015	Valores em amortização	Valores em constituíao	Circulante	Não circulante	IRT (*) 2015	IRT (*) 2016	IRT (*) 2019
ATIVO															
CVA															
Aquisição de energia (i)	432.756	478.463	(420.315)	42.007	(425.159)	(131.238)	277.184	253.698	388.461	(134.763)	345.640	(91.942)	388.461	(134.763)	
Custo da Energia de Itaipu (i)	(39.876)	453.107	(24.516)	10.224			(19.858)	379.081	101.269	277.812	191.790	187.291	101.269	277.812	
PROINFA	4.646	1.258	(108)	(651)			(3.627)	1.518	(2.271)	3.789	(1.057)	2.575	(2.271)	3.789	
Transporte Rede Básica	39.794	1.296	(18.719)	3.447			211	26.029	26.721	(692)	26.717	(688)	26.721	(692)	
Transporte de Energia - Itaipu	237	4.902	(1.253)	312			(25)	4.173	2.872	1.301	3.285	888	2.872	1.301	
ESS	(237.455)	137.645	122.126	(17.519)	(158.144)		3.572	(149.775)	(120.949)	(28.826)	(130.180)	(19.595)	(120.949)	(28.826)	
CDE (ii)	18.756	941.856	(198.946)	47.967			(1.050)	808.583	488.799	319.784	592.782	215.801	488.799	319.784	
CCC			(3.350)				3.350	-							
	218.858	**2.018.527**	**(545.081)**	**85.787**	**(583.303)**	**(131.238)**	**259.757**	**1.323.307**	**884.902**	**438.405**	**1.028.977**	**294.330**	**884.902**	**438.405**	
Itens financeiros															
Sobrecontratação de energia	323.812	(27.945)	(35.764)	2.341	(32.390)	(34.694)	(271.678)	(76.318)	(15.563)	(60.755)	(30.455)	(45.863)	(15.563)	(60.755)	
Neutralidade da Parcela A	(20.476)	27.788	6.657	(70)			2.536	16.435	4.616	11.819	9.900	6.535	4.616	11.819	
Exposição CCEAR entre submercados	13.512	(10.778)	(3.944)	3.475			3.444	5.709	13.219	(7.510)	10.729	(5.020)	13.219	(7.510)	
Sazonalização															
Devolução tarifária (iii)	(23.191)	(788.766)	177.819	(36.644)				(670.782)	(414.809)	(255.973)	(500.904)	(169.878)	(414.809)	(255.973)	
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos (iv)															
Outros	6.189	54.005	(24.881)	1.003			5.941	42.257	24.912	17.345	33.214	9.043	24.912	17.345	
	299.846	**(745.696)**	**119.887**	**(29.895)**	**(32.390)**	**(34.694)**	**(259.757)**	**(682.699)**	**(387.625)**	**(295.074)**	**(477.516)**	**(205.183)**	**(387.625)**	**(295.074)**	
PIS e COFINS															
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	31.370	25.370						56.740		56.740	56.740			56.740	
PIS/ COFINS sobre Ativos financeiros setoriais	51.468	13.828						65.296	50.686	14.610	56.209	9.087	50.686	14.610	
	82.838	**39.198**						**122.036**	**50.686**	**71.350**	**112.949**	**9.087**	**50.686**	**71.350**	
Total	**601.542**	**1.312.029**	**(425.194)**	**55.892**	**(615.693)**	**(165.932)**		**762.644**	**547.963**	**214.681**	**664.410**	**98.234**	**547.963**	**214.681**	
Itens financeiros															
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos (iv)	-	24.293		933				25.226		25.226		25.226			25.226
	-	**24.293**	**-**	**933**	**-**	**-**	**-**	**25.226**	**-**	**25.226**	**-**	**25.226**	**-**	**-**	**25.226**
PIS e COFINS															
PIS/ COFINS sobre Passivos financeiros setoriais		2.571						2.571		2.571		2.571			2.571
	-	**2.571**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2.571**	**-**	**2.571**	**-**	**2.571**	**-**	**-**	**2.571**
Total	**-**	**26.864**	**-**	**933**	**-**	**-**	**-**	**27.797**	**-**	**27.797**	**-**	**27.797**	**-**	**-**	**27.797**

(*) IRT - Índice de Reposicionamento Tarifário

Os ativos e passivos financeiros setoriais referem-se aos valores originados da diferença temporal entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pelas controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa 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 reajustes 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. Os valores mensais correspondem a 1/12 avos dos montantes totais homologados pela ANEEL. 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 pelos custos de aquisição da energia elétrica, de conexão e de transmissão, além dos encargos setoriais. A CVA deve ser neutra em relação ao desempenho da distribuidora, ou seja, os custos incorridos são integralmente repassados ao consumidor ou suportados 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 ao mercado de curto prazo; Neutralidade dos encargos setoriais; e Exposição financeira no mercado de curto prazo por diferença de preços entre submercados.

Dentre os principais montantes apresentados, destacam-se:

(i) Aquisição de Energia e Custo de Energia de Itaipu: para os últimos processos tarifários foram utilizadas previsões de Preço de Liquidação das Diferenças - PLD e de dólar que não se concretizaram ao longo de 2014 e 2015 frente ao cenário energético e econômico do país. Como a expectativa de preços médios foi baseada nos custos estimados de PLD e da moeda americana, que valora a tarifa da energia produzida por Itaipu, o preço médio de compra de energia foi superior ao preço médio de cobertura homologado nos processos tarifários. Porém, com a criação da Conta Centralizadora de Recursos das Bandeiras Tarifárias - CCRBT, parte desta diferença está sendo coberta;

(ii) CDE: o aumento do saldo deste ativo financeiro setorial foi decorrente da alta expressiva no valor da cota mensal a partir de março de 2015 (Notas 27.1 e 32).

(iii) Devolução Tarifária: no início de 2015, foram homologadas as RTEs das distribuidoras do Brasil (Nota 5.1.2). Tal medida foi necessária para cobrir, principalmente, a alta no encargo da CDE, acima mencionado. 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.

(iv) Ultrapassagem de Demanda - UD e Excedente de Reativo - ER: refere-se a receita com Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativo faturado após a data do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR do 3º Ciclo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - 3CRTP, que na EDP Bandeirante ocorreu em abril de 2015. Durante o 3CRTP, o valor acumulado das receitas com UD e ER até a data do laudo de avaliação da BRR, conforme regulamentação estabelecida naquele ciclo, foi apropriado a crédito em Intangível, como Obrigações Especiais, passando a ser amortizado a partir do 4CRTP pela taxa média do Intangível vinculado a concessão. De acordo com o Proret 2.1 Procedimentos gerais da Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição, a partir do 4CRTP, as receitas faturadas acumuladas no ciclo com UD e ER líquida dos tributos incidentes, do percentual regulatório de 3,5% da referida receita e das receitas irrecuperáveis da classe de consumo industrial serão subtraídas na tarifa do consumidor durante o ciclo tarifário seguinte, ou seja, passará a ser revertido para a modicidade tarifária nos 4 anos do próximo ciclo tarifário, deixando de reduzir a BRR (Nota 32.1).

9 Títulos a receber

	Controladora				Consolidado			
	Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Cessão de crédito - Tangará Energia S.A.						5.499		1.763
Cessão de crédito - Rede Energia S.A.					106	107	12.680	12.796
(-) AVP - Cessão de crédito - Rede Energia S.A.							(9.273)	(9.522)
Ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C"	2.423	2.970	66.605	67.925				
(-) AVP - Ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C"			(44.019)	(45.885)				
Total	**2.423**	**2.970**	**22.586**	**22.040**	**106**	**5.606**	**3.407**	**5.037**
Controladora								

O montante de R$25.009 (R$25.010 em 31 de dezembro de 2014) refere-se ao principal e juros das ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" de emissão da controlada Investco. Adicionalmente, de acordo com o artigo 8º do Estatuto Social da referida controlada, tais ações gozam, entre outros, do direito de recebimento de um dividendo anual fixo, cumulativo, de 3% sobre o valor de sua respectiva participação no capital social. Devido a esta característica, as ações foram classificadas como um instrumento financeiro na categoria de empréstimo e recebíveis por satisfazerem a definição de ativo financeiro, pelo fato da controlada não ter o direito de evitar o envio de caixa ou outro ativo financeiro para outra entidade, conforme determina o parágrafo 19 do CPC 39.

A estimativa de valor justo foi efetuada considerando-se as condições acima descritas para pagamento dos dividendos. O pagamento anual de dividendos foi considerado até 2033 (término da concessão) e trazido a valor presente pela taxa de desconto de 8,70% a.a., que corresponde ao custo médio de captação do Investco na data de avaliação das ações.

Consolidado

Cessão de crédito - Tangará Energia S.A.: Refere-se ao saldo da repactuação do contrato de Cessão de crédito firmado em 31 de agosto de 2004 entre a controlada Lajeado e a Tangará Energia S.A., aprovado pela ANEEL por meio dos Ofícios nº 467/00-SFF/ANEEL e 1.706/04-SFF/ANEEL, com as seguintes condições: montante original do contrato de R$18.199; prazo para pagamento de 120 meses; carência de 18 meses; remuneração de 100% do CDI; e término em 29 de fevereiro de 2016. Como garantia foi dada uma nota promissória no valor do saldo devedor. Em 15 de maio de 2015, a Tangará Energia S.A. quitou antecipadamente o saldo em aberto com a Lajeado no montante de R$5.738.

Cessão de crédito - Rede Energia S.A.: Refere-se ao saldo da consolidação e repactuação do contrato de Cessão de crédito firmado em 31 de dezembro de 2006 entre a controlada Lajeado e a Rede Energia S.A. (Rede Energia), aprovado pela ANEEL por meio do Despacho nº 181-SFF/ANEEL de 29 de janeiro de 2007, no montante original do contrato de R$23.532.

Em 26 de novembro de 2012 a Rede Energia protocolou na Vara de Falências e Recuperações Judiciais da Comarca da Capital de São Paulo o pedido de Recuperação Judicial que foi deferido pelo juiz em 19 de dezembro de 2012. Na ocasião, o saldo contábil de R$10.664 ficou inalterável até a aprovação do Plano de Recuperação Judicial.

Dentre as opções apresentadas no Plano de Recuperação, a Lajeado optou pela "Opção A" que compreendia em pagamento integral da dívida, sem deságio, com aplicação de juros de 1% ao ano, em parcelas anuais, tendo o primeiro pagamento ocorrido em 30 de julho de 2014. Os demais pagamentos ocorrerão nos meses de julho de cada ano, pelo período de 22 anos.

A controlada Lajeado efetuou a estimativa de valor justo considerando as condições acima descritas, descontando a valor presente, conforme CPC 12, pela taxa de desconto de 7,6% a.a. que representa a taxa de remuneração de capital (WACC) da controlada na data da mensuração.

10 Impostos e contribuições sociais

		Controladora								
	Nota	Saldo em 31/12/2014	Adição	Baixas	Atualização monetária	Adiantamentos/ Pagamentos	Compensação tributos federais	Reclas-sificação	Transfe-rência	Saldo em 31/12/2015
Ativos - Compensáveis										
Imposto de renda e contribuição social	10.1	95.021	16		8.089		(29.317)	44	450	74.303
PIS e COFINS		249	773	(214)					(773)	35
IRRF sobre aplicações financeiras		6.504	10.259							16.763
IRRF sobre juros s/capital próprio		15.369	29.594							44.963
Outros		185	63					(44)		204
Total		**117.328**	**40.705**	**(214)**	**8.089**	**-**	**(29.317)**	**-**	**(323)**	**136.268**
Circulante		117.328								136.268
Total		**117.328**								**136.268**

		Controladora								
	Nota	Saldo em 31/12/2014	Adição	Baixas	Atualização monetária	Adiantamentos/ Pagamentos	Compensação tributos federais	Reclas-sificação	Transfe-rência	Saldo em 31/12/2015
Passivo - a recolher										
Imposto de renda e contribuição social		-	3.233			(450)			450	3.233
PIS e COFINS		8.784	23.822				(9.904)		(773)	21.929
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		223	718			(621)		1.370		1.690
IRRF sobre juros s/ capital próprio		19.413	2.111				(19.413)			2.111
Parcelamentos	10.4	45.629	12		3.535	(4.313)				44.863
Encargos com pessoal		6.906	9.081			(9.912)				6.075
Outros		1.370	7.388			(5.899)		(1.370)		1.489
Total		**82.325**	**46.365**	**-**	**3.535**	**(21.195)**	**(29.317)**	**-**	**(323)**	**81.390**
Circulante		40.816								40.990
Não circulante		41.509								40.400
Total		**82.325**								**81.390**

	Consolidado										
	Saldo em 31/12/2014	Adição	Baixas	Atualização monetária	Adiantamentos/ Pagamentos	Compensação tributos federais	Aquisição de empresas	Reclassificação	Transferência	Transferência para Ativo mantido para venda	Saldo em 31/12/2015
Ativos - Compensáveis											
Imposto de renda e contribuição social	147.255	4.005	(3)	11.275	126.118	(73.872)	45	2.119	(90.259)	(6)	126.677
ICMS (Nota 10.2)	82.484	54.864	(9.890)			(379)	457	1.186	(33.319)	(80)	95.323
PIS e COFINS	14.038	785.506	(533)	418		(33.174)	4.739	(1)	(747.317)		23.676
IRRF sobre aplicações financeiras	24.281	25.264		44			2.359	(148)	(1.137)	(547)	50.116
IRRF sobre juros s/ capital próprio	20.110	33.529									53.639
Outros	17.705	5.333	(52)			(1.689)	1.723	(3.156)		(33)	19.831
Total	**305.873**	**908.501**	**(10.478)**	**11.737**	**126.118**	**(109.114)**	**9.323**	**-**	**(872.032)**	**(666)**	**369.262**
Circulante	235.154										284.735
Não circulante	70.719										84.527
Total	**305.873**										**369.262**
Passivo - a recolher											
Imposto de renda e contribuição social	19.779	130.086	(1.944)	75	(24.040)	(62)	1.944	7	(91.396)	(634)	33.815
ICMS (Nota 10.3)	160.197	2.435.355	(76)		(2.343.412)	(379)	15	1.877	(33.319)	16	220.274
PIS e COFINS	46.130	1.565.021			(672.764)	(88.943)	10.256		(747.317)	(219)	112.164
Tributos sobre serviços prestados por terceiros	2.501	34.244	(3)		(30.777)	(10)		3.846	81	(72)	9.810
IRRF sobre juros s/ capital próprio	45.944	52.784			(26.529)	(19.413)		(1)			52.785
Parcelamentos (Nota 10.4)	82.114	12		8.270	(25.996)			2			64.402
Encargos com pessoal	15.939	94.732	(2)		(101.129)			(586)	60	(8)	9.006
Outros	3.015	64.984	102		(50.515)	(307)	444	(5.145)	(141)	(86)	12.351
Total	**375.619**	**4.377.218**	**(1.923)**	**8.345**	**(3.275.162)**	**(109.114)**	**12.659**	**-**	**(872.032)**	**(1.003)**	**514.607**
Circulante	304.173										452.742
Não circulante	71.446										61.865
Total	**375.619**										**514.607**

Os impostos e contribuições sociais correntes que serão liquidados em um único pagamento, são apresentados pelo seu montante líquido compensável, conforme requerido pelo CPC 32 - Tributos sobre o Lucro.

10.1 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.

10.2 ICMS - Ativos Compensáveis - Consolidado

Do montante em 31 de dezembro de 2015 de R$95.323 (R$82.484 em 31 de dezembro de 2014), as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa apresentam saldo em 31 de dezembro de 2015 de R$93.634 (R$82.229 em 31 de dezembro de 2014), que incluem créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens no valor de R$84.989 (R$75.279 em 31 de dezembro de 2014) 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.

10.3 ICMS - Passivo a Recolher - Consolidado

Do montante em 31 de dezembro de 2015 de R$220.274 (R$160.197 em 31 de dezembro de 2014), as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa apresentam saldo de R$213.757 (R$151.107 em 31 de dezembro de 2014), referente ICMS incidente sobre as faturas de energia elétrica.

10.4 Parcelamentos

Em 2009 a Companhia e suas controladas 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 assim como suas controladas EDP Escelsa e Lajeado procederam à consolidação dos débitos incluídos no parcelamento.

Controladora

Composição do parcelamento:

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

Do valor total da dívida em 31 de dezembro de 2015 de R$44.863 (R$45.629 em 31 de dezembro de 2014), restam 106 parcelas de R$372 atualizáveis mensalmente pela SELIC e R$5.433 possuem depósitos judiciais no mesmo montante, 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. Abaixo demonstramos a composição do saldo:

Valor de adesão - REFIS	39.978
Atualização de juros	8.707
Amortização	(17.462)
Atualização de Refis	13.640
Saldo em 31 de dezembro de 2015	**44.863**

Consolidado

Composição do parcelamento:

Parcelamentos - REFIS	Principal	Multa	Juros	Encargos	Total de Parcelamento	Conversão em Renda	Valor de adesão - REFIS
COFINS	40.141	7.609	17.862		65.612	2.092	67.704
PIS	7.800	1.495	3.059		12.354	454	12.808
CSLL	6.310	1.088	5.520	1.885	14.803	3.742	18.545
INSS	8.548	3.021	10.256	670	22.495	10.822	33.317
IRPJ/IRRF	5.025	462	3.844		9.331	5.257	14.588
Multa		8.019	2.943		10.962	190	11.152
Total dos Impostos	**67.824**	**21.694**	**43.484**	**2.555**	**135.557**	**22.557**	**158.114**
Redução Programa Refis							(28.454)
Utilização Base Negativa/ Prejuízo Fiscal							(24.032)
Total							**105.628**

Do valor total consolidado da dívida em 31 de dezembro de 2015 de R$64.402, que inclui a Companhia e a controlada EDP Escelsa, R$39.430 foram parcelados e são atualizáveis mensalmente pela SELIC e os R$24.972 restantes possuem depósitos judiciais ativos de R$49.681, 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. Abaixo demonstramos a composição do saldo:

Valor de adesão - REFIS	105.628
Atualização de juros	11.920
Atualização de Refis	20.630
Ativo a compensar	3.640
Depósito Judicial a favor da Companhia	17.284
Conversão em Renda	2.887
Amortização	(79.822)
Reversão de atualização da conversão em renda	(2.892)
Conversão em renda a favor da União	(14.873)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	**64.402**

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

11 Tributos diferidos

		Controladora		Consolidado					
		Passivo		Ativo		Passivo			
	Nota	Não circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
PIS e COFINS	11.1			56.209	32.114			6.515	19.354
Imposto de renda e contribuição social	11.2	186.961	69.151	620.814	347.770			370.596	235.638
Total		**186.961**	**69.151**	**620.814**	**347.770**	**56.209**	**32.114**	**377.111**	**254.992**

11.1 PIS e COFINS - EDP Bandeirante e EDP Escelsa

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

11.2 Imposto de renda e contribuição social

O Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos foram registrados sobre prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias considerando as alíquotas vigentes dos citados tributos, de acordo com as disposições da Deliberação CVM nº 599/09, e consideram o histórico de rentabilidade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros fundamentada em estudo técnico de viabilidade.

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

11.2.1 Composição e base de cálculo

	Controladora			
	Passivo Não circulante		Resultado	
Natureza dos créditos	**31/12/2015**	**31/12/2014**	**2015**	**2014**
Prejuízos Fiscais				1.560
Base Negativa da Contribuição Social				354
	-	-	-	**1.914**
Diferenças Temporárias				
Mais valia - CPC 15 (R1)	186.961	69.151	(117.810)	(69.151)
Total diferenças temporárias	**186.961**	**69.151**	**(117.810)**	**(69.151)**
Total	**186.961**	**69.151**	**(117.810)**	**(67.237)**

		Consolidado					
		Ativo Não circulante		Passivo Não circulante		Resultado	
Natureza dos créditos	**Nota**	**31/12/2015**	**31/12/2014**	**31/12/2015**	**31/12/2014**	**2015**	**2014**
Prejuízos Fiscais	11.2.1.1	310.477	57.081			(12.231)	1.577
Base Negativa da Contribuição Social	11.2.1.1	115.358	24.135			(4.403)	396
		425.835	**81.216**	**-**	**-**	**(16.634)**	**2.073**
Diferenças Temporárias							
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		57.335	52.083			5.252	4.583
Benefício pós-emprego		47.035	41.760		(326)	4.949	8.940
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas		89.251	77.929		(1.714)	9.604	7.071
Ativos financeiros setoriais				228.522	187.024	(41.498)	(187.024)
Consumidores - ajuste a valor presente		2.052	3.686			(1.634)	(1.753)
Gastos Pré-operacionais		94.733				7.693	1.783
Mais valia - CPC 15 (R1)				610.053	268.431	(117.810)	(69.151)
Amortização/Depreciação mais valia - CPC 15 (R1)				(57.704)	(45.780)	11.924	5.410
Uso do bem público - CPC 25		103.785	46.886	40.770	(2.473)	13.656	(1.122)
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01 (R1)				90.488	38.646	(51.842)	1.008
Instrumentos financeiros - CPC 39		68.852	30.793	55.113	48.639	46.894	3.833
Benefícios pós-emprego - PSAP	11.2.1.2	(8.359)	6.678			(15.037)	(7.526)
Benefício pós-emprego - Resultados abrangentes		150.835	80.268	184	115		
Ressarcimento por indisponibilidade		17.067				(71.483)	
Outras		11.281	5.700	10.232	5.997	2.444	8.069
Total diferenças temporárias	11.2.1.4	**633.867**	**345.783**	**977.658**	**498.559**	**(196.888)**	**(225.879)**
Crédito fiscal do ágio incorporado	11.2.1.3	168.174	183.692			(15.518)	(16.070)
Total bruto		**1.227.876**	**610.691**	**977.658**	**498.559**	**(229.040)**	**(239.876)**
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos		(607.062)	(262.921)	(607.062)	(262.921)		
Total		**620.814**	**347.770**	**370.596**	**235.638**		

A variação no Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos Consolidado no montante de R$138.086, foi registrada em contrapartida a débito no resultado no exercício em R$229.040 e a crédito do passivo no valor de R$367.126, dos quais R$327.141 decorreu da aquisição de controle da adquirida Porto do Pecém (Nota 18.1).

11.2.1.1 Prejuízos fiscais e Base negativa da contribuição social

Conforme legislação tributária em vigor, o prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social são compensáveis com lucros futuros, até o limite de 30% do lucro tributável, não estando sujeitos a prazo prescricional.

11.2.1.2 Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP

O crédito fiscal advindo da Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP da EDP Bandeirante, refere-se à parcela de benefícios excedente aos ativos relativos aos planos previdenciários do tipo Benefício definido, cuja provisão, em 31 de dezembro de 2001, foi efetuada em contrapartida ao Patrimônio líquido, dedutível por ocasião dos pagamentos mensais, com expectativa de finalização no exercício de 2017.

11.2.1.3 Crédito fiscal do ágio incorporado

O crédito fiscal do ágio é proveniente:

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

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

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

Os valores foram contabilizados de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e 349/99 e, conforme determinação da ANEEL, são amortizados pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão das controladas, o que resulta em realização anual média futura do crédito fiscal de R$5.965 para a controlada EDP Bandeirante até o ano de 2027, de R$1.823 para a controlada EDP Escelsa até o ano de 2025 e de R$4.609 para a controlada Lajeado até o ano de 2032.

11.2.1.4 Diferenças Temporárias - RTT

Com o advento da Lei nº 12.973 de 13 de maio de 2014, foi extinto os eventos decorrentes da Lei nº 11.638/07 - RTT, os quais passaram a incorporar, a partir de 1º de janeiro de 2015, o mesmo tratamento fiscal nas adições e exclusões temporárias quanto a sua dedutibilidade ou não.

11.2.2 Resultados tributáveis futuros

A Administração das controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Lajeado, Investco, Energest, EDP Comercializadora, Enerpeixe e Porto do Pecém elaboraram, em 31 de dezembro de 2015, projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente, demonstrando a capacidade de realização dos créditos fiscais nos exercícios indicados. Para as controladas, os referidos estudos foram aprovados pelos respectivos Conselhos de Administração. Com base no estudo, as controladas estimam recuperar os créditos fiscais diferidos ativos nos seguintes exercícios:

2016	2017	2018	2019	2020	2021 a 2023	2024 a 2025	Total
120.565	246.504	103.926	86.103	77.232	195.486	398.060	1.227.876

12 Partes relacionadas

Além dos valores de dividendos a pagar e a receber apresentados na nota 31, os demais saldos de ativos e passivos, bem como as transações da Companhia com suas controladas e controladoras, profissionais chave da Administração e outras partes relacionadas, que influenciaram o resultado do exercício, estão apresentadas como segue:

				Controladora											
				Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)			
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras	
												Exercícios findos em 31 de dezembro			
	Relacionamento	Preço praticado	Duração	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	2015	2014	2015	2014
Outros créditos e Outras contas a pagar															
Compartilhamento de gastos com gestores corporativos															
EDP Bandeirante	Controlada					113	208			10		1.631	3.444		
Energest	Controlada					29	57					521	1.040		
EDP Comercializadora	Controlada					56	51					402	942		
Pantanal	Controlada		01/07/2012 até emissão de nova Resolução da ANEEL			20	14					98	352		
Investco	Controlada					29	29					237	562		
Lajeado	Controlada					108	21					251	402		
Santa Fé	Controlada					10	13					82	208		
EDP Escelsa	Controlada					95	177			2		1.386	2.958		
ECE Participações	Controlada em conjunto					48						48			
Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura															
EDP Bandeirante	Controlada					350	288					1.525	3.149		
Energest	Controlada					126	133					626	1.468		
EDP Comercializadora	Controlada					688	56					687	601		
Enercouto	Controlada					2	5						31		
ECE Participações	Controlada em conjunto					73	20					73	219		
Instituto EDP	Controlada		29/07/2015 a 29/07/2019			177	15					171	159		
Pantanal	Controlada					36	3					36	31		
Investco	Controlada					322	23					322	259		
Lajeado	Controlada					130	4					130	40		
CEJA	Controlada em conjunto					36	3					36	31		
EDP Escelsa	Controlada					134	70			3	2	442	775		
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto					321	2					322	31		
EDP GRID	Controlada					9						107			
Contrato Jurídico sobre o Parecer do GSF															
Enerpeixe	Controlada					110						110			
Contrato de serviços de consultoria															
Cenaeel	Coligada						167								
Elebrás	Coligada		01/12/2013 a 30/11/2014				1.660								
EDP Renováveis	Coligada					270	184					145	135		
Contrato de prestação de serviços															
EDP Portugal	Controladora		Indeterminado	9.154	6.946			35.196	25.436	675		(84)	(18.490)	(7.471)	
São Manoel	Controlada em conjunto		01/05/2014 a 30/04/2018	1.965	759							1.206	759		
ECE Participações	Controlada em conjunto		01/01/2015 a 31/12/2016									438			
Contrato de repasse de garantia sobre os contratos de empréstimos															
EDPR Espanha	Coligada						1.277					(1.277)			
				11.119	**7.705**	**3.292**	**4.480**	**35.196**	**25.436**	**690**	**2**	**9.671**	**(894)**	**(7.471)**	**-**
Empréstimos a receber															
Contratos de mútuo - 100% a 110% do CDI															
Energest	Controlada		08/11/2011 a 17/06/2015		72										
EDP Comercializadora	Controlada		09/09/2010 a indeterminado			72.667	73.003							9.664	3.538
Pecém OM	Controlada em conjunto		05/12/2011 a 31/12/2016			1.004	876							72	
Porto do Pecém	Controlada (*)		24/09/2012 a 09/12/2016			212.247	186.186							26.061	19.018
CEJA	Controlada em conjunto		27/06/2014 a 26/06/2015												10
Mabe	Controlada em conjunto		04/10/2013 a 31/12/2016			15.145	13.087							1.903	1.420
ECE Participações	Controlada em conjunto		15/04/2014 a 30/04/2015												31
São Manoel	Controlada em conjunto		07/07/2014 a 06/07/2015												29
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto		24/09/2015 a 23/09/2016	70.179										1.276	
				70.179	**72**	**301.063**	**273.152**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**38.976**	**24.046**
Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC															
Resende	Controlada		02/07/2013 a indeterminado				3.428								
Terra Verde	Controlada		31/12/2008 a indeterminado				281								
Enercouto	Controlada		16/05/2014 a indeterminado			100	200								
CEJA	Controlada em conjunto		05/10/2015 a indeterminado			13.000									
EDP GRID	Controlada		07/12/2015 a indeterminado			22.196									
				-	**-**	**35.296**	**3.909**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
				81.298	**7.777**	**339.651**	**281.541**	**35.196**	**25.436**	**690**	**2**	**9.671**	**(894)**	**31.505**	**24.046**

				Consolidado											
				Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)			
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras	
												Exercícios findos em 31 de dezembro			
	Relacionamento	Preço praticado	Duração	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	2015	2014	2015	2014
Contas a receber															
Suprimento de energia elétrica															
Porto do Pecém	Controlada (*)		01/12/2013 a 31/12/2015		21.440		221.618					17.381	257.181		
Ressarcimento por insuficiência de geração															
Porto do Pecém	Controlada (*)		01/01/2012 a 31/12/2026		17.273							2.273	18.820		
				-	**38.713**	**-**	**221.618**	**-**	**-**	**-**	**-**	**19.654**	**276.001**	**-**	**-**
Contrato de prestação de serviços															
Feijão I	Coligada		21/07/2014 até o cumprimento integral das obrigações contratuais (previsto para 01/01/2016)	3	336							261	336		
Feijão II	Coligada			3	336							261	336		
Feijão III	Coligada			3	336							261	336		
Feijão IV	Coligada			3	336							261	336		
Jaú	Coligada			329								1.764			
				341	**1.344**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2.808**	**1.344**	**-**	**-**
Outros créditos e Outras contas a pagar															
Prestação de serviços - *Backoffice*															
Pecém TM	Controlada em conjunto			834								834			
Pecém OM	Controlada em conjunto			360								360			
Mabe	Controlada em conjunto			301								301			
Contrato de serviços de consultoria															
Cenaeel	Coligada		01/12/2013 a 30/11/2014				167								
Elebrás	Coligada		01/12/2013 a 30/11/2014				1.660								
EDP Renováveis	Coligada		01/12/2013 a 31/12/2015			270	184					145	135		
Contrato de prestação de serviços															
EDP Portugal	Controladora		Indeterminado	9.153	6.946			35.197	25.436	677		(84)	(18.490)	(7.470)	
São Manoel	Controlada em conjunto		01/05/2014 a 30/04/2018	1.965	759							1.206	759		
ECE Participações	Controlada em conjunto		01/01/2015 a 31/12/2016									438			
Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura															
EDP Renováveis	Coligada		29/07/2015 a 29/07/2019			18	18					18	11		
ECE Participações	Controlada em conjunto		01/01/2015 a 31/12/2018			122	20					124	219		
Instituto EDP	Coligada		01/01/2015 a 31/12/2018			177	15					171	159		
CEJA	Controlada em conjunto		01/01/2015 a 31/12/2018			36	3					36	31		
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto		01/01/2015 a 31/12/2018			322	2					325	31		
Pantanal	Controlada		29/07/2015 a 29/07/2019			51						50			
Compartilhamento de gastos com pessoal															
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto		01/07/2012 até emissão de nova Resolução da ANEEL				137						(137)		
São Manoel	Controlada em conjunto						35						(35)		
Pantanal	Controlada					62						139			
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								186			
Contrato de repasse de garantia sobre os contratos de empréstimos															
EDPR Espanha	Coligada						1.277					(1.277)			
				12.642	**7.705**	**1.062**	**3.518**	**35.197**	**25.436**	**677**	**-**	**2.976**	**(17.317)**	**(7.470)**	**-**

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

				Consolidado											
				Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)			
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras	
	Relacionamento	Preço praticado	Duração	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	Exercícios findos em 31 de dezembro 2015	2014	2015	2014
Empréstimos a receber															
Contratos de mútuo - 100% a 110% do CDI															
Pecém OM	Controlada em conjunto		05/12/2011 a 31/12/2016			1.004	876							72	
Porto do Pecém	Controlada (*)		24/09/2012 a 09/12/2016				186.186							8.294	19.018
CEJA	Controlada em conjunto		27/06/2014 a 26/06/2015												10
Mabe	Controlada em conjunto		04/10/2013 a 31/12/2016			15.145	13.087							1.903	1.420
ECE Participações	Controlada em conjunto		15/04/2014 a 30/04/2015												31
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto		24/09/2015 a 23/09/2016	70.179										1.276	
				70.179	**-**	**16.149**	**200.149**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**11.545**	**20.479**
Fornecedores															
Suprimento de energia elétrica															
Porto do Pecém	Controlada (*)	Custo fixo + Custo variável	01/01/2012 a 31/12/2026					7.278					(47.700)		
Ressarcimento por insuficiência de geração															
Porto do Pecém	Controlada (*)	PLD	Despacho ANEEL nº 4.002, de 30/09/2014										(14.576)		
Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC															
CEJA	Controlada em conjunto		05/10/2015 a indeterminado			13.000									
				-	**-**	**13.000**	**-**	**-**	**7.278**	**-**	**-**	**-**	**(62.276)**	**-**	**-**
				83.162	**47.762**	**30.211**	**425.285**	**35.197**	**32.714**	**677**	**-**	**25.438**	**197.752**	**4.075**	**20.479**

(*) A Porto do Pecém passou a ser controlada pela Companhia a partir de 15 de maio de 2015 (Nota 5.6).

Os contratos de compartilhamento entre as partes relacionadas são divididos em dois tipos: Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos e Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura:

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

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

Os Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos foram anuídos por meio do Despacho ANEEL nº 205, de 25 de janeiro de 2013.

O tema Compartilhamento de Recursos Humanos já foi objeto de estudos na Audiência Pública nº 041/2012, na Consulta Pública nº 12/2013 e na Audiência Pública nº 072/2014, cujo período de contribuições encerrou-se em 23 de fevereiro de 2015. Quando da publicação do resultado, as empresas terão um prazo para submeterem novo pedido de compartilhamento de recursos humanos e infraestrutura associada à anuência prévia, ficando o contrato atual vigente prorrogado até a deliberação da ANEEL.

b) Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura: Têm por objeto a distribuição dos gastos com locação de imóveis, gastos condominiais e gastos de telecomunicações. Estes contratos tinham a vigência de 48 meses a partir de 1º de janeiro de 2011. Para as empresas na modalidade de concessionárias de serviço público (EDP Bandeirante, EDP Escelsa e Energest), eventuais alterações nos percentuais de rateio são submetidas à anuência prévia da ANEEL. Para as demais modalidades de outorga, não há esta exigência. Estes contratos vigoraram de 1º de janeiro de 2011 a 31 de dezembro de 2014.

Em 16 de janeiro de 2015 a EDP - Energias do Brasil solicitou à ANEEL anuência para firmar o novo "Contrato de Cessão de Espaço e Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura" nas localidades: (i) Sede em São Paulo - SP, tendo como Contratada a EDP - Energias do Brasil e Contratantes a EDP Escelsa, EDP Bandeirante e Energest; (ii) Centro Operativo em Carapina - ES, tendo como Contratada a EDP Escelsa e Contratante a Energest, EnerPrev, Santa Fé, EDP GRID, Cachoeira Caldeirão, ECE Participações e Investco; e (iii) Filial Energest - MS, tendo como Contratada a Energest e Contratante a Pantanal.

Em 29 de julho de 2015, por meio do Despacho nº 2.430, a ANEEL anuiu o pedido, entretanto, para as concessionárias EDP Bandeirante, EDP Escelsa e Enesgest, a Companhia foi autorizada a realizar o compartilhamento somente a partir de agosto de 2015. Em 16 de Setembro de 2015, o Grupo EDP - Energias do Brasil solicitou à ANEEL anuência para os Termos de Quitação e Outras Avenças, objetivando aprovar os pagamentos referentes ao período janeiro a julho, dos Contratos de Cessão de Espaço e Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura, uma vez que foram anuídos sem retroatividade. O pedido encontra-se sob análise da ANEEL.

Para as demais companhias não delegatárias de serviço público, os contratos possuem cláusula específica permitindo o rateio desde 1º de janeiro de 2015, com o prazo de 48 meses.

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

Os avais recebidos do acionista estão demonstrados na nota de Garantias (Nota 39.2).

12.1 Controladora direta e final

A controladora direta da Companhia é a Energias de Portugal Investments and Services, Sociedad Limitada, sendo esta controlada pela EDP - Energias de Portugal S.A.

12.2 Remuneração dos administradores

12.2.1 Remuneração total do Conselho de Administração e Diretoria pagos pela Companhia referente aos exercícios findos em 31 de dezembro (em R$)

	Controladora							
	2015						2014	
	Conselho de Administração	Proporção (%)	Diretoria Estatutária	Proporção (%)	Total	Proporção (%)	Total	Proporção (%)
Número de membros (i)	**4,08 (*)**		**5,83 (**)**		**-**		**-**	
Remuneração Fixa (em R$)	**1.378.104**	**79%**	**3.706.943**	**70%**	**5.085.047**	**72%**	**4.522.524**	**78%**
Salário ou pró-labore	1.143.238		2.867.246		4.010.484		3.545.121	
Benefícios diretos e indiretos (ii)	6.218		162.761		168.979		193.833	
Encargos sociais	228.648		676.936		905.584		783.570	
Remuneração Variável (em R$)	**360.000**	**21%**	**1.591.399**	**30%**	**1.951.399**	**28%**	**1.271.218**	**22%**
Bônus	300.000		1.293.166		1.593.166		998.600	
Encargos sociais	60.000		298.233		358.233		272.618	
Valor Total da Remuneração	**1.738.104**	**100%**	**5.298.342**	**100%**	**7.036.446**	**100%**	**5.793.742**	**100%**

(*) Das 8 posições do Conselho de Administração, apenas 4 membros são remunerados. A remuneração anual global dos membros do Conselho de Administração é de até R$1.050.000,00, para o período de abril de 2015 até março de 2016, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária de 10 de abril de 2015.

(**) Das 6 posições da Diretoria Estatutária, todos os membros são remunerados, sendo que o Diretor Presidente acumula o cargo de Diretor de Relações com Investidores. A remuneração anual global da Diretoria é de até R$6.090.000,00, para o período de abril de 2015 até março de 2016, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária de 10 de abril de 2015.

(i) O número de membros foi calculado em conformidade com o Ofício Circular/CVM/SEP/nº 02/2015, que corresponde a média anual dos membros remunerados. Esta média contempla a substituição de membros.

(ii) Foram considerados os benefícios de Seguro Saúde, Assistência Odontológica, Seguro de Vida e Vale Refeição/Alimentação.

12.2.2 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração e Diretoria referente aos exercícios findos em 31 de dezembro (em R$)

	Controladora			
	2015		2014	
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	4,08	5,83	4,00	5,00
Valor da maior remuneração individual	333.593	1.858.079	864.000	972.000
Valor da menor remuneração individual	195.098	341.146	144.000	76.800
Valor médio da remuneração individual	426.006	908.807	370.822	862.091

13 Estoques

Os estoques de Matéria-prima incluem gastos incorridos na aquisição de estoques e outros custos incorridos para trazê-los às suas localizações e condições existentes. Os estoques de Material de almoxarifado refere-se aos materiais utilizados na operação e manutenção da prestação dos serviços. Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão, estão classificados nas rubricas de Imobilizado e Intangível.

Os estoques estão demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor. O método de avaliação dos estoques é efetuado com base na média ponderada móvel.

	Nota	31/12/2015	31/12/2014
Matéria-Prima e Insumos Produção Energia	13.1	26.051	
Material de almoxarifado		35.877	15.108
Resíduos e sucatas		12.367	8.028
Outros		18	
Total		**74.313**	**23.136**

13.1 Matéria-Prima e insumos Produção Energia

Do saldo de R$26.051 em 31 de dezembro de 2015, R$22.378 refere-se ao carvão utilizado na produção de energia da controlada Porto do Pecém.

14 Prêmio de risco - GSF

Devido a adesão da repactuação do risco hidrológico no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, conforme mencionado na nota 5.12.1, o saldo das rubricas Circulante e Não circulante de R$8.629, referem-se aos prêmios equivalentes aos montantes pagos de GSF, das competências de janeiro a abril de 2015.

Adicionalmente, quando houver o pagamento do prêmio no montante equivalente ao GSF das competências de maio a dezembro de 2015, no valor de R$27.801, haverá o respectivo registro contábil, que será amortizado linearmente conforme período abaixo:

Empresa	Períodos de amortização	Montantes pagos	Amortização	Saldo em 31/12/2015	Adicional do Prêmio de risco
Controladas					
Lajeado	Jan/2015 a Mar/2029	13.380	(4.901)	8.479	27.316
Investco	Jan/2015 a Mar/2029	237	(87)	150	485
Total		**13.617**	**(4.988)**	**8.629**	**27.801**
Circulante				2.750	
Não circulante				5.879	

15 Cauções e depósitos vinculados

		Controladora				Consolidado			
		Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante	
	Nota	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Depósitos judiciais	29			10.649	9.841			172.195	195.286
Cauções e depósitos vinculados		222	3.436			22.273	12.277	7.386	36.924
		222	**3.436**	**10.649**	**9.841**	**22.273**	**12.277**	**179.581**	**232.210**

Em 31 de dezembro de 2015, do saldo da conta de Cauções e depósitos vinculados apresentados no Circulante e Não circulante consolidado no montante de R$29.659, R$20.375 refere-se a aplicações financeiras da Porto do Pecém, que contempla os depósitos mensais de 1/6 do pagamento da parcela de financiamento a vencer junto ao BID, em cumprimento aos contratos de financiamento firmados em 09 de julho de 2009.

Em 31 de dezembro de 2014, do saldo da conta de Cauções e depósitos vinculados apresentados no Circulante e Não circulante consolidado no montante de R$49.201, R$34.324 referia-se a conta de reserva da Enerpeixe em cumprimento ao contrato de financiamento firmado em 21 de maio de 2004 com o BNDES e consórcio de bancos constituída como parte da garantia desse contrato. Em 16 de novembro de 2015, a Enerpeixe efetuou a liquidação antecipada do financiamento, sendo liberadas as respectivas garantias.

16 Ativos e Passivos Não circulantes mantidos para venda

Do saldo em 31 de dezembro de 2015 de R$111.136, em sua totalidade refere-se ao Investimento e Direito de concessão detidos pela Companhia na Pantanal (Nota 5.9). O saldo de R$107.054 em 31 de dezembro de 2014 refere-se ao valor do investimento na EDP Renováveis Brasil S.A., sendo que a operação de venda foi concluída em 21 de dezembro de 2015 (Nota 5.4).

Por se referirem à ativos cuja a alienação é altamente provável, todos os ativos e passivos da Pantanal foram classificados em linha separada do balanço. Por não se qualificar como operação descontinuada, nenhuma alteração foi efetuada na apresentação da demonstração do resultado.

Segue abaixo a demonstração financeira da controlada Pantanal:

	31/12/2015
Ativo	
Circulante	
Caixa e equivalentes de caixa	10.863
Concessionárias	7.351
Outros ativos circulantes	2.999
	21.213
Não circulante	
Outros ativos não circulantes	249
Imobilizado	87.485
Intangível	7.042
	94.776
Total do Ativo	**115.989**
Passivo	
Circulante	
Fornecedores	2.128
Provisões	1.295
Outros passivos circulantes	2.666
	6.089
Não circulante	
Provisões	3.287
Outros passivos não circulantes	1.930
	5.217
Total do Passivo	**11.306**
Investimento da controlada Pantanal	104.683
Direito de concessão	6.453
Total dos Ativos não circulantes mantidos para venda	**111.136**

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

		Controladora				Consolidado			
		Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante	
	Nota	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Outros créditos - Ativo									
Adiantamentos		155	176			38.411	3.336		
Descontos tarifários	17.1					131.740	133.782		
Modicidade tarifária - baixa renda	17.2							8.055	8.056
Benefícios pós-emprego								558	717
Bens destinados à alienação		1.847				4.992	3.340		
Serviços em curso						3.286	2.066		
Serviços prestados a terceiros						17.822	11.945	3.532	2.387
Créditos de sinistros						56.000			
Convênios de arrecadação						4.018	2.565		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	12	11.119	7.705	3.292	4.480	12.642	7.707	1.062	3.518
Rendas a receber						5.188	4.974		
Outros	17.3	751	505	14.239	14.175	24.433	5.723	27.091	15.253
Total		**13.872**	**8.386**	**17.531**	**18.655**	**298.532**	**175.438**	**40.298**	**29.931**
Outras contas a pagar - Passivo									
Adiantamentos recebidos - alienação de bens e direitos						8.036	3.363		
Contribuição de iluminação pública	17.4					30.760	17.787		
Credores diversos - consumidores e concessionárias						42.675	20.770	392	
Folha de pagamento		115	845			1.818	5.499		
Modicidade tarifária - baixa renda	17.2					576	481	9.809	10.017
Cessão de créditos de ICMS						1.964	1.237		
Arrecadação de terceiros a repassar						5.784	5.397		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	12	35.196	25.436	690	678	35.197	25.436	677	676
Débitos com partes relacionadas								8.039	
Obrigações sociais e trabalhistas	17.5	11.280	11.164			98.495	75.102		
Reserva para reversão e amortização	17.6							17.248	17.248
Adiantamento de sinistros	17.7					78.804			
Outros		3.702	3.517			20.354	16.481		
Total		**50.293**	**40.962**	**690**	**678**	**324.463**	**171.553**	**36.165**	**27.941**

Consolidado

17.1 Descontos tarifários

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

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

A ANEEL homologou os valores a serem repassados pela Eletrobrás para a EDP Bandeirante e EDP Escelsa, por meio das seguintes Resoluções Homologatórias:

Resolução Homologatória	Competências	Valor mensal
EDP Escelsa		
ANEEL nº 1.768/14	Ago/14 a Fev/15	13.112
ANEEL nº 1.858/15	Mar/15 a Jul/15	15.394
ANEEL nº 1.928/15	Ago/15 a Jul/16	20.041
EDP Bandeirante		
ANEEL nº 1.641/13	Dez/13 a Set/14	3.273
ANEEL nº 1.809/14	Out/14 a Fev/15	5.004
ANEEL nº 1.858/15	Mar/15 a Set/15	5.556
ANEEL nº 1.973/15	Out/15 a Set/16	4.921

Em decorrência do não repasse pela Eletrobrás, as Distribuidoras promoveram em 18 de dezembro de 2014 ação ordinária contra a Eletrobrás, com pedido de antecipação de tutela, em trâmite perante à 3ª Vara Cível de Brasília, visando o recebimento dos valores devidos pela Eletrobrás, por meio do mecanismo da subvenção econômica e, subsidiariamente, a compensação entre os créditos a receber da Eletrobrás com as obrigações mensais a recolher das Distribuidoras referente à CDE (Nota 27.1). Os valores pendentes de pagamento pela Eletrobrás, até a data do protocolo da ação, era de R$94.760.

A ação foi proposta em 18 de dezembro de 2014 e, em 9 de janeiro de 2015, o pedido de liminar foi parcialmente deferido, autorizando somente a compensação entre créditos e débitos a partir da data do ajuizamento da ação. Com a liminar, as distribuidoras passaram a compensar mensalmente os débitos da CDE com referidos créditos.

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

A Eletrobrás interpôs apelação contra a sentença em 28 de agosto de 2015, como a liminar obtida permanece vigente as controladas EDP Bandeirante e a EDP Escelsa aguardam o julgamento do recurso da Eletrobrás pelo Tribunal de Justiça do Distrito Federal - TJDF.

Estando pendentes de recebimento pela Eletrobrás para a EDP Bandeirante e EDP Escelsa os repasses das competências de agosto à novembro de 2014 no montante de R$69.002.

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Consolidado					
	Saldo em 31/12/2014	Descontos tarifários	Atualização monetária	Ressarcimento Eletrobrás	Compensação Eletrobrás	Saldo em 31/12/2015
Subsídio Baixa Renda	7.951	45.401		(5.977)	(38.600)	8.775
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/2004	26.526	54.489	(69)	(5.119)	(51.711)	24.116
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/2004	2.575	4.906	(1)	(543)	(4.566)	2.371
Subsídio Rural	59.536	152.221	(32)	(11.501)	(131.786)	68.438
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 207/2006	12.523	32.514		(3.773)	(30.753)	10.511
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/2011	15.091	30.370	(53)	(2.793)	(30.279)	12.336
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	9.580	12.163	(16)	(2.029)	(14.505)	5.193
	133.782	**332.064**	**(171)**	**(31.735)**	**(302.200)**	**131.740**

17.2 Modicidade tarifária - baixa renda

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

A restituição aos consumidores passou a ser efetuada a partir do faturamento de março de 2009, tendo sido restituído até 31 de dezembro de 2015 o montante de R$19.370 (R$19.258 em 31 de dezembro de 2014). O saldo a restituir aos consumidores em 31 de dezembro de 2015, de unidades consumidoras ativas e inativas, é de R$10.385 (R$10.498 em 31 de dezembro de 2014).

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

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

Desta forma a EDP Bandeirante possui um saldo a receber em 31 de dezembro de 2015 de R$8.055 (R$8.056 em 31 de dezembro de 2014), que se realizará à medida em que as devoluções aos consumidores forem efetuadas bem como validadas pela ARSESP e homologadas pela ANEEL.

17.3 Outros créditos - Não circulante - Controladora e Consolidado

Referem-se, substancialmente, a valores a receber da permuta das ações detidas pela Companhia na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - Enersul com as ações de controle da Investco anteriormente pertencentes ao Grupo Rede Energia S.A., no montante de R$12.188 (R$11.905 em 31 de dezembro de 2014). A Companhia apresenta passivo contingente, no valor de R$34.578 (R$38.936 em 31 de dezembro de 2014) conforme apresentado na nota 29.1.1.4.

17.4 Contribuição de iluminação pública

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

Da variação do saldo de R$12.973, R$9.601 refere-se a EDP Bandeirante, decorrente principalmente pelo fato de algumas prefeituras que não cobravam a CIP passaram a cobrar, devido a transferência do acervo de Iluminação Pública passar a ser de responsabilidade das prefeituras.

17.5 Obrigações estimadas com pessoal - Controladora e Consolidado

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

17.6 Reserva para reversão e amortização

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

17.7 Adiantamento de sinistros

Refere-se ao recebimento de parte do sinistro de Porto do Pecém, relativo aos custos de reposição do gerador danificado em 2014, além de indenização por lucros cessantes, o sinistro encontra-se em avaliação pelas seguradoras.

18 Investimentos

Nas demonstrações financeiras da Controladora os investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas com participação no capital votante superior a 20% ou com influência significativa, são avaliadas por equivalência patrimonial.

• Controladas

Controladas são todas as entidades (incluindo as entidades de propósito específico) nas quais a Companhia tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais, geralmente acompanhada de uma participação de mais do que metade dos direitos a voto (capital votante). A existência e o efeito de possíveis direitos a voto prontamente praticáveis ou conversíveis são considerados quando se avalia se a Companhia controla outra entidade. As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para a Companhia. A consolidação cessará a partir da data em que a Companhia perde o controle da investida.

• Coligadas e Controladas em Conjunto

Coligadas são todas as entidades sobre as quais a Companhia tem influência significativa, mas não o controle, geralmente por meio de uma participação societária de 20% a 50% dos direitos de voto.

Controladas em conjunto são todas as entidades sobre as quais a Companhia tem controle compartilhado com uma ou mais partes. Os investimentos em acordos em conjunto são classificados como empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*) dependendo dos direitos e das obrigações contratuais de cada investidor.

Os investimentos do Grupo EDP - Energias do Brasil em coligadas e *joint ventures* incluem o ágio identificado na aquisição, líquido de qualquer perda por *impairment* acumulada.

A participação da Companhia nos lucros ou prejuízos de suas coligadas e controladas em conjunto é reconhecida na demonstração do resultado e a participação em Outros resultados abrangentes é reconhecida diretamente contra o Patrimônio líquido da Companhia. Quando a participação da Companhia nas perdas de uma coligada ou controladas em conjunto for igual ou superior ao valor contábil do investimento, incluindo quaisquer outros recebíveis, a Companhia não reconhece perdas adicionais, a menos que tenha incorrido em obrigações ou efetuado pagamentos em nome da coligada ou controlada em conjunto.

Os ganhos não realizados das operações entre o Grupo EDP - Energias do Brasil e suas coligadas e controladas em conjunto são eliminados na proporção da participação do Grupo EDP - Energias do Brasil. As perdas não realizadas também são eliminadas, a menos que a operação forneça evidências de uma perda (*impairment*) do ativo transferido. As políticas contábeis das coligadas são alteradas, quando necessário, para assegurar consistência com as políticas adotadas pelo Grupo EDP - Energias do Brasil.

• Combinação de negócios

Uma combinação de negócios ocorre por meio de um evento em que a Companhia ou suas controladas adquirem o controle de um novo ativo (negócio), independente da sua forma jurídica. No momento da aquisição a Companhia adquirente deverá reconhecer e mensurar os ativos identificáveis adquiridos, os passivos assumidos e as participações societárias de não controladores a valor justo, que resultará no reconhecimento de um ágio por expectativa de rentabilidade futura *(goodwill)* ou em uma ganho proveniente de compra vantajosa diretamente alocado ao resultado do exercício. Os custos gerados pela aquisição dos ativos deverão ser alocados diretamente ao resultado na medida que são incorridos.

18.1 Combinação de negócios - Porto do Pecém

Em 09 de dezembro de 2014 a Companhia, por meio de Comunicado ao Mercado, informou que assinou o Acordo de Compra de Ações com a Eneva S.A. (Eneva), com o objetivo de adquirir 50,0% do capital total e votante da Porto do Pecém Geração de Energia S.A. (Porto do Pecém) detido pela Eneva S.A. (Eneva).

Conforme mencionado na nota 5.6, em 15 de maio de 2015, a Companhia concluiu a aquisição dos 50,0% do capital total e votante de Porto do Pecém detido pela Eneva pelo montante de R$300.000, passando a Companhia a deter 100,0% do capital total e votante da Porto do Pecém.

Com a conclusão da transação, a Companhia reforça seu posicionamento estratégico como um gerador hidrotérmico.

Desde a aquisição de controle, a Porto do Pecém contribuiu para o consolidado com receitas de R$795.685 e lucro líquido de R$164.486. Se a combinação de negócios tivesse ocorrido no início do exercício, a Porto do Pecém teria contribuído para o consolidado com receitas de R$1.249.606 e lucro de R$22.154 referente ao exercício.

A determinação do valor justo na combinação de negócios foi feita com base em uma avaliação de avaliador independente contratado pela Companhia. A Administração da Companhia concluiu as análises dos efeitos do valor justo da Porto do Pecém juntamente com o avaliador até a aprovação das informações contábeis intermediárias em 30 de junho de 2015. Conforme estabelecido no item 45 do CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios, a Companhia dispõe de prazo de 1 ano para eventuais ajustes dos montantes envolvidos na combinação de negócios a partir da data de aquisição.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

O valor justo dos ativos e passivos identificáveis na data de aquisição, em 15 de maio de 2015, é apresentado a seguir:

		Valor contábil	Valor justo	Valor justo reconhecido na aquisição
Ativos				
Caixa e equivalentes de caixa		6.274		6.274
Concessionárias		194.975		194.975
Estoques		111.041	(44.192)	66.849
Tributos diferidos		550.953	(223.812)	327.141
Outros créditos		209.461	56.000	265.461
Imobilizado		3.358.535	560.275	3.918.810
Intangível		2.632	107.933	110.565
		4.433.871	**456.204**	**4.890.075**
Passivos				
Fornecedores		253.227		253.227
Ressarcimento por indisponibilidade		378.048		378.048
Empréstimos e financiamentos		2.352.742		2.352.742
Provisões		5.107	21.745	26.852
Outras obrigações		268.957		268.957
		3.258.081	**21.745**	**3.279.826**
Total do acervo líquido		**1.175.790**	**434.459**	**1.610.249**
Participação societária detida antes da aquisição	(a)	485.249	179.302	664.551
Aquisição da participação remanescente	(b)	690.541	255.157	945.698
Composição do acervo líquido adquirido		**1.175.790**	**434.459**	**1.610.249**
Ganho na combinação de negócios (Compra Vantajosa)				
Ganho na diluição da participação	(a)	97.014		
Ganho na compra vantajosa	(b) (c)	945.698		
Caixa pago na aquisição de participação remanescente	(b)	(300.000)		
Ganho do valor justo na participação anteriormente detida	(c)	179.302		
		922.014		
Ajustes decorrentes antes da aquisição do controle	(d)	(37.317)		
Total, antes dos efeitos fiscais		**884.697**		
Fluxo de caixa da aquisição				
Caixa líquido adquirido com a controlada		6.274		
Caixa pago		(300.000)		
Fluxo de saída de caixa líquido		**(293.726)**		

(a) Ganho na diluição da participação

Em Assembleia Geral Extraordinária - AGE da Porto do Pecém realizada em 15 de maio de 2015, somente a Eneva integralizou um aumento de capital social no montante de R$399.321 provenientes da conversão de créditos relativos a contratos de mútuo de R$188.282, fornecimento de carvão de R$180.509 e contratos de energia de R$30.530. A Companhia, por sua vez, não efetuou o aumento de capital, resultando em uma diluição na participação dos 50,0% anteriormente detidos para 41,27%.

(b) Ganho na compra vantajosa

Após a integralização de capital social pela Eneva, o patrimônio líquido da Porto do Pecém atingiu o montante de R$1.175.790. Com isso, a Companhia adquiriu uma participação remanescente de 58,73% da Eneva, equivalente à R$690.541, mediante ao pagamento de R$300.000 efetuado em 15 de maio de 2015.

(c) Ganho decorrente da avaliação do valor justo

O laudo de avaliação apontou o valor justo da Porto do Pecém no montante de R$434.459, dos quais R$179.302 refere-se a participação anteriormente detida e R$255.157 da participação adquirida, proveniente dos seguintes ajustes:

• Outros créditos: Na rubrica "Outros créditos" foi considerado no cálculo do valor justo a inclusão do montante de R$56.000 referente a expectativa de recebimento de parte do seguro relativo à reposição de um gerador avariado. Em contrapartida, foi considerado na rubrica "Estoques" a redução de R$44.192 referente à baixa do referido gerador avariado.

• Imobilizado e Intangível: Após análise do avaliador independente, foi identificado que o fluxo de caixa descontado gerado pelo Imobilizado e Intangível ao longo de sua vida útil superam o seu valor contábil, gerando os ajustes no montante de R$560.275 e R$107.933, respectivamente.

• Provisões: Na determinação do valor justo, também foi considerada uma contingência possível no montante de R$21.745 resultante de processo judicial promovido por prestador de serviços na construção da usina que questiona suposto descumprimento contratual. Atualmente a ação se encontra na fase pericial, que será necessária para identificar e materializar as falhas nas prestações de serviço e seus reflexos financeiros. Assim, o adicional acrescido na determinação do valor justo refere-se ao valor estimado pela Administração como risco provável de desembolso.

• Tributos diferidos: Efeito de Imposto de renda e Contribuição Social (25% e 9% respectivamente) sobre os ajustes de valor justo anteriormente mencionados no montante de R$223.812.

(d) Ajustes decorrentes da aquisição do controle anteriormente classifcado como resultados abrangentes

Com base no item 42 do CPC 15 (R1) foram reconhecidos no resultado do exercício ganhos e perdas resultantes da participação anteriormente detida pela Companhia na Porto do Pecém, sendo elas: (i) Baixa do direito de concessão no montante de R$3.302; e (ii) Baixa de Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes reconhecidos no Patrimônio líquido no valor de R$34.015.

18.2 Movimentação dos investimentos no exercício

	Controladora									% Participação direta	
	Saldo em 31/12/2014	Aumentos (Reduções)	Equivalência patrimonial	Dividendos/ JSCP	Outros resultados abrangentes	Provisão para perdas	Aquisição de empresas	Transferência (*)	Saldo em 31/12/2015	31/12/2015	31/12/2014
Investimentos											
EDP Bandeirante	1.068.756		261.966	(186.263)	(10.974)				1.133.485	100,00	100,00
EDP Escelsa	907.006	42.053	126.788	(44.643)	(65.016)				966.188	100,00	100,00
Lajeado	340.246		49.811	(33.104)	55				357.008	55,86	55,86
Lajeado (Mais valia)	121.798		(2.699)		(1.609)				117.490	55,86	55,86
Enerpeixe	833.789		102.161	(94.028)					841.922	60,00	60,00
Energest	584.670	(200.177)	81.797	(77.364)	(1.763)				387.163	100,00	100,00
EDP Comercializadora	88.900		20.192	(5.547)					103.545	100,00	100,00
CEJA (Nota 19.1)	259.554		(16.443)						243.111	50,00	50,00
CEJA (Mais valia) (Nota 19.1)	201.682		(6.723)						194.959	50,00	50,00
Cachoeira Caldeirão	177.574	133.500	(5.944)						305.130	50,00	50,00
Cachoeira Caldeirão (Mais valia)	1.702								1.702	50,00	50,00
Porto do Pecém	469.300		89.379		2.844		787.555		1.349.078	100,00	50,00
Porto do Pecém (Mais valia)	-	434.459	(12.621)						421.838	100,00	
Costa Rica	-		1.718				11.670		13.388	51,00	
Santa Fé	-		3.043	(2.173)			118.530		119.400	100,00	
Pantanal	-	22.000	12.706				69.977	(104.683)	-	100,00	
P. Pecém Transp. Minérios	1.288		1.044	(419)					1.913	50,00	50,00
Pecém Operações e Manutenção	175		(128)						47	50,00	50,00
Resende	17.797	3.428	(10)						21.215	100,00	100,00
EDP GRID	9.258		10.389	(2.447)					17.200	100,00	100,00
Mabe	-		(19)			19			-	50,00	50,00
São Manoel	-	105.668	(1.172)					(1.390)	103.106	33,334	33,334
	5.083.495	**540.931**	**715.235**	**(445.988)**	**(76.463)**	**19**	**987.732**	**(106.073)**	**6.698.888**		
	Saldo em 31/12/2014	**Amorti-zações**	**Equivalência patrimonial**	**Dividendos/ JSCP**	**Outros resultados abrangentes**	**Provisão para Perdas**	**Aquisição de empresas**	**Transferência**	**Saldo em 31/12/2015**		
Direito de Concessão											
EDP Bandeirante	20.044		(1.459)						18.585		
Enerpeixe	2.534		(116)						2.418		
Lajeado	63.692		(3.538)						60.154		
Porto do Pecém	3.346		(44)					(3.302)	-		
Pantanal	6.716		(263)					(6.453)	-		
	96.332	**-**	**(5.420)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(9.755)**	**81.157**		
Goodwill											
Lajeado e Investco	42.293								42.293		
	42.293	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**42.293**		
	5.222.120	**540.931**	**709.815**	**(445.988)**	**(76.463)**	**19**	**987.732**	**(115.828)**	**6.822.338**		

(*) Do montante de Transferências de R$106.073, R$104.683 refere-se ao saldo do investimento da controlada Pantanal para a rubrica de Ativos e Passivos Não circulantes mantidos para venda (Nota 16) e, R$1.390 refere-se a transferência para a rubrica de Passivo descoberto (Nota 18.3).

	Consolidado									
	Saldo em 31/12/2014	Adições	Equivalência Patrimonial	Dividendos/ JSCP	Outros resultados abrangentes	Incorporação	Aquisição de empresas (*)	Transferência	Saldo em 31/12/2015
EDP Energias do Brasil									
Porto do Pecém	469.300		(83.910)		2.845		(388.235)		-
Pecém TM	1.288		1.044	(419)					1.913
Pecém OM	175		(128)						47
CEJA	259.554		(16.443)						243.111
CEJA (Mais valia)	201.682		(6.723)						194.959
Cachoeira Caldeirão	177.574	133.500	(5.944)						305.130
Cachoeira Caldeirão (Mais valia)	1.702								1.702
Mabe	-		(19)			19			-
São Manoel	-	105.668	(1.172)					(1.390)	103.106
BBCE	400								400
Total	**1.111.675**	**239.168**	**(113.295)**	**(419)**	**2.845**	**19**	**(388.235)**	**(1.390)**	**850.368**

(*) Refere-se à Combinação de negócios por estágio ocorrida na aquisição da participação remanescente da Porto do Pecém (Nota 18.1).

18.2.1 Direito de concessão/*Goodwill*

Conforme o ICPC 09 os Direitos de concessão e *Goodwill* são classificados como investimentos, na controladora. Para fins de consolidação, ambos são classificados como Intangível.

18.3 Movimentação da Provisão para passivo a descoberto

		Controladora						% Participação direta	
	Nota	Saldo em 31/12/2014	Adições	Equivalência patrimonial	Provisão para perdas	Transferência	Saldo em 31/12/2015	31/12/2015	31/12/2014
Passivo a Descoberto									
São Manoel		912		478		(1.390)	-	33,334	33,334
Enercouto		133	(200)	92			25	100,00	100,00
Terra Verde	18.3.1	278			(278)		-	100,00	100,00
Total		**1.323**	**(200)**	**570**	**(278)**	**(1.390)**	**25**		

18.3.1 Terra Verde

A Terra Verde teve sua liquidação aprovada pela Junta Comercial do Estado de São Paulo - JUCESP em 3 de dezembro de 2014, sendo o acervo líquido da mesma, no montante de R$3, incorporado pela EDP - Energias do Brasil em janeiro de 2015.

18.4 Participação direta dos investimentos

	Ações/Quotas possuídas pela Companhia (Mil)		% de participação da Companhia													
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015		31/12/2014		Ativos totais		Passivos (Circulantes e Não circulantes)		Patrimônio líquido (Passivo a descoberto)		Receitas		Resultado líquido do exercício	
Companhia	Ordinárias/ Quotas	Ordinárias/ Quotas	Capital social integralizado	Capital votante	Capital social integralizado	Capital votante	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	2015	2014	2015	2014
EDP Bandeirante	39.091.735	39.091.735	100,00	100,00	100,00	100,00	3.332.050	2.769.806	2.198.565	1.701.050	1.133.485	1.068.756	3.837.398	3.198.650	261.967	240.256
EDP Escelsa	5.876	5.876	100,00	100,00	100,00	100,00	3.160.743	2.839.121	2.194.555	1.932.115	966.188	907.006	2.945.118	2.428.845	126.789	181.575
Energest	1.000.572	1.000.572	100,00	100,00	100,00	100,00	599.582	820.991	212.419	236.321	387.163	584.670	289.612	387.951	81.797	113.170
Lajeado	113.690	113.690	55,86	100,00	55,86	100,00	1.699.057	1.655.308	700.709	689.131	998.348	966.177	489.975	462.921	102.637	37.796
CEJA	12.897	12.897	50,00	50,00	50,00	50,00	880.897	930.300	394.675	411.191	486.222	519.109			(32.887)	62.860
Enerpeixe	499.951	499.951	60,00	50,00	60,00	60,00	1.806.062	1.848.199	402.858	458.550	1.403.204	1.389.649	435.627	433.025	170.269	141.349
Cachoeira Caldeirão	313.800	271.993	50,00	50,00	50,00	50,00	1.362.956	1.021.077	752.694	665.927	610.262	355.150			(11.888)	(3.436)
EDP Comercializadora	26.217	26.217	100,00	100,00	100,00	100,00	507.689	593.808	404.145	504.908	103.544	88.900	2.062.117	2.862.162	20.190	58.927
EDP GRID	23	23	100,00	100,00	100,00	100,00	78.741	9.990	61.541	732	17.200	9.258	15.878	7.827	10.389	4.951
Porto do Pecém	2.286.193	943.436	100,00	100,00	50,00	50,00	4.561.670	4.595.625	3.212.592	3.657.026	1.348.078	938.599	1.249.606	1.153.672	22.154	(236.250)
Pecém TM	600	600	50,00	50,00	50,00	50,00	13.636	3.127	9.314	550	4.322	2.577	23.902	5.227	2.089	1.677
Pecém OM	763	763	50,00	50,00	50,00	50,00	4.865	4.389	4.771	4.037	94	352	5.372	6.208	(258)	(63)
São Manoel (i)	105.669		33,334	33,334	33,334	33,334	1.585.217	703.427	1.275.903	706.165	309.314	(2.738)			(4.948)	(2.738)
Terra Verde (ii)					100,00	100,00		3		281		(278)				
EDP Renováveis		183.576			45,00	45,00		324.831		86.598		238.233				17.877
Mabe	260.285	260.285	50,00	50,00	50,00	50,00	102.597	90.592	102.590	90.545	7	47	61.044	21.529	(40)	(32.255)
Resende	21.513	18.085	100,00	100,00	100,00	100,00	21.214	21.225		3.428	21.214	17.797			(11)	(9)
Santa Fé	86.371		100,00	100,00			172.708		53.308		119.400		27.157		9.148	
Costa Rica	7.302		51,00	51,00			29.753		3.502		26.251		26.855		17.456	
Pantanal	23.390		100,00	100,00			112.763		11.306		101.457		55.458		29.087	

(i) O total de ações em 31 de dezembro de 2014 é de 334 ações.
(ii) O total de ações em 31 de dezembro de 2014 é de 100 ações.

18.5 Participação dos não controladores

A participação total dos não controladores no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 é de R$1.676.793, dos quais R$12.863 corresponde à Costa Rica, R$461.308 corresponde à Investco, R$641.340 corresponde à Lajeado e R$561.282 corresponde à Enerpeixe.
As informações sintéticas de fluxo de caixa das controladas que possuem participação dos não controladores, estão apresentadas a seguir:

	Costa Rica	Investco	Enerpeixe	Lajeado	Total
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	18.841	146.992	274.888	141.701	582.422
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(139)	(6.099)	(2.820)	105.156	96.098
Caixa líquido aplicado nas atividades financiamento	(11.337)	(172.276)	(255.741)	(141.445)	(580.799)
Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	**7.365**	**(31.383)**	**16.327**	**105.412**	**97.721**

18.6 Reconciliação das informações financeiras dos Investimentos

Segue abaixo a reconciliação dos principais saldos de investimento:

	EDP Bandeirante		EDP Escelsa		Lajeado		Enerpeixe		Energest		Porto do Pecém	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014 (*)
Patrimônio líquido - Saldo inicial	1.068.756	1.104.256	907.006	687.191	966.177	1.032.623	1.389.649	1.313.447	584.670	540.314	1.175.790	1.160.482
Aumento de Capital			42.054									
Distribuição de dividendos aos acionistas	(186.263)	(242.932)	(44.643)	(42.053)	(60.300)	(100.587)	(156.714)	(65.147)	(77.364)	(101.011)		
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	261.967	240.256	126.789	181.575	92.373	34.016	170.269	141.349	81.797	113.170	164.486	(236.250)
Outros resultados abrangentes	(10.975)	(32.824)	(65.018)	80.293	98	125			(1.763)	1.276	8.802	14.368
Reversão de dividendos										30.921		
Redução de capital e distribuição de reservas									(200.177)			
Patrimônio líquido - Saldo final	**1.133.485**	**1.068.756**	**966.188**	**907.006**	**998.348**	**966.177**	**1.403.204**	**1.389.649**	**387.163**	**584.670**	**1.349.078**	**938.600**
Percentual de participação societária - %	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	55,86%	55,86%	60,00%	60,00%	100,00%	100,00%	100,00%	50,00%
Participação nos investimentos	1.133.485	1.068.756	966.188	907.006	557.701	539.730	841.922	833.789	387.163	584.670	1.349.078	469.300
Partes Beneficiárias					(252.150)	(252.150)						
Benefício Fiscal					56.420	56.420						
Resultados Acumulados					(4.963)	(3.754)						
Saldo contábil do investimento na Controladora	**1.133.485**	**1.068.756**	**966.188**	**907.006**	**357.008**	**340.246**	**841.922**	**833.789**	**387.163**	**584.670**	**1.349.078**	**469.300**
Participação dos não controladores	**-**	**-**	**-**	**-**	**641.340**	**625.931**	**561.282**	**555.860**	**-**	**-**	**-**	**-**

(*) Em 31 de dezembro de 2014 a Porto do Pecém era um empreendimento controlado em conjunto.

19 Empreendimentos controlados em conjunto *(Joint venture)*

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

Todas as informações apresentadas abaixo representam 100% dos saldos da CEJA e Cachoeira Caldeirão, que na avaliação da Companhia é considerado relevante para divulgação.

19.1 CEJA

A CEJA detém 100% da participação societária na ECE Participações que é a detentora da concessão da Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari.

Na Demonstração de Resultado consolidado da Companhia foram considerados os resultados acumulados da CEJA até junho de 2014, data da efetiva perda do controle.

19.1.1 Demonstrações financeiras - Condensadas

Balanço Patrimonial

Ativo	Consolidado 31/12/2015	Consolidado 31/12/2014	Passivo	Consolidado 31/12/2015	Consolidado 31/12/2014
Circulante			**Circulante**		
Caixa e equivalentes de caixa	74.639	169.280	Fornecedores	27.414	19.565
Outros ativos circulantes	79.348	93.463	Debêntures	128.979	52.379
	153.987	**262.743**	Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	53.635	34.434
			Outros passivos circulantes	22.955	65.879
Não circulante				**232.983**	**172.257**
Impostos e contribuições sociais	5.800	19.151	**Não circulante**		
Outros ativos não circulantes	15.383	30.313	Tributos diferidos	196.179	205.065
	21.183	**49.464**	Debêntures	232.484	348.688
			Empréstimos e financiamentos	729.942	727.226
Imobilizado	1.166.469	1.073.073	Outros passivos não circulantes	46.342	17.993
Intangível	582.513	605.058		**1.204.947**	**1.298.972**
			Patrimônio Líquido	**486.222**	**519.109**
Total do ativo	**1.924.152**	**1.990.338**	**Total do passivo e patrimônio líquido**	**1.924.152**	**1.990.338**

Demonstração do Resultado

	Consolidado 2015	Consolidado 2014
Receitas	212.597	193.909
Custo da produção e serviço de energia elétrica	(111.760)	(21.583)
Depreciação e amortização	(19.870)	(5.622)
Despesas e Receitas operacionais	(6.982)	(8.819)
Resultado financeiro	(110.251)	(48.961)
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	3.379	(46.064)
Resultado líquido do exercício	**(32.887)**	**62.860**

19.1.2 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas e depósitos vinculados à litígios - Circulante e Não circulante

Risco de perda provável

A ECE Participações, controlada integral da CEJA, possui demandas judiciais de natureza trabalhista avaliadas pelos assessores jurídicos com expectativa de perda provável em 31 de dezembro de 2015 no valor de R$352.

Não há demandas judiciais de natureza cível e fiscal com expectativa de perda provável, portanto, não há valores provisionados nas demonstrações financeiras.

Risco de perda possível

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 2015 no valor de R$66 (R$122 em 31 de dezembro de 2014).

19.1.3 Compromissos contratuais e Garantias

Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2015, os compromissos das obrigações de compras e as responsabilidades de locações operacionais (não reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CEJA), são apresentadas por maturidade de vencimento, como segue:

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia e suas controladas e estão atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa de 6,86% que representa a taxa média de financiamento para a construção do empreendimento. As obrigações de compra incluem, principalmente, a contratação de prestação de serviços para a construção da UHE Jari.

	Consolidado 31/12/2015					31/12/2014
	2016	2017 a 2018	2019 a 2020	A partir de 2021	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	187				187	144
Obrigações de compra						
Comercialização de energia		1.106	1.076	11.002	13.184	
Prêmio de risco - GSF	23.193			59.873	83.066	
Materiais e serviços	12.915	6.403	149	1.674	21.141	56.860
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	112.609	141.979	70.699	125.836	451.123	442.364
	148.904	**149.488**	**71.924**	**198.385**	**568.701**	**499.368**

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 2015, ou seja, não descontados.

	Consolidado 31/12/2015					31/12/2014
	2016	2017 a 2018	2019 a 2020	A partir de 2021	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	157				157	137
Obrigações de compra						
Comercialização de energia		1.105	1.106	14.370	16.581	
Prêmio de risco - GSF	23.193			65.635	88.828	
Materiais e serviços	10.871	5.443	131	1.576	18.021	54.256
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	114.437	160.446	89.003	226.308	590.194	599.528
	148.658	**166.994**	**90.240**	**307.889**	**713.781**	**653.921**

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Garantias

Consolidado			
Tipo de garantia oferecida	**Modalidade**	**31/12/2015**	**31/12/2014**
Depósito Caucionado	Empréstimos e financiamentos	30.341	24.719
Fiança Bancária	Empréstimos e financiamentos	392.379	381.421
	Debêntures	181.156	201.189
Fiança Corporativa	Empréstimos e financiamentos	392.379	381.421
	Debêntures	181.156	201.189
Penhor de ações	Empréstimos e financiamentos	473.276	473.276
Penhor de direitos	Empréstimos e financiamentos	784.758	762.843
Seguro garantia	Executante construtor		39.273
		2.435.445	**2.465.331**

19.2 Cachoeira Caldeirão
A Cachoeira Caldeirão é a detentora do direito de concessão da Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão.
Na Demonstração de Resultado consolidado da Companhia foram considerados os resultados acumulados da Cachoeira Caldeirão até junho de 2014, data da efetiva perda do controle.

19.2.1 Demonstrações financeiras - Condensadas

Balanço Patrimonial

Ativo	31/12/2015	31/12/2014	Passivo	31/12/2015	31/12/2014
Circulante			**Circulante**		
Caixa e equivalentes de caixa	39.916	244.467	Fornecedores	44.852	12.536
			Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	145.748	302.872
Outros ativos circulantes	121	8.339	Outros passivos circulantes	47.483	41.914
	40.037	**252.806**		**238.083**	**357.322**
Não circulante					
Impostos e contribuições sociais	57.140	32.857	**Não circulante**		
Outros ativos não circulantes	9.009	3.080	Debêntures	185.135	
	66.149	**35.937**	Empréstimos e financiamentos	319.736	299.266
			Outros passivos não circulantes	9.740	9.339
Imobilizado	1.205.010	691.423		**514.611**	**308.605**
Intangível	51.760	40.911			
			Patrimônio Líquido	610.262	355.150
Total do ativo	**1.362.956**	**1.021.077**	**Total do passivo e patrimônio líquido**	**1.362.956**	**1.021.077**

Demonstração do Resultado

	2015	2014
Custo da produção e serviço de energia elétrica	(375)	
Despesas e Receitas operacionais	(18.044)	(6.271)
Resultado financeiro	406	1.065
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	6.125	1.770
Resultado líquido do exercício	**(11.888)**	**(3.436)**

19.2.2 Compromissos contratuais e Garantias
Compromissos contratuais
Em 31 de dezembro de 2015, a Cachoeira Caldeirão apresenta os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, que estão apresentados por maturidade de vencimento.
Os materiais e serviços incluem, essencialmente, responsabilidades relacionadas com contratos de longo prazo relativos ao fornecimento de produtos e serviços vinculados à construção da UHE Cachoeira Caldeirão.
Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Cachoeira Caldeirão atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa de 7% que representa a taxa de captação de recursos de longo prazo para a construção do empreendimento.

	31/12/2015					31/12/2014
	2016	2017 a 2018	2019 a 2020	A partir de 2021	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	644	195			839	759
Obrigações de compra						
Comercialização de energia		8.342	8.065	83.936	100.343	
Materiais e serviços	74.833	3.612	377	4.254	83.076	464.090
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e Debêntures	52.304	86.660	58.450	137.835	335.249	204.952
	127.781	**98.809**	**66.892**	**226.025**	**519.507**	**669.801**

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 2015, ou seja, não descontados.

	31/12/2015					31/12/2014
	2016	2017 a 2018	2019 a 2020	A partir de 2021	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	542	165			707	736
Obrigações de compra						
Comercialização de energia		8.416	8.427	109.475	126.318	
Materiais e serviços	62.995	3.078	334	4.050	70.457	442.747
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e Debêntures	40.295	82.412	73.941	257.591	454.239	348.761
	103.832	**94.071**	**82.702**	**371.116**	**651.721**	**792.244**

Garantias

Tipo de garantia oferecida	Modalidade	31/12/2015	31/12/2014
Aval de Acionistas	Empréstimos e financiamentos		303.098
Fiança Bancária	Empréstimos e financiamentos		
	Debêntures	511.746	
Fiança Corporativa	Empréstimos e financiamentos		
	Debêntures	511.746	
Penhor de ações	Empréstimos e financiamentos	627.602	300.286
Seguro garantia	Executante construtor	29.958	42.797
		1.681.052	**646.181**

19.3 São Manoel
A São Manoel é a detentora do direito de concessão da Usina Hidrelétrica São Manoel.

19.3.1 Demonstrações financeiras - Condensadas

Balanço Patrimonial

Ativo	31/12/2015	31/12/2014	Passivo	31/12/2015	31/12/2014
Circulante			**Circulante**		
Caixa e equivalentes de caixa	47.862	267.569	Debêntures	644.723	
			Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	471.946	
Outros ativos circulantes	504	3.847	Provisões	49.980	38.320
	48.366	**271.416**	Outros passivos circulantes	29.463	10.563
				1.196.112	**48.883**
Não circulante					
Impostos e contribuições sociais	69.382	15.267	**Não circulante**		
Outros ativos não circulantes	6.716	3.100	Uso do bem público	35.172	558.710
	76.098	**18.367**	Provisões	44.619	
Imobilizado	1.401.301	359.846	Outros passivos não circulantes		98.572
Intangível	59.452	53.798		**79.791**	**657.282**
			Patrimônio Líquido	309.314	(2.738)
Total do ativo	**1.585.217**	**703.427**	**Total do passivo e patrimônio líquido**	**1.585.217**	**703.427**

Demonstração do Resultado

	2015	2014
Despesas e Receitas operacionais	(7.541)	(4.075)
Resultado financeiro	44	(73)
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	2.549	1.410
Resultado líquido do exercício	**(4.948)**	**(2.738)**

19.3.2 Compromissos contratuais e Garantias
Compromissos contratuais
Em 31 de dezembro de 2015, a São Manoel apresenta os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, que estão apresentados por maturidade de vencimento.
Os materiais e serviços incluem, essencialmente, responsabilidades relacionadas com contratos de longo prazo relativos ao fornecimento de produtos e serviços vinculados à construção da UHE São Manoel.
Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da São Manoel atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa de 7% que representa a taxa de captação de recursos de longo prazo para a construção do empreendimento.

	31/12/2015			31/12/2014
	2016	2017 a 2018	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	81	80	161	
Obrigações de compra				
Materiais e serviços	496.873	958.262	1.455.135	1.910.709
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e Debêntures	31.696		31.696	75.115
	528.650	**958.342**	**1.486.992**	**1.985.824**

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 2015, ou seja, não descontados.

	31/12/2015			31/12/2014
	2016	2017 a 2018	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	76	84	160	
Obrigações de compra				
Materiais e serviços	418.272	819.679	1.237.951	1.884.018
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e Debêntures	30.278		30.278	69.080
	448.626	**819.763**	**1.268.389**	**1.953.098**

Garantias

Tipo de garantia oferecida	Modalidade	31/12/2015	31/12/2014
Fiança Bancária	Debêntures	429.916	374.340
Fiança Corporativa	Empréstimos e financiamentos	472.622	
	Debêntures	215.023	187.170
Seguro garantia	Executante construtor	80.253	114.648
		1.197.814	**676.158**

20 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 no 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. Para a EDP Bandeirante, a atualização monetária destes ativos financeiros, até 30 de abril de 2015, foi com base no IGP-M e, a partir desta, pelo IPCA. Para a EDP Escelsa a atualização foi integralmente pelo IGP-M até a data do balanço.
Estes ativos serão reversíveis ao Poder Concedente no final da concessão. Os efeitos da mensuração a valor justo são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.
No mês de dezembro de 2015 a EDP Bandeirante, conforme disposições legais da Resolução Normativa nº 396, de 23 de fevereiro de 2010, efetuou a contabilização do Laudo de Avaliação dos Ativos aprovado no âmbito da 4ª Revisão Tarifária Periódica. O valor da Base de Remuneração Líquida dos ativos, conforme Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL de, 16 de outubro de 2015 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 à data dezembro de 2015, gerou um mais valia na referida rubrica de R$81.938.
A movimentação do exercício é a seguinte:

	Valor líquido em 31/12/2014	Transferência do ativo intangível	Valor Justo	Baixas	Valor líquido em 31/12/2015
Ativo financeiro indenizável	940.160	147.910	152.477	(10.413)	1.230.134
Total	**940.160**	**147.910**	**152.477**	**(10.413)**	**1.230.134**
Não circulante	940.160				1.230.134
	940.160				**1.230.134**

21 Imobilizado
Os ativos imobilizados são contabilizados pelo custo de aquisição 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. 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.
De acordo com os artigos nºs 63 e 64 do Decreto nº 41.019/57, os ativos de infraestrutura utilizados na geração, 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 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na concessão.
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 e foram aprovadas pela Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009, atualizadas pela Resolução Normativa nº 474, de 7 de fevereiro de 2012 que estabelece novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE. Posteriormente, em 11 de agosto de 2015 foi publicada a Resolução nº 674 que aprova o MCPSE que vigorará a partir de 1º de janeiro de 2016 que tem como propósito aprimorar o controle patrimonial por meio de acréscimos nas tabelas de atributos técnicos e a inclusão de equipamentos específicos para que se pudesse alcançar as novas tecnologias utilizada pelo Setor. Sobre a vida útil dos bens e instalações, apesar de a tabela contendo as taxas de depreciação fazer parte do MCPSE, a referida regulamentação não tratou da revisão das vidas úteis, dado a especificidade, a mesma deverá ser tratada em outro momento, conforme Nota Técnica nº211/2015 - SFF/ANEEL, de 31 de julho de 2015.

21.1 Composição do Imobilizado

	Controladora							
		31/12/2015				31/12/2014		
	Taxa média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa 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	(5)	3
Máquinas e equipamentos	12,62	17.255	(4.363)	12.892	12,56	16.113	(1.825)	14.288
Veículos	14,29	1.190	(707)	483	14,29	1.190	(580)	610
Móveis e utensílios	6,25	3.186	(1.225)	1.961	6,25	3.187	(1.047)	2.140
Total do Imobilizado em serviço		**21.639**	**(6.301)**	**15.338**		**20.498**	**(3.457)**	**17.041**
Imobilizado em curso								
Administração		6.636		6.636		6.073		6.073
Total do Imobilizado em curso		**6.636**	**-**	**6.636**		**6.073**	**-**	**6.073**
Total Imobilizado		**28.275**	**(6.301)**	**21.974**		**26.571**	**(3.457)**	**23.114**

	Consolidado							
		31/12/2015				31/12/2014		
	Nota	Taxa média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Imobilizado em serviço									
Geração									
Terrenos		0,03	164.123	(7)	164.116		164.580		164.580
Reservatórios, barragens e adutoras		1,91	1.984.339	(436.544)	1.547.795	1,84	2.023.096	(413.407)	1.609.689
Edificações, obras civis e benfeitorias		2,76	957.171	(215.556)	741.615	2,52	771.900	(197.670)	574.230
Máquinas e equipamentos		3,50	5.697.295	(936.564)	4.760.731	3,30	1.759.544	(456.997)	1.302.547
Veículos		13,97	5.513	(2.864)	2.649	13,78	4.176	(2.959)	1.217
Móveis e utensílios		6,47	2.240	(738)	1.502	5,37	2.514	(1.507)	1.007
			8.810.681	**(1.592.273)**	**7.218.408**		**4.725.810**	**(1.072.540)**	**3.653.270**
Sistema de Transmissão de Conexão	21.1.1								
Terrenos							1		1
Edificações, obras civis e benfeitorias		3,33	8.424	(4.531)	3.893	3,33	8.424	(4.250)	4.174
Máquinas e equipamentos		3,16	111.573	(34.998)	76.575	3,35	86.832	(29.629)	57.203
			119.997	**(39.529)**	**80.468**		**95.257**	**(33.879)**	**61.378**
Administração									
Terrenos			3.638		3.638		3.638		3.638
Edificações, obras civis e benfeitorias		5,17	235	(70)	165	5,17	235	(59)	176
Máquinas e equipamentos		12,38	22.921	(6.592)	16.329	12,44	19.098	(2.994)	16.104
Veículos		14,29	2.351	(1.625)	726	14,29	2.686	(1.606)	1.080
Móveis e utensílios		6,56	4.762	(2.161)	2.601	6,50	4.602	(1.876)	2.726
			33.907	**(10.448)**	**23.459**		**30.259**	**(6.535)**	**23.724**
Atividades não vinculadas à concessão									
Terrenos			85		85		85		85
Máquinas e equipamentos		10,00	4.538	(2.129)	2.409				-
Veículos		20,00	208	(117)	91				-
Móveis e utensílios		10,00	262	(173)	89	6,67	361	(296)	65
			5.093	**(2.419)**	**2.674**		**446**	**(296)**	**150**
Total do Imobilizado em serviço			**8.969.678**	**(1.644.669)**	**7.325.009**		**4.851.772**	**(1.113.250)**	**3.738.522**
Imobilizado em curso									
Geração			283.240		283.240		195.053		195.053
Comercialização			4.911		4.911				-
Administração			8.288		8.288		7.660		7.660
Total do Imobilizado em curso			**296.439**	**-**	**296.439**		**202.713**	**-**	**202.713**
Total Imobilizado			**9.266.117**	**(1.644.669)**	**7.621.448**		**5.054.485**	**(1.113.250)**	**3.941.235**

21.1.1 Sistema de Transmissão de Conexão - Futura licitação de linhas de transmissão da controlada Investco
Do montante em 31 de dezembro de 2015 de R$80.468 (R$61.378 em 31 de dezembro de 2014), R$47.149 (R$49.893 em 31 de dezembro de 2014) é referente à controlada Investco e compõe o Sistema de Transmissão de Conexão, relativos à linha de transmissão LT 500 kV Miracema-Lajeado e a subestação SE 500/230kV Lajeado que levam a energia produzida pela Investco até o ponto de conexão com a Rede Básica.
A ANEEL, por meio do Ofício nº 506 de 21 de julho de 2014, comunicou à Investco acerca da realização do Leilão de Transmissão nº 004/2014 que previa a licitação do segundo circuito da LT 500kV Miracema-Lajeado dentre outras instalações, com vistas à atender a crescente demanda de carga do estado do Tocantins, nos termos do artigo nº 17 da Lei nº 9.074/95.
Em 18 de novembro de 2014 foi realizado o referido Leilão, todavia, não houveram propostas para os respectivos ativos.
Em 9 de abril de 2015 foi aberta a Audiência Pública nº 018/2015 com vistas a obter subsídios e informações adicionais ao Edital do Leilão nº 01/2015-ANEEL, destinado a promover a contratação de concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica, compreendendo, dentre elas, as instalações da Investco (LOTE I). Em 14 de julho de 2015 foi aprovado o Edital do Leilão e em 26 de agosto de 2015 foi realizado o Leilão nº 01/2015-ANEEL e novamente, não houveram propostas para os respectivos ativos.
Em 16 de dezembro de 2015 foi aberta a Audiência Pública nº 080/2015 com vistas a obter subsídios e informações adicionais ao Edital do Leilão de Transmissão nº 13/2015-ANEEL, destinado a promover a contratação de concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica, compreendendo, dentre elas, as instalações da Companhia (LOTE M).
Quando houver proponente vencedor, os ativos relativos à LT 500kV Miracema-Lajeado e SE 500/230kV Lajeado deverão ser transferidos ao novo concessionário sem ônus, uma vez que tais instalações passarão a compor a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN.
Sendo assim, a Investco não identificou indícios de redução ao valor recuperável do imobilizado a serem feitos em suas demonstrações financeiras findas em 31 de dezembro de 2015.

21.2 Mutação do Imobilizado

	Controladora						
	Valor líquido em 31/12/2014	Adições	Transferência para imobilizado em serviço	Depreciação	Baixas	Reclassificação	Valor líquido em 31/12/2015
Imobilizado em serviço							
Edificações, obras civis e benfeitorias	3			(1)			2
Máquinas e equipamentos	14.287		1.141	(2.536)			12.892
Veículos	610			(127)			483
Móveis e utensílios	2.141			(179)	(1)		1.961
Total do Imobilizado em serviço	**17.041**	**-**	**1.141**	**(2.843)**	**(1)**	**-**	**15.338**
Imobilizado em curso							
Máquinas e equipamentos	6.073	1.762	(1.141)			(58)	6.636
Total do Imobilizado em curso	**6.073**	**1.762**	**(1.141)**	**-**	**-**	**(58)**	**6.636**
Total do Imobilizado	**23.114**	**1.762**	**-**	**(2.843)**	**(1)**	**(58)**	**21.974**

	Consolidado								
	Valor líquido em 31/12/2014	Adições	Transferência para imobilizado em serviço	Depreciação	Baixas	Aquisição de empresas	Transferência para Ativo Mantido para Venda	Reclassificação	Valor líquido em 31/12/2015
Imobilizado em serviço									
Terrenos	168.305			(7)			(459)		167.839
Reservatórios, barragens e adutoras	1.614.993	76	8.900	(41.816)	(3)		(28.877)	(5.478)	1.547.795
Edificações, obras civis e benfeitorias	578.582			(21.543)	(14)	200.391	(11.742)	(1)	745.673
Máquinas e equipamentos	1.370.524		48.621	(173.044)	(629)	3.618.349	(17.294)	9.517	4.856.044
Veículos	2.315		1.158	(1.996)	(145)	6.172		(4.038)	3.466
Móveis e utensílios	3.803	1	114	(460)	(62)	899	(103)		4.192
Total do Imobilizado em serviço	**3.738.522**	**77**	**58.793**	**(238.866)**	**(853)**	**3.825.811**	**(58.475)**	**-**	**7.325.009**
Imobilizado em curso									
Terrenos	24.328				(418)		(160)		23.750
Reservatórios, barragens e adutoras	12.630	4.812	(3.585)		(2.274)		(161)		11.422
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.411	1.050				1.149	(434)		3.176
Máquinas e equipamentos	107.820	68.697	(53.936)		(842)	40.242	(22.095)	31.709	171.595
Adiantamento a fornecedores	8.578	4.959				41.504	(4.988)	(21.712)	28.341
A ratear	21.952	1.446			(2.334)		(472)	(6.474)	14.118
Outros	25.994	5.686	(1.272)		(221)	17.498	(700)	(2.948)	44.037
Total do Imobilizado em curso	**202.713**	**86.650**	**(58.793)**	**-**	**(6.089)**	**100.393**	**(29.010)**	**575**	**296.439**
Total do Imobilizado	**3.941.235**	**86.727**	**-**	**(238.866)**	**(6.942)**	**3.926.204**	**(87.485)**	**575**	**7.621.448**

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015 não houve indicação, seja por meio de fontes externas de informação ou fontes internas, de que algum ativo tenha sofrido desvalorização. Dessa forma, em 31 de dezembro de 2015, a Administração da Companhia e suas controladas julgam que o valor contábil líquido registrado dos ativos é recuperável e, portanto, não houve necessidade de registro de provisão para redução ao valor recuperável.

22 Intangível
Os ativos intangíveis estão mensurados pelo custo total de aquisição menos as despesas de amortização.
As servidões permanentes estão registradas pelo custo de aquisição e não são amortizadas, com exceção das controladas Porto do Pecém e Energest, que amortizam suas servidões permanentes pelo prazo de autorização ou concessão.
Os gastos com desenvolvimentos de projetos são reconhecidos como ativos intangíveis a partir da fase de desenvolvimento desde que cumpram com os requisitos definidos no CPC 04 (R1).
A amortização é calculada sobre o valor do ativo, sendo reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas de ativos intangíveis a partir da data em que estes estão disponíveis para uso, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

22.1 Composição do Intangível

	Controladora							
		31/12/2015				31/12/2014		
	Taxa média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxa média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
Intangível em serviço								
Administração								
Software	19,98	5.433	(3.571)	1.862	19,98	4.428	(2.875)	1.553
Total do Intangível em serviço		**5.433**	**(3.571)**	**1.862**		**4.428**	**(2.875)**	**1.553**
Intangível em curso								
Administração		5.085		5.085		2.362		2.362
Total do Intangível em curso		**5.085**	**-**	**5.085**		**2.362**	**-**	**2.362**
Total do Intangível		**10.518**	**(3.571)**	**6.947**		**6.790**	**(2.875)**	**3.915**

	Consolidado								
		31/12/2015				31/12/2014			
	Nota	Taxa média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxa média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
Intangível em serviço									
Distribuição									
Direito de concessão - Infraestrutura	22.3	4,09	4.183.531	(2.576.244)	1.607.287	4,03	4.219.958	(2.438.567)	1.781.391
Direito de concessão - Outros	22.4	7,64	38.143	(19.558)	18.585	7,64	38.143	(18.099)	20.044
			4.221.674	**(2.595.802)**	**1.625.872**		**4.258.101**	**(2.456.666)**	**1.801.435**
Geração									
Software		19,65	2.126	(1.955)	171	20,00	2.091	(1.927)	164
Servidão permanente		0,27	1.485	(50)	1.435		509		509
Direito de concessão - Licenças ambientais		35,39	6.965	(4.407)	2.558	19,65	4.274	(3.572)	702
Direito de concessão - Uso do Bem Público - UBP	22.5	4,20	177.578	(58.408)	119.170	4,13	180.786	(52.233)	128.553
Direito de concessão - Outros	22.4	2,81	1.020.489	(354.690)	665.799	3,46	929.165	(324.804)	604.361
			1.208.643	**(419.510)**	**789.133**		**1.116.825**	**(382.536)**	**734.289**
Sistema de Transmissão de Conexão									
Servidão permanente		2,91	3.169	(930)	2.239		373		373
			3.169	**(930)**	**2.239**		**373**	**-**	**373**
Administração									
Software		18,55	14.379	(10.556)	3.823	19,96	12.200	(8.576)	3.624
Outros			6.838		6.838				-
			21.217	**(10.556)**	**10.661**		**12.200**	**(8.576)**	**3.624**
Total do Intangível em serviço			**5.454.703**	**(3.026.798)**	**2.427.905**		**5.387.499**	**(2.847.778)**	**2.539.721**
Intangível em curso									
Distribuição			143.737		143.737		10.820		10.820
Geração			39.152		39.152		55.966		55.966
Administração			8.168		8.168		4.118		4.118
Total do Intangível em curso			**191.057**	**-**	**191.057**		**70.904**	**-**	**70.904**
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na incorporação de sociedade controladora	22.6	5,06	940.510	(445.879)	494.631	5,03	940.511	(400.245)	540.266
(-) Provisão para manutenção de dividendos		5,06	(940.510)	445.879	(494.631)	5,03	(940.511)	400.245	(540.266)
			-	-	-		-	-	-
Goodwill									
Lajeado Energia e Investco			42.293		42.293		42.293		42.293
APS Soluções em Energia			38.815		38.815				-
			81.108	**-**	**81.108**		**42.293**	**-**	**42.293**
Total do Intangível			**5.726.868**	**(3.026.798)**	**2.700.070**		**5.500.696**	**(2.847.778)**	**2.652.918**

22.2 Mutação do Intangível

	Controladora					
	Valor líquido em 31/12/2014	Adições	Transferência para intangível em serviço	Amortização	Reclassificação	Valor líquido em 31/12/2015
Intangível em serviço						
Software	1.553		1.005	(696)		1.862
Total do Intangível em serviço	**1.553**	**-**	**1.005**	**(696)**	**-**	**1.862**
Intangível em curso						
Outros Intangíveis em curso	2.362	3.670	(1.005)		58	5.085
Total do Intangível em curso	**2.362**	**3.670**	**(1.005)**	**-**	**58**	**5.085**
Total do Intangível	**3.915**	**3.670**	**-**	**(696)**	**58**	**6.947**

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Consolidado										
	Valor líquido em 31/12/2014	Adição	Juros capitalizados	Transferência para intangível em serviço	Transferências para ativo financeiro indenizável	Amortização	Baixas	Aquisição de empresas	Transferência para Ativo Mantido para Venda	Reclassificação	Valor líquido em 31/12/2015
Intangível em serviço											
Software	3.790			1.038		(1.595)		766	(5)		3.994
Servidão permanente	882					(238)		3.030			3.674
Direito de concessão - Licenças ambientais	702			7.095		(1.120)			(4.119)		2.558
Direito de concessão - Infraestrutura	1.781.391			182.058	(147.624)	(181.365)	(27.173)				1.607.287
Direito de concessão - Uso do Bem Público - UBP	128.551					(7.138)			(2.243)		119.170
Direito de concessão - Outros	624.405					(37.121)	(3.302)	106.855	(6.453)		684.384
Outros intangíveis em serviço	-							6.838			6.838
Total do Intangível em serviço	**2.539.721**	**-**	**-**	**190.191**	**(147.624)**	**(228.577)**	**(30.475)**	**117.489**	**(12.820)**	**-**	**2.427.905**
Intangível em curso											
Desenvolvimento de projetos (Nota 22.8)	38.458	1.620					(17.394)		(793)	(633)	21.258
Outros Intangíveis em curso	32.446	329.736	2.334	(190.191)	(286)		(4.416)		118	58	169.799
Total do Intangível em curso	**70.904**	**331.356**	**2.334**	**(190.191)**	**(286)**	**-**	**(21.810)**	**-**	**(675)**	**(575)**	**191.057**
Goodwill	42.293							38.815			81.108
Total do Intangível	**2.652.918**	**331.356**	**2.334**	**-**	**(147.910)**	**(228.577)**	**(52.285)**	**156.304**	**(13.495)**	**(575)**	**2.700.070**

Em 31 de dezembro de 2015 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 2015 o teste de recuperação dos ágios e intangíveis da Companhia e suas controladas não resultou na necessidade de reconhecimento de perdas nos ativos intangíveis. No exercício não foram constatadas evidências de perdas não recuperáveis ou eventos ou alterações nas premissas e circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável.

22.3 Direito de concessão - Infraestrutura

Referem-se ao direito das concessionárias EDP Bandeirante e EDP Escelsa de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1) (Nota 20). Estão registrados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável. A amortização é registrada pelo prazo remanescente da concessão.

22.4 Direito de concessão - Outros

	Consolidado		
	31/12/2015		
	Custo	Amortização	Total
EDP Bandeirante	38.143	(19.558)	18.585
Lajeado	122.533	(62.379)	60.154
Enerpeixe	3.837	(1.419)	2.418
Porto do Pecém	106.855	(2.366)	104.489
Investco	787.264	(288.526)	498.738
Total	**1.058.632**	**(374.248)**	**684.384**

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

22.5 Direito de concessão - Uso do Bem Público - UBP

Refere-se ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico e sistema de transmissão associado às UHEs e PCHs das controladas Investco, Enerpeixe e Energest. 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 28). 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 Energest, com término em julho de 2019.

	Consolidado		
	Saldo em 31/12/2014	Amortização	Saldo em 31/12/2015
Investco	11.661	(648)	11.013
Enerpeixe	108.808	(4.965)	103.843
Energest	5.518	(1.204)	4.314
	125.987	**(6.817)**	**119.170**

22.6 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 para a EDP Bandeirante e EDP Escelsa e pelo prazo de concessão para a Lajeado.

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,* gerado na combinação de negócios em setembro de 2008 no montante de R$42.293, surgiu quando a Companhia efetuou a troca de participação acionária detida na Enersul 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 o montante de R$38.815 devido a aquisição da APS Solução pela controlada EDP GRID em 06 de dezembro de 2015 (Nota 5.7).

22.7 Desenvolvimento de projetos

Do montante de R$17.394 referente a baixas, R$12.450 refere-se a gastos com estudos, engenharia, geologia, topografia, hidrologia e meio ambiente do projeto de viabilidade da UHE - Tupirantins.

O projeto da UHE - Tupirantins consiste na construção de uma usina à jusante da UHE Lajeado, com potência de 620 MW, área de inundação de 370 Km² e um custo estimado de R$1,4 bilhões. O processo ambiental da UHE está parado no IBAMA, principalmente em função das dificuldades de negociação com as comunidades indígenas da região norte do Tocantins, além de resultar na remoção de 3.000 famílias.

Trata-se de empreendimento cuja área de inundação se sobrepõe à reserva indígena, o que faz com que sua construção dependa de ato do Congresso Nacional. O cenário atual aponta para grandes dificuldades na viabilização de usinas hidrelétricas que conflitam com reservas indígenas. Pode-se identificar nos recentes estudos da UHE São Luiz do Tapajós que a presença de habitações indígenas, ainda que sem uma reserva legalmente constituída, vem impedindo o licenciamento ambiental.

Tal cenário, agravado pelo decurso de tempo do projeto, contribuiu para reduzir de forma significativa a atratividade do projeto e, portanto, em 30 de junho de 2015, a Administração da Investco concluiu pela provisão de redução ao valor recuperável do projeto, de acordo com os requisitos do CPC 01 - Redução ao Valor Recuperável de Ativos, visto que não há expectativa para sua realização decorrente de implantação ou venda do projeto, pois não houve até o momento indicativo dos órgãos ambientais no sentido de sua aprovação. Quando houver a aprovação ambiental do projeto a Administração da Investco reavaliará a expectativa de sua implementação ou venda e a respectiva reversão da provisão.

23 Fornecedores

		Controladora		Consolidado		
		Circulante		Circulante		Não circulante
	Nota	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2014
Suprimento de energia elétrica				699.880	713.593	3.065
Energia livre	23.1			88.566	76.708	
Encargos de uso da rede elétrica				56.856	55.518	
Operações CCEE	23.2			229.632	141.917	
Materiais e serviços		13.203	14.010	233.085	110.967	
Total		**13.203**	**14.010**	**1.308.019**	**1.098.703**	**3.065**

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.

23.1 Energia livre

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

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

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

Em 9 de maio de 2013, porém, foi proferida sentença julgando extinto o feito, sem resolução de mérito, pela inadequação da via eleita (Mandado de Segurança). Entretanto, os pagamentos por parte das controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa permanecem suspensos, tendo em vista a interposição de recurso de apelação contra a referida sentença, ao qual foi atribuído efeito suspensivo (suspensos, portanto, os efeitos da sentença desfavorável às distribuidoras).

Por oportuno, importante salientar que as distribuidoras, paralelamente, ajuizaram ação ordinária com o mesmo objetivo do Mandado de Segurança, porém tal demanda também foi extinta, sob o argumento de que já havia outro feito com as mesmas partes, mesmo pedido e mesmo fundamentos de fato e de direito (litispendência). Em face de tal decisão, também foi interposto recurso de Apelação ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, o qual pende de julgamento.

O passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC, tendo sido registrado no exercício de 2015 o valor de R$10.170 (R$7.538 em 2014) em contrapartida a despesa financeira (Nota 35).

23.2 Aplicação do *Generation Scaling Factor* - GSF

Do montante a ser liquidado junto à CCEE de R$229.632, R$81.172 são relativos a aplicação do GSF (fator que mede o volume de energia gerado pelas hidrelétricas) das competências de maio a dezembro de 2015, que deverão ser liquidados quando da repactuação do risco hidrológico (Nota 43.3).

As empresas de geração do Grupo EDP - Energias do Brasil, por meio da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE, propuseram, em 18 de junho de 2015, ação judicial visando prevenir e reparar danos que desde janeiro de 2014 as Geradoras vem sofrendo em consequência de atos estatais que alteraram as condições objetivas, fáticas e jurídicas à vista das quais foram tomadas decisões de investimento em geração hidrelétrica e frustraram a geração das usinas hidrelétricas.

Em 1º de julho de 2015 foi concedida liminar que impede a aplicação pela ANEEL do ajuste do MRE, caso haja geração total do MRE em montante inferior à garantia física para o grupo de empresas representadas pela APINE até o trânsito em julgado da ação mencionada. A decisão proferida pela juíza federal da 20ª Vara Federal do Distrito Federal determinou multa diária de R$50 à ANEEL caso a decisão não seja cumprida.

A decisão tem o condão de estancar os danos sofridos em razão dos valores do GSF, valores esses que refletem, desde o início de 2014, a circunstância da geração hidrelétrica ter sido reduzida por força de diversos atos estatais de ordem tanto estrutural quanto conjuntural.

24 Debêntures

24.1 Composição do saldo de Debêntures

												Controladora							
												31/12/2015				31/12/2014			
												Encargos	Principal			Encargos	Principal		
Agente fiduciário	Empresa	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Circulante	Não circulante	Total
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Energias do Brasil	Instrução CVM nº 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 2016		7.629	250.000		257.629	12.546	250.000	250.000	512.546
(-) Custos de emissão	EDP Energias do Brasil				(500)					Amortização mensal			(32)		(32)			(161)	(161)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Energias do Brasil	Instrução CVM nº 476/09	300	1.000	300.000	3ª emissão em 12/02/2014	12/02/2014 a 12/08/2015	Refinanciamento parcial da 1ª emissão de debêntures da Companhia	CDI + 0,72% a.a.	Principal e juros em parcela única no final					-	30.728	300.000		330.728
(-) Custos de emissão	EDP Energias do Brasil									Amortização mensal					-		(576)		(576)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	664.253	1	664.253	1ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2018	Destinada ao resgate antecipado da 1ª emissão de Notas Promissórias da Companhia.	CDI + 1,74% a.a.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2017 e juros semestral		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	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.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2019 e juros semestral		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	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.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2022 e juros semestral		840		48.950	49.790				-
(-) Custos de emissão	EDP Energias do Brasil						15/09/2015 a 15/09/2024			Amortização mensal				(14.944)	(14.944)				-
Total												**34.537**	**249.968**	**881.453**	**1.165.958**	**43.274**	**549.424**	**249.839**	**842.537**

												Consolidado							
												31/12/2015				31/12/2014			
												Encargos	Principal			Encargos	Principal		
Agente fiduciário	Empresa	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Circulante	Não circulante	Total
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Escelsa	Instrução CVM nº 476/09	17.680	10	176.800	3ª emissão em 27/08/2014	27/08/2014 a 27/08/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 1,50% a.a.	Principal semestral a partir de 27/08/2018 e juros semestral		9.102		176.800	185.902	7.634		176.800	184.434
(-) Custos de emissão	EDP Escelsa				(599)					Amortização mensal				(432)	(432)			(550)	(550)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Bandeirante	Instrução CVM nº 476/09	300	1.000	300.000	5ª emissão em 30/04/2014	30/04/2014 a 30/04/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	CDI + 1,39% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2017e juros semestral		11.943		300.000	311.943	6.248		300.000	306.248
(-) Custos de emissão	EDP Bandeirante				(2.413)					Amortização mensal				(1.410)	(1.410)			(2.012)	(2.012)
SLW Corretora de Valores e Câmbio Ltda.	EDP Bandeirante	Instrução CVM nº 400/03	39.000	10	390.000	4ª emissão em 01/07/2010	01/07/2010 a 01/07/2016	Recomposição de caixa ao pagamento de dívidas e ao financiamento de capital de giro.	CDI + 1,50% a.a.	Principal anual e juros semestral		7.393	156.000		163.393	19.753	156.000	156.000	331.753
(-) Custos de emissão	EDP Bandeirante				(2.676)					Amortização mensal			(54)		(54)		(268)	(54)	(322)
Oliveira Trust	Energest	Instrução CVM nº 476/09	120.000	1	120.000	1ª emissão em 23/04/2012	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. após 18/09/2015 (i)	Principal anual a partir de abril/2016 e juros semestral		3.362	60.000	60.000	123.362	2.688		120.000	122.688
(-) Custos de emissão	Energest				(635)					Amortização mensal			(95)	(24)	(119)			(259)	(259)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Energias do Brasil	Instrução CVM nº 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 2016		7.629	250.000		257.629	12.546	250.000	250.000	512.546
(-) Custos de emissão	EDP Energias do Brasil				(500)					Amortização mensal			(32)		(32)			(161)	(161)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Energias do Brasil	Instrução CVM nº 476/09	300	1.000	300.000	3ª emissão em 12/02/2014	12/02/2014 a 12/08/2015	Refinanciamento parcial da 1ª emissão de debêntures da Companhia	CDI + 0,72% a.a.	Principal e juros em parcela única no final					-	30.728	300.000		330.728
(-) Custos de emissão	EDP Energias do Brasil									Amortização mensal					-		(576)		(576)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	664.253	1	664.253	1ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2018	Destinada ao resgate antecipado da 1ª emissão de Notas Promissórias da Companhia.	CDI + 1,74% a.a.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2017 e juros semestral		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	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.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2019 e juros semestral		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	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.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2022 e juros semestral		840		48.950	49.790				-
(-) Custos de emissão	EDP Energias do Brasil						15/09/2015 a 15/09/2024			Amortização mensal				(14.944)	(14.944)				-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia	Instrução CVM nº 476/09	45.000	10	450.000	1ª emissão em 25/11/2013	25/11/2013 a 25/11/2019	Pagamento aos acionistas a título de reembolso das ações decorrente da redução de capital social ocorrida em 03/05/2013	CDI + 1,20% a.a.	Principal anual a partir de outubro/ 2017 e juros semestral	Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil	6.483		450.000	456.483	5.401		450.000	455.401
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia				(3.118)					Amortização mensal				(1.784)	(1.784)			(2.400)	(2.400)
Total												**72.820**	**465.819**	**1.864.603**	**2.403.242**	**84.998**	**705.156**	**1.447.364**	**2.237.518**

(i) Conforme 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.

24.2 Mutação das debêntures no exercício

	Controladora							
	Valor líquido em 31/12/2014	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Valor líquido em 31/12/2015
Circulante								
Principal	550.000		(550.000)		250.000			250.000
Juros	43.274		(102.386)	93.611			38	34.537
Custo de transação	(576)				(1.501)	2.045		(32)
	592.698	**-**	**(652.386)**	**93.611**	**248.499**	**2.045**	**38**	**284.505**
Não circulante								
Principal	250.000	892.205			(250.000)		4.192	896.397
Custo de transação	(161)	(16.284)			1.501			(14.944)
	249.839	**875.921**	**-**	**-**	**(248.499)**	**-**	**4.192**	**881.453**

	Consolidado							
	Valor líquido em 31/12/2014	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Valor líquido em 31/12/2015
Circulante								
Principal	706.000		(706.000)		466.000			466.000
Juros	84.998		(281.944)	269.728			38	72.820
Custo de transação	(844)				(3.126)	3.789		(181)
	790.154	**-**	**(987.944)**	**269.728**	**462.874**	**3.789**	**38**	**538.639**
Não circulante								
Principal	1.452.800	892.205			(466.000)		4.192	1.883.197
Custo de transação	(5.436)	(16.284)			3.126			(18.594)
	1.447.364	**875.921**	**-**	**-**	**(462.874)**	**-**	**4.192**	**1.864.603**

24.3 Vencimento das parcelas do Circulante e Não circulante

Vencimento	Controladora	Consolidado
Circulante		
2016	284.505	538.639
	284.505	**538.639**
Não Circulante		
2017	321.393	649.667
2018	329.361	633.518
2019	60.310	340.328
2020	60.678	131.379
2021	60.954	60.954
2022 até 2034	48.757	48.757
	881.453	**1.864.603**
Total	**1.165.958**	**2.403.242**

As emissões de Debêntures feitas 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.

(i) Descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação prevista na Escritura de Emissão, não sanada no período estipulado pela Escritura de Emissão;

(ii) Descumprimento, de qualquer obrigação referente ao principal e/ou à remuneração, não sanadas no período estipulado;

(iii) Cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma relevante de reorganização societária que implique na alienação do controle acionário da Emissora, conforme definido no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto: (a) se a referida alienação for para outra empresa do mesmo grupo econômico da Emissora; ou (b) tenha sido obtida anuência prévia de Debenturistas titulares de Debêntures que representem 2/3 das Debêntures em Circulação; ou (c) nas hipóteses de cisão, fusão e incorporação seja assegurado o direito previsto no parágrafo 1º do artigo 231 da Lei nº 6.404/76;

(iv) Aplicável para 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, quais sejam 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano para a 4ª Emissão de Debêntures e 31 de dezembro de cada ano para a 5ª Emissão de Debêntures.

Em Assembleia Geral de Debenturista da 4ª Emissão, realizada em 30 de abril de 2013, foi aprovada a alteração da definição de EBITDA para o cálculo dos índices financeiros presentes nas escrituras de emissão de debêntures da Companhia. O EBITDA ajustado significará "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".

(v) Aplicável para EDP Escelsa: 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".

(vi) Aplicável para 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;

(vii) Aplicável para Energest: 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. Para o período de 18 de setembro de 2015 até seu vencimento, o limite superior está em 2,5 para a relação.

(viii) Aplicável à Companhia: 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;

(ix) Pedido de autofalência;

(x) Aplicável à Companhia: 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 cuja receita represente mais de 20% da receita consolidada da Companhia, cujo valor individual ou agregado ultrapasse R$75.000, bem como pedido de falência não elidido no prazo legal;

(xi) Liquidação, dissolução ou decretação de falência;

(xii) Se a Emissora propuser plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano;

(xiii) Aplicável para 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;

(xiv) Aplicável à Energest: notificação de sentença condenatória final transitada em julgado em ação judicial cujo valor individualmente seja superior a R$50.000 na Energest, e a R$75.000 na Companhia como garantidora e na Lajeado, desde que tal sentença possa colocar em risco o fiel cumprimento das obrigações;

(xv) Aplicável à EDP Bandeirante e à EDP Escelsa: vencimento antecipado ou inadimplemento no pagamento de quaisquer obrigações pecuniárias a que esteja sujeita a Emissora, no mercado local ou internacional em que valor unitário ou cumulativo ultrapasse R$40.000, que possa, de forma comprovada, prejudicar o fiel cumprimento das obrigações da companhia na Escritura de Emissão;

(xvi) Aplicável para a Lajeado: 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;

(xvii) Aplicável à Companhia: protesto de título, arresto, sequestro, penhora ou qualquer outra constrição de bens e/ou direitos, notificação de pagamento oriunda de decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, ou vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Companhia e/ou suas Controladas Relevantes, desde que não tenha sido contestado de boa-fé e/ou não tenha sido sanado em 30 dias contados de sua intimação;

(xviii) Aplicável à Companhia: 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; e

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

(xix) Aplicável à Companhia: alteração do *rating* da Emissão para uma nota inferior a: (aa) "AA-" (duplo A menos) pela Standard & Poor's *Ratings* do Brasil Ltda.; (bb) "Aa3.br" pela Moody's; ou (cc) "AA-" (duplo A menos) pela Fitch *Ratings* Brasil Ltda;
Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia e as controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Lajeado e Energest, encontram-se em pleno atendimento de todas as obrigações previstas no contrato de emissão de debêntures.

25 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

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

											Controladora					
											31/12/2015					
											Encargos		Principal			
	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
Moeda nacional																
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	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	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									
											31/12/2015					31/12/2014				
											Encargos		Principal			Encargos		Principal		
	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
Moeda nacional																				
EDP - Energias do Brasil S.A.	EDP Comercializadora	76.000	09/09/2010	67.500	Indeterminado	Contratos de mútuo		100% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final			15.167		(15.167)						
Lajeado Energia S.A.	EDP Comercializadora	50.000	08/04/2013	50.000	07/01/2017	Contratos de mútuo		100,3% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final			16.796		(16.796)						
Eletrobrás Reluz - ECF 265/07	EDP Bandeirante	10.036	12/12/2007	9.919	30/05/2010 a 30/04/2015	Programa Reluz - Município de Guarulhos/SP		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.		-		667	667					
Eletrobrás Reluz - ECF 277/09	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	548	320	891	1.436	20	548	868	1.436	
Eletrobrás Reluz - ECF 280/09	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	525	306	855	1.377	21	525	831	1.377	
Eletrobrás LPT - ECFS 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			1.065	622	1.687	
Eletrobrás LPT - ECFS 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.		1.314	3.722	5.036			1.315	5.035	6.350	
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	EDP Bandeirante	98.627	21/02/2014	98.627	21/02/2014 a 01/07/2015	Financiamento para comercialização de energia elétrica para a atividade agropecuária.		101,15% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final			-	9.230	98.627	107.857					
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário - Custos de Transação	EDP Bandeirante		21/02/2014		21/02/2014 a 01/07/2015							-		(763)	(763)					
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.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e Juros mensais	a. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil; b. Depósito caucionado.	148	23.881	19.772	43.801	201	201	23.815	43.527	67.543	
BNDES - FINEM	EDP Bandeirante	296.785	28/12/2024	234.569	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., TR(iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais.	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	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.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e Juros mensais	a. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil; b. Depósito caucionado.	138	26.404	15.750	42.292	207	207	26.330	42.034	68.571	
(-) 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			(7)		(7)			(15)	(8)	(23)	
BNDES - FINEM	EDP Escelsa	270.924	28/12/2014	240.023	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., TR(iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais.	a.Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil	1.283	6.061	12.660	233.068	253.072					-
Eletrobrás Reluz - ECF 248/05	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.		201		201			201	200	401	
Eletrobrás LPT - ECFS 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		1.364		1.364			2.339	1.364	3.703	
Eletrobrás LPT - ECFS 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.		3.752	5.002	8.754			3.752	8.754	12.506	
Eletrobrás LPT - ECFS 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.		4.529	15.098	19.627			4.529	19.627	24.156	
Eletrobrás LPT - ECFS 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.		1.702	8.509	10.211			1.702	10.213	11.915	
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	EDP Escelsa	135.000	24/06/2010	135.000	29/11/2010 a 29/05/2015	Capital de Giro	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	100% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final			-	54.397	103.500	157.897					
(-) Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial - Custos de Transação	EDP Escelsa	(2.025)	24/06/2010	(2.025)	29/11/2010 a 29/05/2015	Capital de Giro			Custo			-		(147)	(147)					
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário 21/00804-3	EDP Escelsa	68.000	13/02/2013	68.000	13/02/2013 a 03/02/2015	Capital de Giro		105,5% e 98,5% do CDI	Principal e Juros em parcela única ao final do contrato			-	13.027	68.000	81.027					
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário 21/00804-3 - Custo de transação	EDP Escelsa	1.273	13/02/2013	1.273	13/02/2013 a 03/02/2015				Amortização mensal do custo de transação			-		(103)	(103)					
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	EDP Escelsa	110.575	21/02/2014	110.575	21/02/2014 a 01/07/2015	Financiamento para comercialização de energia elétrica para a atividade agropecuária.		101,15% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final			-	10.348	110.575	120.923					
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário - Custos de Transação	EDP Escelsa		21/02/2014		21/02/2014 a 01/07/2015							-		(855)	(855)					
Citibank N.A. - 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.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,0625%	Principal anual a partir de maio/2016 e Juros trimestrais	Nota Promissória	3.346	66.666	133.334	203.346	2.655		200.000	202.655		
(-) Citibank N.A. - Cédula de Câmbio - Custos de Transação	EDP Escelsa		08/05/2014	(719)	08/05/2014 a 14/05/2018								(700)	(700)						
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	Energest	48.000	20/02/2008	48.000	20/02/2011 a 20/02/2015	Implantação da pequena central hidrelétrica Santa Fé.	Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	106,6% do CDI	Principal anual e Juros semestrais			-	408	9.600	10.008					
BNDES	Energest	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	22		2.503	6.049	8.574	
BNDES (v)	Enerpeixe	335.000	21/05/2004	335.000	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angical.	a. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3; b. Restrição de pagamento de dividendos.	TJLP + 4,5% a.a.	Principal e Juros mensais	a. Penhor de ações; b. Fiança Corporativa; c. Penhor de direitos creditórios; d. Depósitos caucionados.		-	247	56.453	4.704	61.404				
Banco Itaú (v)	Enerpeixe	100.500	21/05/2004	100.500	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angical.	a. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3; b. Restrição de pagamento de dividendos.	TJLP + 4,5% a.a.	Principal e Juros mensais	a. Penhor de ações; b. Fiança Corporativa; c. Penhor de direitos creditórios; d. Depósitos caucionados.		-	76	17.220	1.435	18.731				
Bradesco (v)	Enerpeixe	83.750	21/05/2004	83.750	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angical.	a. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3; b. Restrição de pagamento de dividendos.	TJLP + 4,5% a.a.	Principal e Juros mensais	a. Penhor de ações; b. Fiança Corporativa; c. Penhor de direitos creditórios; d. Depósitos caucionados.		-	63	14.350	1.196	15.609				
Banco Itaú (v)	Enerpeixe	67.000	21/05/2004	67.000	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angical.	a. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3; b. Restrição de pagamento de dividendos.	TJLP + 4,5% a.a.	Principal e Juros mensais	a. Penhor de ações; b. Fiança Corporativa; c. Penhor de direitos creditórios; d. Depósitos caucionados.		-	50	11.480	957	12.487				
Banco do Brasil (v)	Enerpeixe	83.750	21/05/2004	83.750	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angical.	a. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3; b. Restrição de pagamento de dividendos.	TJLP + 4,5% a.a.	Principal e Juros mensais	a. Penhor de ações; b. Fiança Corporativa; c. Penhor de direitos creditórios; d. Depósitos caucionados.		-	63	14.350	1.196	15.609				
BNDES - Banco do Brasil	Santa Fé	75.633	11/05/2009	75.633	15/04/2010 a 15/02/2024	Implantação da pequena central hidrelétrica Santa Fé	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.	159	5.699	40.845	46.703	154		5.679	46.376	52.209	
Ações recebíveis cumulativas (iv)	Investco					Ações preferenciais resgatáveis A, B e C			Dividendos anuais e pagamento do principal ao término da concessão		5.497	27.319		24.360	57.176	7.108	28.273	22.155	57.536	
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; f. alienação de ativos.	4.710	118.897	1.129.521	1.253.128					-	
(-) Custo de Transação	Porto do Pecém		10/06/2009		09/07/2009 a 15/06/2026							(1.237)	(5.607)	(6.844)					-	
Citibank N.A. - 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.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	1.636		150.000	151.636					-	
(-) Custo de transação	EDP Bandeirante		29/05/2015	(434)	29/05/2015 a 29/05/2019								(422)	(422)					-	
Citibank N.A. - 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.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	1.091		100.000	101.091					-	
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	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	EDP Energias do Brasil		21/05/2015		21/05/2015 a 14/05/2018								(5.305)	(5.305)					-	
Banco do Brasil - Cartão BNDES	APS 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 Aldemir Spohr	12	73	157	242					-	
BNDES FINAME - Banco Banrisul	APS 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		484	1.133	1.617					-	
Banco Indusval	APS 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	Recebível + Fiança BID	20	9	480	240	749				-	
Banco Indusval	APS 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	Recebível + Fiança BID	20	9	480	240	749				-	
Banco Indusval	APS 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	Recebível + Fiança BID	7	3	160	80	250				-	
Banco Indusval	APS 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	Recebível + Fiança BID	60	119	843	1.303	2.325				-	
Banco Indusval	APS 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	Recebível + Fiança BID	74	132	583	2.918	3.707				-	
Aldemir Spohr	APS Soluções em Energia	1.902	31/03/2013	1.902	31/03/2013 a 08/08/2016	Capital de Giro		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		29		1.902		1.931				-	
Aldemir Spohr	APS Soluções em Energia	250	12/03/2015	250	12/03/2015 a 08/08/2016	Capital de Giro		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		4		250		254				-	
Aldemir Spohr	APS Soluções em Energia	555	02/05/2015	555	02/05/2015 a 08/08/2016	Capital de Giro		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		8		555		563				-	
Aldemir Spohr	APS Soluções em Energia	344	30/09/2015	344	30/09/2015 a 08/08/2016	Capital de Giro		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		5		344		349				-	
Aldemir Spohr	APS Soluções em Energia	750	30/11/2015	750	30/11/2015 a 08/08/2016	Capital de Giro		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		9		750		759				-	
Total moeda nacional											**25.540**	**72.356**	**288.412**	**2.374.670**	**2.760.978**	**98.297**	**28.273**	**577.242**	**417.135**	**1.120.947**
Moeda estrangeira																				
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)					-	
Citibank N.A. - Cédula de Crédito Bancário	EDP Bandeirante	USD 20.259	04/09/2015	USD 20.259	04/09/2015 a 04/09/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	Libor 3M + 1,84% a.a.	Principal anual a partir de setembro/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	159		79.877	80.036					-	
Total moeda estrangeira											**4.521**	**-**	**88.644**	**955.488**	**1.048.653**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivativos																				
Banco Citibank	Porto do Pecém		16/10/2007		16/10/2007 a 01/10/2017	*Hedge* frente ao financiamento do BID		*Swap* Libor 6M para pré 5,79% e 5,82% a.a.	Conforme fluxo de amortização de principal e juros da dívida protegida	Fiança Corporativa		47.434	112.342	159.776					-	
Banco HSBC	Porto do Pecém		15/05/2015		15/05/2015 a 16/05/2016	*Hedge* frente ao financiamento do BID		BRL/USD 3,3527	Em parcela única no final do contrato	Fiança Corporativa		(28.476)		(28.476)					-	
Banco HSBC	Porto do Pecém		16/11/2015		16/11/2015 a 03/10/2016	*Hedge* frente ao financiamento do BID		BRL/USD 4,1760; 4,0123	Em parcela única no final do contrato	Fiança Corporativa		(8.443)		(8.443)					-	
Banco HSBC	Porto do Pecém		16/11/2015		16/11/2015 a 16/05/2016	*Hedge* frente ao financiamento do BID		BRL/USD 4,1760; 4,0123	Em parcela única no final do contrato	Fiança Corporativa		(702)		(702)					-	
Banco HSBC	Porto do Pecém		16/11/2015		16/11/2015 a 16/05/2016	*Hedge* frente ao financiamento do BID		BRL/USD 4,1760; 4,0123	Em parcela única no final do contrato	Fiança Corporativa		(443)		(443)					-	
Goldman Sachs	Porto do Pecém		13/05/2015		13/05/2015 a 16/05/2016	*Hedge* frente ao financiamento do BID		BRL/USD 3,3541	Em parcela única no final do contrato	Fiança Corporativa		(28.523)		(28.523)					-	
Banco Citibank	Porto do Pecém		15/05/2015		15/05/2015 a 16/05/2016	*Hedge* frente ao financiamento do BID		BRL/USD 3,3529	Em parcela única no final do contrato	Fiança Corporativa		(28.538)		(28.538)					-	
Banco Citibank	Porto do Pecém		16/11/2015		16/11/2015 a 16/11/2016	*Hedge* frente ao financiamento do BID		BRL/USD 3,2042; 3,2012; 4,2250	Em parcela única no final do contrato	Fiança Corporativa		(426)		(426)					-	
Banco Citibank	Porto do Pecém		16/11/2015		16/11/2015 a 16/11/2016	*Hedge* frente ao financiamento do BID		BRL/USD 3,2042; 3,2012; 4,2250	Em parcela única no final do contrato	Fiança Corporativa		(12.055)		(12.055)					-	
Banco Citibank	Porto do Pecém		16/11/2015		16/11/2015 a 16/11/2016	*Hedge* frente ao financiamento do BID		BRL/USD 3,2042; 3,2012; 4,2250	Em parcela única no final do contrato	Fiança Corporativa		(37.321)		(37.321)					-	
BTG Pactual	Porto do Pecém		13/11/2015		13/11/2015 a 01/04/2016	*Hedge* frente ao financiamento do BID		BRL/USD 3,9610; 3,7540; 3,7541	Em parcela única no final do contrato	Fiança Corporativa		(763)		(763)					-	
BTG Pactual	Porto do Pecém		16/11/2015		16/11/2015 a 16/11/2016	*Hedge* frente ao financiamento do BID		BRL/USD 3,9610; 3,7540; 3,7541	Em parcela única no final do contrato	Fiança Corporativa		(19.246)		(19.246)					-	
BTG Pactual	Porto do Pecém		16/11/2015		16/11/2015 a 16/11/2016	*Hedge* frente ao financiamento do BID		BRL/USD 3,9610; 3,7540; 3,7541	Em parcela única no final do contrato	Fiança Corporativa		(19.243)		(19.243)					-	
Citibank N.A.	EDP Bandeirante		04/09/2015		04/09/2015 a 04/09/2019	*Hedge* frente ao financiamento do Banco Citibank		*Swap* Libor 3M + 1,84% a.a. para CDI + 1,20% a.a.	Conforme fluxo de amortização de principal e juros da dívida protegida		617		(2.596)	(1.979)					-	
Total derivativos											**617**	**-**	**(136.745)**	**109.746**	**(26.382)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total geral											**30.678**	**72.356**	**240.311**	**3.439.904**	**3.783.249**	**98.297**	**28.273**	**577.242**	**417.135**	**1.120.947**

(i) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".
(ii) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais" e com outras rubricas não operacionais que tenham efeito no caixa.
(iii) Equivalente ao resultado da interpolação linear das taxas internas de retorno observadas no mercado secundário das Notas do Tesouro Nacional Série B (NTN-B).
(iv) Referem-se às ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" emitidas pela controlada indireta Investco, onde, de acordo com o artigo 8º do seu Estatuto Social, os detentores de tais ações gozam, entre outros, do direito de recebimento de um dividendo anual fixo, cumulativo, de 3% sobre o valor de sua respectiva participação no capital social. 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. O pagamento anual de dividendos foi considerado até 2033 (término da concessão) e descontado 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.
(v) Em 16 de novembro de 2015 ocorreu a liquidação antecipada da dívida por decisão da Enerpeixe.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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.

25.2 Mutação dos empréstimos e financiamentos no exercício

	Controladora						
	Valor líquido em 31/12/2014	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Amortização do custo de transação	Valor líquido em 31/12/2015
Circulante							
Principal	-	750.000	(750.000)				-
Juros	-		(84.209)	90.249			6.040
Custo de Transação	-	(8.256)			(1.825)	10.081	-
	-	**741.744**	**(834.209)**	**90.249**	**(1.825)**	**10.081**	**6.040**
Não circulante							
Principal	-	300.000					300.000
Custo de Transação	-	(7.130)			1.825		(5.305)
	-	**292.870**	**-**	**-**	**1.825**	**-**	**294.695**

	Consolidado										
	Valor líquido em 31/12/2014	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Ajuste a valor de mercado	Ajuste a valor presente	Aquisição de empresas	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Valor líquido em 31/12/2015
Circulante											
Principal	579.125	750.000	(1.451.704)		288.197			185.057		30.591	381.266
Juros	98.297		(381.716)	308.628	3.018			751		1.083	30.061
Custo de Transação	(1.883)	(8.256)			(4.599)			(4.475)	15.003		(4.210)
Swap	-		(2.212)	2.824		(124.715)		(12.030)		5	(136.128)
	675.539	**741.744**	**(1.835.632)**	**311.452**	**286.616**	**(124.715)**	**-**	**169.303**	**15.003**	**31.679**	**270.989**
Não circulante											
Principal	417.143	1.099.593	(3.631)	17.717	(288.197)	769	1.950	1.910.853		229.354	3.385.551
Juros	28.273		(145)	12.409	(3.018)		2.319	417		393	40.648
Custo de Transação	(8)	(8.263)			4.599			(20.013)			(23.685)
Swap	-					15.013		98.841		(4.108)	109.746
	445.408	**1.091.330**	**(3.776)**	**30.126**	**(286.616)**	**15.782**	**4.269**	**1.990.098**	**-**	**225.639**	**3.512.260**

25.3 Vencimento das parcelas do Circulante e Não circulante (principal e encargos)

	Controladora	Consolidado		
Vencimento	**Nacional**	**Nacional**	**Estrangeira**	**Total**
Circulante				
2016	6.040	313.952	(42.963)	270.989
	6.040	**313.952**	**(42.963)**	**270.989**
Não circulante				
2017	147.347	525.302	131.827	657.129
2018	147.348	493.069	170.844	663.913
2019		333.604	172.885	506.489
2020		200.810	137.892	338.702
2021 até 2025		796.447	418.702	1.215.149
2026 até 2030		65.016	33.084	98.100
2031 até 2035		32.778		32.778
	294.695	**2.447.026**	**1.065.234**	**3.512.260**
Total	**300.735**	**2.760.978**	**1.022.271**	**3.783.249**

26 Benefícios pós-emprego

A Companhia e determinadas controladas mantêm planos de suplementação de aposentadoria e pensão para seus colaboradores e ex-colaboradores e outros benefícios pós-emprego, compostos por assistência médica, seguro de vida, AIA - Auxílio de Incentivo a Aposentadoria 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 diretas EDP Bandeirante, EDP Escelsa e Energest e a controlada indireta Investco contrataram atuários independentes, para realização de avaliação atuarial desses benefícios, segundo o Método do Critério Unitário Projetado, sendo a última efetuada para a data-base 31 de dezembro de 2015.
Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de Benefício definido são reconhecidos no exercício em que ocorrem diretamente no Patrimônio líquido na rubrica Outros resultados abrangentes. Os custos com serviços passados são reconhecidos no exercício em que ocorrem integralmente no resultado na rubrica de Pessoal, e o resultado financeiro do benefício é calculado sobre o déficit/superávit atuarial utilizando a taxa de desconto do laudo vigente.
As obrigações dos planos do tipo Contribuição definida são reconhecidas como despesa de pessoal no resultado do exercício em que os serviços são prestados.

	Controladora		Consolidado			
	Circulante		Circulante		Não circulante	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
BSPS - Reservas a amortizar				21.607		5.991
Auxílio Incentivo à aposentadoria - AIA			998	898	801	988
Assistência médica e seguro de vida			26.905	20.092	438.780	329.595
Contribuição definida	92	84	488	401		
	92	**84**	**28.391**	**42.998**	**439.581**	**336.574**

26.1 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 das companhias, 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.
Segue abaixo a descrição dos planos de cada controlada:

EDP Bandeirante
(i) Plano PSAP Bandeirante - Grupo de Custeio BSPS: Corresponde aos benefícios proporcionais dos empregados, calculados com base no tempo de serviço até março de 1998, enquanto esteve vigente. Possui a característica do tipo Benefício definido, que concede Benefício saldado, na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano, apuradas pelo atuário da EnerPrev, é da EDP Bandeirante.
A EDP Bandeirante possui um compromisso, decorrente de déficit atuarial calculado pelo atuário da EnerPrev conforme diretrizes da Resolução CGPC n°26/2008, que está sendo liquidado financeiramente em 240 meses com base em percentual sobre a folha de salários, contados a partir de setembro de 1997, podendo ser revisado semestralmente para assegurar a liquidação do saldo no período acima. As premissas atuariais utilizadas pela EDP Bandeirante atendem ao disposto no CPC 33 (R1) enquanto que as premissas atuariais utilizadas pela EnerPrev atendem a Resolução CGPC nº 18/2006 e Instrução Previc nº 7/2013.
(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.

EDP Escelsa
• Plano Escelsos I estruturado na modalidade de Benefício definido: 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.
• Plano Escelsos II estruturado na modalidade de Contribuição variável: 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 a EDP Escelsa. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, se for essa a escolha do participante, é que o plano previdenciário pode passar a ser do tipo Benefício definido e, portanto, gerando responsabilidade atuarial à EDP Escelsa. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando responsabilidade atuarial para a EDP Escelsa.

Energest
• Plano Escelsos II estruturado na modalidade de Contribuição variável (administrado pela EnerPrev): 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 a EDP Escelsa. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, se for essa a escolha do participante, é que o plano previdenciário pode passar a ser do tipo Benefício definido e, portanto, gerando responsabilidade atuarial à EDP Escelsa. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando responsabilidade atuarial para a EDP Escelsa.
• Plano de Benefícios I e II (administrado pela Fundação Enersul): o Plano de Benefícios I, do tipo Benefício definido, e o Plano de Benefícios II, do tipo Contribuição variável, convertido em benefício definido quando da conversão em renda vitalícia.

26.1.1 Avaliação atuarial
Uma série de premissas podem ter sua realização diferente do calculado na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos planos ou da legislação aplicável a planos de previdência.
As obrigações dos planos são calculadas usando uma taxa de desconto que é estabelecida com base na rentabilidade de títulos do governo do tipo NTN-B. Desta forma, caso a rentabilidade dos ativos dos planos seja diferente da rentabilidade da NTN-B, haverá um ganho ou perda atuarial aumentando ou diminuindo o déficit/superávit atuarial destes benefícios.
As práticas de investimento dos planos se pautam pela busca e manutenção de ativos líquidos e dotados de rentabilidade necessária para cumprir estas obrigações no curto, médio e longo prazo, mantendo um equilíbrio entre os ativos e os compromissos do passivo com o objetivo de gerar uma liquidez compatível com o crescimento e a proteção do capital, visando garantir o equilíbrio de longo prazo entre os ativos e as necessidades ditadas pelos fluxos atuariais futuros.

26.1.2 Concilação dos ativos e passivos atuariais

EDP Bandeirante

	2015			2014		
	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	(Passivo) reconhecido
Saldo inicial reconhecido	(622.304)	594.706		(27.598)	(550.181)	550.181	-
Custo do serviço corrente	951			951	1.211		1.211
Custo dos juros	(73.922)	72.002		(1.920)	(64.133)	65.183	1.050
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	29.387	(28.535)	(17.481)	(16.629)	(45.416)	(4.317)	(49.733)
Contribuições pagas pela Companhia		45.196		45.196		19.874	19.874
Contribuições pagas pelos empregados	(3.116)	3.116		-	(2.117)	2.117	-
Benefícios pagos pelo plano	38.196	(38.196)		-	38.332	(38.332)	-
Saldo final reconhecido	**(630.808)**	**648.289**	**(17.481)**	**-**	**(622.304)**	**594.706**	**(27.598)**

As contribuições da EDP Bandeirante esperadas para este plano durante o exercício de 2016 são de R$51.644.

EDP Escelsa

	2015				2014			
	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo reconhecido	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo reconhecido
Saldo inicial reconhecido	(180.332)	296.353	(116.963)	717	(180.266)	284.873	(104.607)	1.638
Custo do serviço corrente	(86)			(86)	116			116
Custo dos juros	(21.415)	35.574	(14.204)	(45)	(20.767)	33.369	(12.356)	246
Ganhos/(perdas) atuariais	(10.394)	(21.004)	31.353	(45)	(2.238)	84		(2.154)
Contribuições pagas pela Companhia		17		17		850		850
Contribuições pagas pelos empregados	15	(15)		-	(70)	70		-
Benefícios pagos pelo plano	25.920	(25.920)		-	22.893	(22.893)		-
Mudança na recuperação do superávit								21
Saldo final reconhecido	**(186.292)**	**285.005**	**(99.814)**	**558**	**(180.332)**	**296.353**	**(116.963)**	**717**

Energest

	2015				2014			
	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo reconhecido	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo reconhecido
Saldo inicial reconhecido	(1.067)	2.266	(1.199)	92	(1.199)	2.511	(1.312)	-
Custo do serviço corrente	(15)			(15)	(17)		17	-
Custo dos juros	(114)	261	(136)	11	(140)	300	(160)	-
Ganhos/(perdas) atuariais	(350)	151	204	5	37	(287)	250	-
Contribuições pagas pela Companhia						(6)	6	-
Contribuições pagas pelos empregados					(4)	4		-
Benefícios pagos pelo plano	312	(312)		-	256	(256)		-
Mudança na recuperação do superávit								92
Saldo final reconhecido	**(1.234)**	**2.366**	**(1.131)**	**93**	**(1.067)**	**2.266**	**(1.199)**	**92**

O superávit no valor de R$93 foi registrado no exercício em contrapartida da rubrica de Outros créditos.

26.1.3 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	
Vencimento	**PSAP**	**Plano I**	**Plano II**	**Plano I**	**Plano II**
Circulante					
2016	40.597	11.249	5.648	57	15
	40.597	**11.249**	**5.648**	**57**	**15**
Não circulante					
2017	44.354	11.634	5.948	60	18
2018	47.762	12.013	6.254	63	24
2019	51.733	12.380	6.568	66	29
2020	55.591	12.730	6.886	69	34
2021 a 2025	344.124	68.124	39.289	386	265
	543.564	**116.881**	**64.945**	**644**	**370**
Total	**584.161**	**128.130**	**70.593**	**701**	**385**

26.1.4 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
	2015	2014	2015	2014	2015
Custo do serviço					
Custo do serviço corrente	1.300	1.393	160	(116)	13
Custo dos juros	1.920	(1.050)	45	(246)	(9)
Contribuições esperadas dos empregados	(2.251)	(2.604)	(74)		
Mudança na recuperação do superávit				(21)	
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	**969**	**(2.261)**	**131**	**(383)**	**4**
Remuneração do valor líquido do passado de benefício definido:					
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)	28.535	4.317	21.004	(84)	(151)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas demográficas		508		(640)	
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	(9.224)	26.849	16.753	1.497	379
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras	(20.163)	18.059	(6.359)	1.381	(29)
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	17.481		(31.353)		(204)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	**16.629**	**49.733**	**45**	**2.154**	**(5)**
Total	**17.598**	**47.472**	**176**	**1.771**	**(1)**

EDP Bandeirante
O saldo de perda atuarial líquido de Imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2015 é de R$16.226 (R$5.251 em 31 de dezembro de 2014), registrados em contrapartidade de Outros resultados abrangentes.

EDP Escelsa
O saldo de perda atuarial líquido de Imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2015 é de R$1.452 (R$1.422 em 31 de dezembro de 2014), registrados em contrapartidade de Outros resultados abrangentes.
A perda atuarial no valor de R$45 em 2015 (R$2.154 em 2014), foi decorrente, principalmente, pelo retorno dos ativos do plano.

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

		EDP Bandeirante		EDP Escelsa		Energest	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Classe de ativo	**Mercado Ativo**	**Alocação %**	**Alocação %**	**Alocação %**	**Alocação %**	**Alocação %**	**Alocação %**
Títulos de dívida	Cotado	81,12%	80,68%	94,12%	88,67%	92,24%	89,27%
Ações	Cotado	17,20%	17,33%	4,40%	10,07%	4,66%	7,26%
Imóveis	Cotado	0,24%	0,28%	0,72%	0,42%	1,71%	1,67%
Outros	Não cotado	1,44%	1,71%	0,76%	0,84%	1,39%	1,80%
Total		**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**

26.1.6 Participantes
Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	EDP Bandeirante		EDP Escelsa				Energest			
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2014	
	PSAP		Plano I	Plano II	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Participantes ativos	**540**	**563**	**1**	**568**	**1**	**621**		**29**		**28**
Participantes assistidos										
Com benefícios diferidos	120	123		19		22		2		3
Aposentados e pensionistas	775	739	699	222	703	219	1	2	1	2
	895	**862**	**699**	**241**	**703**	**241**	**1**	**4**	**1**	**5**
Total	**1.435**	**1.425**	**700**	**809**	**704**	**862**	**1**	**33**	**1**	**33**

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

	EDP Bandeirante	EDP Escelsa		Energest	
Análise de sensibilidade	**PSAP**	**Plano I**	**Plano II**	**Plano I**	**Plano II**
Pressupostos Centrais	631.077	108.570	83.753	588	645
Taxa de desconto					
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	(32.591)	(3.545)	(2.548)	(20)	(32)
Redução na taxa de desconto em 0,5%	35.809	3.786	2.751	22	35
Mortalidade					
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	5.959	2.352	861	12	(6)

26.1.8 Premissas
As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial foram as seguintes:

	EDP Bandeirante		EDP Escelsa				Energest			
	2015	2014	2015		2014		2015		2014	
Econômicas	PSAP		Plano I	Plano II	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Taxa de desconto - nominal	12,75% a.a.	12,25% a.a.	12,75% a.a.	12,75% a.a.	12,25% a.a.	12,25% a.a.	12,75% a.a.	12,75% a.a.	12,25% a.a.	12,25% a.a.
Crescimentos salariais futuros	7,82%	6,34%	7,82%	7,82%	6,34%	6,34%	7,82%	7,82%	6,34%	6,34%
Crescimento dos planos de benefícios	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Inflação	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Demográficas							RP 2000	AT-2000 / RP 2000		
Tábua de mortalidade	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000	Generational	Generational	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Light Forte	Light Forte	Muller	Muller	Muller	Muller	Wyatt 1985	Muller / Wyatt 1985	Muller	Muller

26.2 Auxílio Incentivo à Aposentadoria (AIA), Assistência médica, Seguro de vida e Outros benefícios a aposentados: Benefício Definido

EDP Escelsa e Energest
• Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA: Benefício aos empregados admitidos até 31 de dezembro de 1981, pagável por ocasião da rescisão do contrato de trabalho, independentemente do motivo de desligamento. O AIA garante um pagamento em forma de pecúlio, cujo valor foi calculado considerando, para cada empregado, a proporcionalidade do tempo de contribuição ao INSS até 31 de outubro de 1996, da remuneração e o benefício do INSS em 31 de outubro de 1996; e
• Assistência médica, seguro de vida e outros benefícios a aposentados: Cobertura com despesas de assistência médica, odontológica, medicamentos, seguro de vida e, nos casos comprovados de existência de dependente especial, correspondente a 50% do piso salarial da EDP Escelsa e Energest.

26.2.1 Avaliação atuarial
A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2015 demonstrou uma obrigação presente para estes Planos do tipo Benefício Definido. Uma série de premissas podem ter sua realização diferente da calculada na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos benefícios ou da legislação aplicável a estes.
A maior parte das obrigações dos benefícios consistem na concessão de benefícios vitalícios aos participantes. Por essa razão, aumentos na expectativa de vida resultarão em aumento nas obrigações dos planos. Estes benefícios são sensíveis à inflação, sendo que uma inflação maior que o previsto nesta avaliação levará a um maior nível de obrigações.

26.2.2 Conciliação dos ativos e passivos atuariais

	EDP Escelsa				Energest			
	2015		2014		2015		2014	
	Valor presente das obrigações do plano	(Passivo) reconhecido	Valor presente das obrigações do plano	(Passivo) reconhecido	Valor presente das obrigações do plano	(Passivo) reconhecido	Valor presente das obrigações do plano	(Passivo) reconhecido
Saldo inicial reconhecido	(344.118)	(344.118)	(440.625)	(440.625)	(6.834)	(6.834)	(7.775)	(7.775)
Custo do serviço corrente	(2.069)	(2.069)	(2.739)	(2.739)	(85)	(85)	(178)	(178)
Custo dos juros	(41.041)	(41.041)	(51.397)	(51.397)	(828)	(828)	(919)	(919)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	(98.466)	(98.466)	123.810	123.810	(2.676)	(2.676)	1.933	1.933
Benefícios pagos pela Companhia	28.895	28.895	26.833	26.833	273	273	105	105
Saldo final reconhecido	**(456.799)**	**(456.799)**	**(344.118)**	**(344.118)**	**(10.150)**	**(10.150)**	**(6.834)**	**(6.834)**

Na EDP Escelsa perda atuarial de R$98.466 no valor presente das obrigações, apurado na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro 2015, foi decorrente, principalmente, da revisão das premissas econômicas e demográficas e alteração na metodologia que passou a calcular o custo médio anual de assistência médica apenas com a população de aposentados, uma vez que esse grupo apresenta um número significativo de pessoas.
Para estes planos o saldo de perda atuarial líquido de Imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2015 para a EDP Escelsa é de R$212.390 (R$147.404 em 31 de dezembro de 2014) e para a Energest é de R$3.501 (R$1.738 em 31 de dezembro de 2014).
As contribuições esperadas para estes benefícios durante o exercício de 2015 são de R$27.486 na EDP Escelsa.

26.2.3 Vencimentos dos planos de benefício

	EDP Escelsa		Energest	
Vencimento	**Assistência médica e Seguro de vida**	**AIA**	**Assistência médica e Seguro de vida**	**AIA**
Circulante				
2016	26.504	982	371	16
	26.504	**982**	**371**	**16**
Não circulante				
2017	29.234	143	419	
2018	32.299	306	483	5
2019	35.445	168	542	
2020	38.932	237	609	
2021 a 2025	256.858	400	4.932	
	392.768	**1.254**	**6.985**	**5**
Total	**419.272**	**2.236**	**7.356**	**21**

26.2.4 Despesas líquidas
A despesa líquida com este benefício reconhecida no resultado e ganhos e perdas atuariais reconhecida em outros resultados abrangente em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego, tem a seguinte composição:

	EDP Escelsa		Energest	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Custo do serviço				
Custo do serviço corrente	2.069	2.739	85	178
Custo dos juros	41.041	51.397	828	920
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	**43.110**	**54.136**	**913**	**1.098**
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)				
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	89.656	(135.226)	2.441	(2.203)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras	8.810	11.416	235	270
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	**98.466**	**(123.810)**	**2.676**	**(1.933)**
Total	**141.576**	**(69.674)**	**3.589**	**(835)**

26.2.5 Participantes
Este plano tem a seguinte composição de participantes:

	EDP Escelsa							
	2015				2014			
	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Participantes ativos	39	412		561	42	454		486
Participantes assistidos								
Dependentes		1.381				1.337		
Aposentados e pensionistas		1.187	1.184	47		1.147	1.157	52
	-	**2.568**	**1.184**	**47**	**-**	**2.484**	**1.157**	**52**
Total	**39**	**2.980**	**1.184**	**608**	**42**	**2.948**	**1.157**	**538**

	Energest							
	2015				2014			
	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Participantes ativos	1	18		60	1	17		69
Participantes assistidos								
Dependentes		33				29		
Aposentados e pensionistas		20	21			20	21	
	-	**53**	**21**	**-**	**-**	**49**	**21**	**-**
Total	**1**	**71**	**21**	**60**	**1**	**66**	**21**	**69**

26.2.6 Análise de sensibilidade

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

	EDP Escelsa				Energest		
Análise de sensibilidade	**Auxílio Incentivo a Aposentadoria (AIA)**	**Assistência Médica e Odontológica**	**Benefícios a Aposentados**	**Seguro de Vida**	**Auxílio Incentivo a Aposentadoria (AIA)**	**Assistência Médica e Odontológica**	**Benefícios a Aposentados**
Pressupostos Centrais	1.749	408.167	3.083	45.154	9.580	100	527
Taxa de desconto							
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	(11)	(21.994)	(220)	(1.712)	(619)	(13)	(31)
Redução na taxa de desconto em 0,5%	11	24.180	251	1.847	687	15	34
Mortalidade							
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real		12.698	63	737	238	2	(10)

26.2.7 Premissas

As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial foram as seguintes:

2015 – EDP Escelsa

Econômicas	**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.
Inflação médica de longo prazo	n/a	11,50% a.a. em 2015, reduzindo linearmente para 7,00% 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 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

2014 – EDP Escelsa

Econômicas	**AIA**	**Assistência Médica**	**Seguro de Vida**	**Outros benefícios a aposentados**
Taxa de desconto - nominal	12,25% a.a.	12,25% a.a.	12,25% a.a.	12,25% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,34%	n/a	n/a	6,34%
Crescimento dos planos de benefícios	5,50% a.a.	n/a	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Inflação médica de longo prazo	n/a	11,51% a.a. em 2015, reduzindo linearmente para 6,55% 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 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 – Energest

Econômicas	**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.
Inflação médica de longo prazo	n/a	11,50% a.a. em 2016, reduzindo linearmente para 7,00% 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 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational
Tábua de mortalidade de inválidos	n/a	RP 2000 Disabled	n/a	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

2014 – Energest

Econômicas	**AIA**	**Assistência Médica**	**Seguro de Vida**	**Outros benefícios a aposentados**
Taxa de desconto - nominal	12,25% a.a.	12,25% a.a.	12,25% a.a.	12,25% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,34%	n/a	n/a	6,34%
Crescimento dos planos de benefícios	5,50% a.a.	n/a	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Inflação médica de longo prazo	n/a	11,51% a.a. em 2015, reduzindo linearmente para 6,55% 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 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

26.3 Assistência médica Lei nº 9.656/98: Benefício Definido

A Investco mantém atualmente planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores e benefício de Assistência médica derivado da Lei nº 9.656/98.

De acordo com a Lei nº 9.656/98, os empregados que pagam contribuição mensal fixa para o plano de assistência médica têm o direito de continuar em um plano semelhante, em caso de desligamento ou aposentadoria, por um tempo determinado conforme previsto na legislação aplicável aos Planos de Assistência à Saúde. O modelo de Assistência médica da Investco de abril de 2005 até dezembro de 2011 atendiam a essa condição.

26.3.1 Conciliação dos ativos e passivos atuariais

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2015 demonstrou uma obrigação presente para este plano do tipo Benefício definido. Segue abaixo a movimentação para este plano no exercício:

	Investco			
	2015		2014	
	Valor presente das obrigações do plano	**(Passivo) reconhecido**	**Valor presente das obrigações do plano**	**(Passivo) reconhecido**
Saldo inicial reconhecido	**(621)**	**(621)**	**(727)**	**(727)**
Custo do serviço corrente	(43)	(43)	(69)	(69)
Custo dos juros	(74)	(74)	(86)	(86)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	203	203	261	261
Saldo final reconhecido	**(535)**	**(535)**	**(621)**	**(621)**

26.4 Contribuição definida

A Companhia e suas controladas oferecem 2 planos de contribuição definida:

(i) Plano administrado pela EnerPrev, sendo que os colaboradores realizam contribuições básicas de até 5% do salário mensal, e a empresa aporta 100% desse valor como contribuição normal. Os colaboradores também podem optar pela contribuição voluntária de até 5% do salário mensal, sem o aporte da patrocinadora; e

(ii) Plano Gerador de Benefício Livre (PGBL) aberto e administrado pelo Bradesco Vida e Previdência sendo que o colaborador pode contribuir com até 2% do salário mensal, e a empresa aporta 100% desse valor como contribuição normal. O participante também pode optar pela contribuição voluntária de até 2% do salário mensal, sem aporte da patrocinadora.

Para ambos os planos a adesão não é obrigatória e, caso haja interesse, o colaborador deve se manifestar. Adicionalmente estes planos não geram quaisquer responsabilidade atuarial para a Companhia e suas controladas.

Na qualidade de patrocinadoras destes tipos de planos, a Companhia contribuiu no exercício com R$878 (R$835 em 2014) e as controladas contribuíram no exercício com o montante de R$3.490 (R$3.081 em 2014).

Em 31 de dezembro de 2015 esses planos têm a adesão de 86(*) colaboradores (66(*) em 31 de dezembro de 2014) da Companhia e 1.139(*) (963(*) em 31 de dezembro de 2014) das suas controladas.

(*) Não revisado pelos auditores independentes.

27 Encargos setoriais

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

		Consolidado							
	Nota	**Saldo em 31/12/2014**	**Adições**	**Atualização Monetária**	**Pagamentos**	**Ressarcimento CCRBT**	**Aquisição de empresas**	**Transferência**	**Saldo em 31/12/2015**
Quota de reserva global de reversão - RGR		2.189	7.559		(9.397)			220	571
Conta de desenvolvimento energético - CDE	27.1 e 32	9.623	1.498.455		(1.341.285)				166.793
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)		7.491	31.326		(34.242)			(77)	4.498
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)	7.2	31.696			(19)				31.677
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	27.2 e 32	41.659	83.825	6.381	(76.538)		9.391	725	65.443
Bandeiras tarifárias	8, 27.3 e 32	-	725.128		(74.806)	(615.693)			34.629
Outros encargos		1.056	12.463	875	(13.365)		208	(10)	1.227
Total		**93.714**	**2.358.756**	**7.256**	**(1.549.652)**	**(615.693)**	**9.599**	**858**	**304.838**
Circulante		86.695							288.244
Não circulante		7.019							16.594
Total		**93.714**							**304.838**

27.1 Conta de desenvolvimento energético - CDE

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

	Montante total	**Valor cota mensal**	**Competência**
Resolução Homologatória - ANEEL nº 1.857/2015			
CDE - Encargos de uso	1.228.075	16.388	Jan e Fev de 2015
CDE - Encargos de uso		119.530	Mar a Dez de 2015
CDE - Energia	177.133	14.761	Mar de 2015 a Fev de 2016
Resolução Homologatória - ANEEL nº 1.863/2015			
CDE - Energia - EDP Escelsa	694.540	12.628	Ago de 2015 a Fev de 2020
CDE - Energia - EDP Bandeirante	1.053.375	19.875	Out de 2015 a Fev de 2020

O aumento expressivo no valor da quota mensal teve como objetivo a recomposição do fundo da CDE face os repasses efetuados pelo mesmo às distribuidoras de energia no exercício de 2013, em função da conjuntura hidrológica desfavorável e de seus impactos no equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias.

Parte dos recursos para os pagamentos das quotas foram provenientes da RTE concedida à EDP Bandeirante e EDP Escelsa em 27 de fevereiro de 2015, aplicados às tarifas a partir de 02 de março de 2015 até 06 de agosto de 2015 para EDP Escelsa e 22 de outubro de 2015 para a EDP Bandeirante (Nota 5.1.2).

27.2 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 2015 no montante de R$65.443 (R$41.659 em 31 de dezembro de 2014), contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes à esses programas.

27.3 Bandeiras tarifárias

Refere-se aos valores a repassar à CCRBT, gerida pela CCEE (Nota 5.1.1). O saldo é composto pela diferença entre os valores faturados líquidos de ICMS e valores estimados não faturados, a título de Bandeiras tarifárias, deduzidos de parte dos sobrecustos de energia e encargos.

28 Uso do Bem Público - UBP

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

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

	Consolidado					
Controladas	**Saldo em 31/12/2015**	**Saldo em 31/12/2014**	**Valor anual da parcela**	**Taxa de Juros**	**Taxa de Desconto**	**Prazo de Amortização**
Investco	48.113	45.010	1.045	IGP-M	6,00%	2032
Enerpeixe	251.429	230.665	6.800	IGP-M	6,00%	2036
Pantanal		2.828	746	IPCA	7,60%	2018
Energest	5.046	5.676	675	IPCA	6,92%	2019
Total	**304.588**	**284.179**				

O valor justo total das obrigações relacionadas com o UBP, foram registrados em contrapartida do Intangível (Nota 22.5) no reconhecimento inicial. A provisão do pagamento do UBP foi reconhecida de acordo com o CPC 25.

No exercício de 2015, todas as parcelas foram pagas e, em 31 de dezembro de 2015, o saldo remanescente encontra-se segregado no Circulante e Não circulante.

Os pagamentos das controladas Enerpeixe e Investco são realizados ao longo do contrato de concessão e das controladas Pantanal e Energest pelo prazo de 5 anos.

Segue abaixo movimentação do exercício:

	Consolidado						
	Saldo em 31/12/2014	**Ajuste a valor presente**	**Encargos e atualizações monetárias**	**Pagamentos**	**Transferência**	**Transferência para ativo mantido para venda**	**Saldo em 31/12/2015**
Circulante							
Uso do Bem Público	25.835	109	1.137	(24.765)	25.759	(869)	27.206
	25.835	**109**	**1.137**	**(24.765)**	**25.759**	**(869)**	**27.206**
Não circulante							
Uso do Bem Público	258.344	(1.626)	47.981		(25.759)	(1.558)	277.382
	258.344	**(1.626)**	**47.981**	**-**	**(25.759)**	**(1.558)**	**277.382**

29 Provisões

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.

		Controladora				Consolidado			
		Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante	
	Nota	**31/12/2015**	**31/12/2014**	**31/12/2015**	**31/12/2014**	**31/12/2015**	**31/12/2014**	**31/12/2015**	**31/12/2014**
Provisões Cíveis, Fiscais e Trabalhistas	29.1	12.163	10.771	28.174	35.061	28.217	20.152	230.058	188.633
Licenças Ambientais	29.2					11.279	2.520	2.525	6.940
Desmantelamento	29.3							7.885	
Ressarcimento por indisponibilidade	29.4					149.367		123.414	
Contraprestação contingente	29.5					8.150		22.483	
Total		**12.163**	**10.771**	**28.174**	**35.061**	**197.013**	**22.672**	**386.365**	**195.573**

29.1 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas e depósitos vinculados à litígios

A Companhia e suas controladas são parte em ações judiciais e processos administrativos perante vários tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos.

As obrigações são mensuradas pela melhor estimativa da Administração para o desembolso que seria exigido para liquidá-las na data das demonstrações financeiras. São atualizadas monetariamente mensalmente, por diversos índices de acordo com a natureza da provisão, e são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos da Companhia e suas controladas.

29.1.1 Risco de perda provável

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

	Controladora							
	Passivo						Ativo	
			Baixas				Depósito judicial	
	Saldo em 31/12/2014	**Constituição**	**Pagamentos**	**Reversões**	**Atualização monetária**	**Saldo em 31/12/2015**	**31/12/2015**	**31/12/2014**
Trabalhistas	6.221	39	(3.575)		757	3.442	5	5
Cíveis	674	5.288	(4.754)	(406)	1.379	2.181	126	122
Outros	38.937	1.113		(7.261)	1.925	34.714		
Total	**45.832**	**6.440**	**(8.329)**	**(7.667)**	**4.061**	**40.337**	**131**	**127**
Circulante	10.771					12.163		
Não circulante	35.061					28.174	131	127
Total	**45.832**					**40.337**	**131**	**127**

	Consolidado									
	Passivo								Ativo	
			Baixas						Depósito judicial	
	Saldo em 31/12/2014	**Constituição**	**Pagamentos**	**Reversões**	**Atualização monetária**	**Aquisição de empresas**	**Reclassificação**	**Saldo em 31/12/2015**	**31/12/2015**	**31/12/2014**
Trabalhistas	70.949	26.141	(17.856)	(14.230)	7.442	206	8	72.660	25.407	25.950
Cíveis	71.351	22.679	(21.246)	(6.062)	20.541		(8)	87.255	22.482	27.841
Fiscais	4.518	20	(303)	(3.612)	58			681		44
Outros	61.967	18.129	(5.074)	(8.215)	9.127	21.745		97.679		
Total	**208.785**	**66.969**	**(44.479)**	**(32.119)**	**37.168**	**21.951**	**-**	**258.275**	**47.889**	**53.835**
Circulante	20.152							28.217		
Não circulante	188.633							230.058	47.889	53.835
Total	**208.785**							**258.275**	**47.889**	**53.835**

29.1.1.1 Trabalhistas

EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Energest, Investco, EDP GRID, Porto do Pecém e EDP - Energias do Brasil

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.

29.1.1.2 Cíveis

EDP Bandeirante

Referem-se, principalmente, a pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário. O saldo em 31 de dezembro de 2015 é de R$37.605 (R$33.020 em 31 de dezembro de 2014), destacando-se:

• Processo nº 2000.001.127615-0, em trâmite na 10ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro, movido pela White Martins que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de setembro de 2000 em diante. No mês de abril de 2010, a EDP Bandeirante cumpriu determinação judicial de substituição da garantia processual existente, de carta-fiança por depósito bancário no montante de R$60.951 e em junho de 2011 foi efetuado o complemento do depósito judicial no valor de R$11.361. A EDP Bandeirante apresentou diversas manifestações e recursos visando a suspensão da execução do montante, bem como para reverter a determinação de desconto do percentual de 16,66% nas faturas mensais da White Martins, até que, em 8 de junho de 2011, foi autorizado o levantamento, em pagamento, do valor de R$60.951 depositado inicialmente, sem prestação de caução. No dia 10 de junho de 2011, a White Martins realizou o levantamento do referido depósito atualizado monetariamente no montante de R$66.072. Não obstante o levantamento do referido depósito, permanece depositado judicialmente o montante de R$10.627, havendo ainda recursos pendentes perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro e no Superior Tribunal de Justiça - STJ discutindo a questão. O registro contábil foi efetuado de forma a apresentar a redução do depósito judicial contra uma redução da provisão constituída para esta contingência. O saldo remanescente em 31 de dezembro de 2015 é de R$23.828 (R$19.859 em 31 de dezembro de 2014).

EDP Escelsa

Referem-se, principalmente, a pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário. O saldo em 31 de dezembro de 2015 é de R$2.765 (R$2.103 em 31 de dezembro de 2014).

Investco

A Investco possui provisionado o montante de R$8.427 (R$7.008 em 31 de dezembro de 2014) que refere-se:

(i) Indenizações

Indenizações pleiteadas por pessoas que se consideram impactadas pelo enchimento do reservatório UHE Lajeado ou que pretendem majorar indenizações recebidas da Investco por conta do citado enchimento, cujo montante provisionado em 31 de dezembro de 2015 é de R$3.688 (R$3.213 em 31 de dezembro de 2014).

(ii) Desapropriações

Referem-se à indenizações a título de desapropriações propostas pela Investco para enchimento do reservatório UHE Lajeado, em que se discute a diferença entre o valor depositado pela Investco e o valor pretendido pelo expropriado, cujo montante provisionado em 31 de dezembro de 2015 é de R$4.739 (R$3.795 em 31 de dezembro de 2014). O saldo dos Depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 é de R$14.305 e estão registrados no Imobilizado em curso - Terrenos (Nota 21).

29.1.1.3 Fiscais

EDP Bandeirante

A EDP Bandeirante possui processos relativos à exigência de ICMS na conta de energia cujo o saldo em 31 de dezembro de 2015 é de R$673 (R$4.285 em 31 de dezembro de 2014). No exercício foi efetuado a revisão com análise individualizada dessas contingências, tendo sido revertido o montante de R$3.612, mantendo apenas o valor decorrente da ação judicial na qual a EDP Bandeirante é responsável.

O saldo relativo ao processo administrativo que discute à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas foi quitado, não havendo saldo em 31 de dezembro de 2015 (R$225 em 31 de dezembro de 2014). Esse pagamento foi realizado com o aproveitamento dos benefícios do Programa Especial de Parcelamento, instituido pela Fazenda Estadual de São Paulo.

29.1.1.4 Outros

EDP - Energias do Brasil (Controladora e Consolidado)

Na Companhia as ações classificadas como Outros referem-se aos compromissos pactuados no processo de permuta das ações de controle da Enersul com as ações de controle da Investco e da Lajeado, anteriormente pertencentes à Rede Energia S.A., relativos às ações judiciais de diversas naturezas movidas contra Enersul cujos fatos geradores foram originados em períodos que o controle da Enersul, era exercido pela Companhia. O saldo em 31 de dezembro de 2015 é de R$34.578 (R$38.936 em 31 de dezembro de 2014), conforme apresentado na nota 17.3.

EDP Bandeirante

Para a controlada EDP Bandeirante parte do saldo desta rubrica inclui autos de infração editados pela ANEEL em processo de fiscalização. Em 31 de dezembro de 2015 o saldo é de R$13.062 (R$7.995 em 31 dezembro de 2014).

Em setembro de 2014 foi provisionado pela EDP Bandeirante o valor de R$7.209 relativo à penalidades estabelecidas pela ANEEL, por meio dos autos de infração nºs AI-002/2014-SFF, de 27 de agosto de 2014 e AI-012/2014, de 26 de agosto de 2014, referentes a Fiscalização do ativo imobilizado em serviço e Fiscalização da Base de Remuneração do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária, respectivamente. Em 15 de setembro de 2014, a EDP Bandeirante protocolou Recurso Administrativo junto a Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira - SFF da ANEEL e, atualmente, aguarda o juízo de reconsideração por parte da SFF.

Porto do Pecém

A controlada Porto do Pecém litisconsorte em ação no montante de R$21.745, cuja descrição encontra-se mencionada na nota 18.1 item (c).

29.1.2 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 nas demonstrações financeiras consolidadas, demonstrados a seguir:

	Controladora				Consolidado			
			Ativo				Ativo	
	Saldo em		Depósito judicial		Saldo em		Depósito judicial	
	31/12/2015	**31/12/2014**	**31/12/2015**	**31/12/2014**	**31/12/2015**	**31/12/2014**	**31/12/2015**	**31/12/2014**
Trabalhistas	1.588	1.363	418	411	83.818	68.841	4.738	6.322
Cíveis	43.472	275	207	214	826.551	445.802	10.268	3.519
Fiscais	40.757	31.433	2.562	2.352	1.077.226	838.502	20.263	16.996
Outros	6.426	6.758			13.039	19.366		
Total	**92.243**	**39.829**	**3.187**	**2.977**	**2.000.634**	**1.372.511**	**35.269**	**26.837**

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

29.1.2.1 Trabalhistas

EDP Escelsa

Refere-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e reintegração. O valor estimado em 31 de dezembro de 2015 é de R$48.858 (R$46.846 em 31 de dezembro de 2014).

29.1.2.2 Cíveis

EDP - Energias do Brasil

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

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 tramite 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 CNPE nº 03/2013. Esta liminar está vigente até a presente data.

Em 05 de dezembro de 2014 foi proferida sentença de procedência, ratificando os termos da liminar. A ANEEL apresentou recurso e as controladas aguardam intimação para apresentar contrarrazões. Esta liminar está vigente até a presente data.

Com base 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 2015 é de R$22.658 (R$18.139 em 31 dezembro de 2014).

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 interporam recursos perante o Superior Tribunal de Justiça. Em 02 de junho de 2015 foram julgados os recursos interpostos pelas partes. A decisão de 3º Instância foi favorável à EDP Bandeirante. A White Martins ainda tem direito de interpor recurso contra esta decisão. O valor estimado em 31 de dezembro de 2015 é de R$129.439 (R$107.878 em 31 de dezembro de 2014).

Investco

As ações de natureza cível, em sua grande maioria, referem-se a ações descritas na nota 29.1.1.2 - Indenizações e Desapropriações, no montante em 31 de dezembro de 2015 de R$112.506 (R$93.220 em 31 de dezembro de 2014).

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 tão somente a ANEEL. O processo encontrava-se suspenso até que, em 27 de novembro de 2013, o STJ considerou o Juízo da 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte como competente para julgar todas as demandas coletivas que discutem a questão da Parcela "A". O valor estimado em 31 de dezembro de 2015 da EDP Escelsa é de R$38.482 (R$30.807 em 31 de dezembro de 2014) e da EDP Bandeirante é de R$86.475 (R$69.228 em 31 de dezembro de 2014).

• Mandado de segurança nº 0002173-26.2014.4.01.3400, em trâmite na 22ª Vara Federal do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, impetrado por Santo Antônio Energia S.A. - SAESA contra ato da Diretoria da ANEEL, objetivando suspender as obrigações de recomposição de lastro e potência e de pagamento dos encargos pelo uso do sistema de transmissão, bem como a aplicação de eventuais penalidades pelo descumprimento do cronograma. 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 ABRADEE, ajuizaram o pedido de suspensão da decisão perante o STJ, que foi deferido. O valor estimado em 31 de dezembro de 2015 da EDP Escelsa é de R$22.941 (R$18.365 em 31 de dezembro de 2014) e da EDP Bandeirante é de R$12.201 (R$9.767 em 31 de dezembro de 2014).

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. O valor estimado consolidado em 31 de dezembro de 2015 é de R$24.886 (R$19.922 em 31 de dezembro de 2014).

• A EDP Escelsa e EDP Bandeirante acompanham a 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: (i) reconhecendo as causas excludentes elencada pelo autor; (ii) determinando à ANEEL que adeque o cronograma de obras; e (iii) declarando inexigíveis quaisquer penalidades. A manutenção dos efeitos proferida nessa sentença, implicaria em um impacto financeiro nas distribuidoras, no valor estimado em 31 de dezembro de 2015 de R$203.354.

Por meio da ABRADEE, as Distribuidoras propuseram demanda judicial a fim de assegurar: (i) o não cumprimento de quaisquer decisões judiciais de cujas relações processuais não fizeram parte; e (ii) a não incidência de quaisquer sanções em virtude do não pagamento, na liquidação financeira do valor correspondente aos efeitos das referidas decisões judiciais. Atualmente aguarda-se decisão dos recursos propostos pelo autor.

29.1.2.3 Fiscais

EDP - Energias do Brasil (Controladora e Consolidado)

A Companhia possui discussões administrativas relativas a não homologação de compensações diversas 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 2015 o valor de R$19.463 (R$18.297 em 31 de dezembro de 2014).

EDP Bandeirante

• Discussão na esfera administrativa sobre créditos de ICMS utilizados pela Companhia no período de julho a dezembro de 2003, referente a valores de "Anulação/Devolução de Venda de Energia Elétrica" no montante atualizado em 31 de dezembro de 2015 de R$129.999 (R$122.767 em 31 de dezembro de 2014). A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento. O valor em risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

• Discussão administrativa relativa à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas, no valor atualizado até 31 de dezembro de 2015 de R$24.086 (R$23.230 em 31 de dezembro de 2014). A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento.
• Discussão judicial decorrente de Execução Fiscal ajuizada pela União Federal, objetivando a cobrança de CSLL, relativa ao ano-calendário de 2009, que foi compensada com saldo de base negativa de CSLL de exercícios anteriores, acumulada pela empresa cindida AES Eletropaulo, que envolve o montante atualizado em 31 de dezembro de 2015 de R$34.461.
• Discussão judicial decorrente de Execução Fiscal que engloba débitos resultantes de reescrituração de ICMS relativos aos períodos de 2008, 2009 e 2013, que envolve o montante atualizado em 31 de dezembro de 2015 de R$253 (R$26.071 em 31 de dezembro de 2014). A Procuradoria da Fazenda Estadual cancelou a cobrança indevida de alguns débitos, o que resultou na redução do valor da contingência.
• Discussão administrativa no montante atualizado aproximado até 31 de dezembro de 2015 de R$187.236 (R$179.672 em 31 de dezembro de 2014), 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).
• Medida judicial relativa à COFINS do período de 1993 a 1995, em litisconsórcio com AES Eletropaulo. A questão versa sobre o direito ao aproveitamento da anistia trazida pelas Medidas Provisórias nºs 1858-6 e 1858-8, concedida aos contribuintes que deixaram de recolher tributos por entendê-los indevidos. No julgamento de 2ª Instância, foi confirmado parcialmente o direito à anistia, excluindo-se a parcela atinente aos encargos do Decreto-Lei nº 1.025/69. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2015 é de R$70.516 (R$68.501 em 31 de dezembro de 2014). Atualmente o processo aguarda julgamento de Recurso nos Tribunais Superiores.
• Autuações de Prefeituras que exigem o pagamento de multas 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 2015 é de R$165.057 (R$49.139 em 31 de dezembro de 2014). Deste montante, R$108.000 trata-se do Mandado de Segurança que a Companhia ajuizou para discutir as cobranças de preço público sobre o uso de vias públicas, emitidas pelo município de Guarulhos em agosto de 2015. O judiciário deferiu liminar em favor da Cia., assegurando o direito de discutir o débito sem apresentação de garantia.

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 Companhia; (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 2015 importam em R$7.711 (R$7.391 em 31 de dezembro de 2014) e atualmente aguardam decisão administrativa.
• Diversas Prefeituras: A Companhia discute administrativa e judicialmente a cobrança de ISSQN supostamente incidente sobre os serviços relacionados à atividade de fornecimento de energia elétrica. Inclui também a exigência do pagamento sobre o espaço ocupado pelo sistema de posteamento das redes de energia elétrica e iluminação pública. Esses processos atualizados até 31 de dezembro de 2015 totalizam o montante de R$17.606 (R$16.796 em 31 de dezembro de 2014) e aguardam decisão em primeira instância.
• 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 2015 o valor de R$113.364 (R$110.415 em 31 de dezembro de 2014).

EDP Comercializadora
• Discussão judicial à exigência de ICMS sobre operações de venda interestadual de energia elétrica, cujo débito atualizado em 31 de dezembro de 2015 é de R$17.094 (R$16.688 em 31 de dezembro de 2014) e encontra-se garantido por fiança bancária. O processo aguarda julgamento.
• Discussão administrativa acerca da cobrança de débitos de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, referente aos períodos de 2004/2006, decorrentes da não homologação da compensação com créditos dos mesmos tributos. O valor atualizado desses processos em 31 de dezembro de 2015 é de R$15.067 (R$14.182 em 31 de dezembro de 2014).

Lajeado
• Discussão administrativa referente a autuação em 2014 da Receita Federal do Brasil, 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 2015 é de R$82.200 (R$78.409 em 31 de dezembro de 2014).

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, foi notificada a esclarecer as deduções realizadas a título de Juros sobre o Capital Próprio da base de apuração do IRPJ e da CSLL. No dia 18 de dezembro de 2015 através do acórdão nº 03-69.862 da 2ª Turma da DRJ/BSB, 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 pende 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 2015 é de R$17.113 (R$16.327 em 31 de dezembro de 2014).

Porto do Pecém
• Execução Fiscal nº 000.153777.2015.405.8100 no montante de R$70.010 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 submeteu o documento a avaliação dos consultores jurídicos externos que, em uma avaliação inicial, julgaram o risco de perda como possível.

29.1.2.4 Outros

EDP - Energias do Brasil (Controladora e Consolidado)
Na Companhia, os valores referem-se a contingência descrita na nota 29.1.1.4.

29.1.3 Risco de perda remota
Adicionalmente, existem processos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, cuja perda foi estimada como remota, e para estas ações os saldos de depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2015 na Controladora é de R$1.898 (R$6.737 em 31 de dezembro de 2014) nas controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Enertgest, EDP GRID, Investco e Porto do Pecém é de R$37.457 (R$43.153 em 31 de dezembro de 2014).
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, a EDP Bandeirante possui ação cujo o fato gerador do principal está a decorrer, sem perspectiva de término no médio prazo. Dada a materialidade do saldo, procedemos à divulgação da ação fiscal abaixo.

29.1.3.1 Trabalhistas
No dia 4 de agosto de 2015, por meio do julgamento do processo de arguição de inconstitucionalidade número 479-60.2011.5.04.0231, o Pleno do Tribunal Superior do Trabalho - TST decidiu que os créditos 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 das dívidas, que era a Taxa Referencial (TR), com variação de 0,86% em 2014, passa a ser o Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E), que ficou em 6,46% no mesmo ano.
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 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.
As controladas com base em parecer jurídico entende que essa alteração de atualização monetária para o período de junho de 2009 a 3 de agosto de 2015 é avaliada como risco de perda remota.

29.1.3.2 Fiscais
A EDP Bandeirante, por meio do Sindicato da Indústria da Energia no Estado de São Paulo - SindiEnergia, ajuizou dois Mandados de Segurança Coletivos contra a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, visando à suspensão dos efeitos dos Decretos nº 55.421/10 e 55.867/10, que versam sobre a incidência de ICMS sobre perdas técnicas de energia (furto, desvio, fraude, entre outros). 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. A Fazenda Estadual interpôs recursos aos Tribunais Superiores, os quais aguardam julgamento. O valor estimado em 31 de dezembro de 2015 é de R$311.738 (R$223.771 em 31 de dezembro de 2014).

29.2 Licenças Ambientais
O montante em 31 de dezembro de 2015 Circulante e Não circulante de R$13.804 (R$9.460 em 31 de dezembro de 2014) 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. Estes custos 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 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, conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE da ANEEL, e depreciadas pela vida útil dessas barragens. Já as licenças de operação, obtidas após a entrada em operação dos empreendimentos, caso os custos ambientais associados à obtenção dessas licenças sejam pagos antes da obtenção efetiva da licença, o valor desembolsado é registrado como ativo intangível - licenças de operação e amortizado pelo prazo da vigência da licença. Se a licença for obtida antes dos desembolsos, no momento inicial da vigência da licença o custo estimado desses desembolsos é provisionado e é registrado um ativo intangível - licenças de operação e amortizado pelo prazo de vigência da licença.
As controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Santa Fé, Pantanal, Enertgest, Investco, Enerpeixe e Porto do Pecém, 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 regulamentares.
Os desembolsos de natureza ambiental durante o exercício de 2015 foram de R$36.446 (R$15.309 em 2014). Deste montante, já haviam sido provisionados e capitalizados nas rubricas de Imobilizado e Intangível o valor de R$14.729, 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$21.717, relativos a Programa de Monitoramento de Solos e Águas Subterrâneas em todas as suas instalações, e gestão de resíduos.

29.3 Desmantelamento
O montante de 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 reposição dos locais e terrenos em seu estado original. Estas provisões são calculadas com base no valor atual das respectivas responsabilidades futuras e são registradas em contrapartida do Imobilizado. Anualmente, as provisões são sujeitas a uma revisão de acordo com a estimativa das respectivas responsabilidades futuras.

29.4 Ressarcimento por indisponibilidade
O saldo Circulante e Não circulante de R$272.781 é relativo à controlada Porto do Pecém e refere-se à provisão para ressarcimento dos períodos de indisponibilidade da usina enquanto estava despachada pelo 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 movimentação do Ressarcimento por Indisponibilidade no exercício é a seguinte:

Ressarcimento por Indisponibilidade	Saldo em 31/12/2014	Reversão de provisão	Pagamentos	Aquisição de empresas	Saldo em 31/12/2015
Circulante	-	(693)	(66.740)	216.800	149.367
Não circulante	-	(37.834)		161.248	123.414
	-	**(38.527)**	**(66.740)**	**378.048**	**272.781**

29.5 Contraprestação contingente
Refere-se a mensuração à valor justo da adquirida APS Soluções em Energia na data de aquisição, conforme laudo de avaliação utilizado para a combinação de negócios. Após o reconhecimento inicial, os passivos contingentes foram atualizados da data de aquisição até 31 de dezembro de 2015, os valores a serem pagos estão destacados na nota 5.7.
O pagamento destes montantes depende do cumprimento de cláusulas restritivas estabelecidas no contrato de compra e venda, suas liquidações estão previstas para ocorrer a partir de 31 de março de 2016.

30 Patrimônio Líquido

30.1 Capital social
O Capital social da Companhia em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 é de R$3.182.716, totalmente subscrito e integralizado, representado por 476.415.612 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal, com as principais características, a saber:
• O Capital social está representado exclusivamente por ações ordinárias, cada ação ordinária dará direito a um voto nas deliberações das Assembleias Gerais da Companhia;
• As ações são indivisíveis em relação à Companhia. Quando a ação pertencer a mais de uma pessoa, os direitos a ela conferidos serão exercidos pelo representante do condomínio;
• Fica vedada a emissão de partes beneficiárias pela Companhia;
• A Companhia está autorizada a aumentar o capital social até o limite de 200.000.000 novas ações ordinárias independentemente de reforma estatutária, por deliberação do Conselho de Administração, a quem competirá, também, estabelecer as condições da emissão, inclusive preço, prazo e forma de sua integralização;
• A Companhia poderá emitir ações, debêntures conversíveis em ações ordinárias e bônus de subscrição dentro do limite do capital autorizado; e
• A critério do Conselho de Administração, poderá ser excluído ou reduzido o direito de preferência nas emissões de ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores ou subscrição pública, nos termos da lei, e dentro do limite do capital autorizado.
As ações ordinárias são classificadas como Capital social e deduzidas de quaisquer custos atribuíveis à emissão de ações, quando aplicável.
Ações recompradas classificadas como ações em tesouraria são reconhecidas como uma dedução do patrimônio líquido, incluindo os custos de aquisição. Quando estas ações são novamente disponibilizadas para o mercado, o custo associado é retirado do patrimônio líquido e o excedente ou deficit são transferidos para Reservas de capital.
A composição do capital social em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 está demonstrada a seguir:

	31/12/2015		31/12/2014		
Acionista	Quantidade de ações	% participação	Quantidade de ações	% participação	Acionista controlador
Energias de Portugal Investments and Services, Sociedad Limitada (1)	168.185.223	35,31	168.185.223	35,31	Sim
Balwerk - Consult. Econômica e Particip., Soc.Unipessoal Ltda. (1)	74.786.742	15,70	74.786.742	15,70	Sim
Conselheiros e Diretores	48	0,00	48	0,00	
Ações em tesouraria (2)	840.675	0,18	840.675	0,18	
Outros (3)	232.602.924	48,81	232.602.924	48,81	
Total	**476.415.612**	**100,00**	**476.415.612**	**100,00**	

(1) Empresa de controle estrangeiro.
(2) As ações em tesouraria não têm direitos patrimoniais.
(3) Há 232.602.924 ações em circulação.
Cálculo da quantidade de ações em circulação:

	31/12/2015		31/12/2014	
	Quantidade de ações	% participação	Quantidade de ações	% participação
Quantidade de ações controladores	242.971.965	51,01	242.971.965	51,01
Quantidade de ações tesouraria	840.675	0,18	840.675	0,18
Quantidade de ações de conselheiros e diretores	48		48	
Total de ações que não estão em circulação	**243.812.688**		**243.812.688**	
Total de ações	**476.415.612**		**476.415.612**	
Total de ações em circulação	**232.602.924**	**48,81**	**232.602.924**	**48,81**

30.2 Destinação do lucro
As ações têm direito a dividendos mínimos de 25% do lucro líquido ajustado, na forma da lei, podendo a ele ser imputado o valor dos Juros Sobre Capital Próprio - JSCP pagos ou creditados, individualmente aos acionistas, a título de remuneração do capital próprio, integrando o montante dos dividendos a distribuir pela Companhia, para todos os efeitos legais e nos termos da Lei nº 9.249/95, e regulamentação posterior.
A Companhia tem por política, conforme deliberado pela 120ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 5 de março de 2008, propor o pagamento de um valor mínimo equivalente a 50% do lucro líquido ajustado, calculado em conformidade com os artigos 189 e seguintes da Lei das Sociedades por Ações, podendo ser reduzido quando assim exigido por disposição legal ou regulamentar ou, ainda, quando recomendável em vista da situação financeira e/ou perspectivas futuras da Companhia.

	31/12/2015
Lucro líquido apurado no exercício	1.265.936
Constituição da reserva legal - 5%	(63.297)
	1.202.639
Destinação do lucro:	**1.202.639**
Dividendos intermediários - JSCP	14.592
Dividendos complementares	288.257
Reserva de lucros	899.790

30.3 Reservas

	Nota	31/12/2015	31/12/2014
Reservas de capital			
Ágio na incorporação de sociedade controladora		35.351	35.351
Resultado na alienação de ações em tesouraria		60.247	60.247
Outras reservas de capital		44.119	45.729
		139.717	**141.327**
Reservas de lucros			
Legal		295.934	231.020
Retenção de lucros	30.3.1	2.433.324	1.025.401
Lucros retidos à deliberar	30.3.2		509.750
		2.729.258	**1.766.171**

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

30.3.2 Lucros retidos à deliberar
Esta reserva refere-se à parcela do lucro líquido do período excedente ao dividendo mínimo obrigatório a ser deliberada em assembleia geral ou por outro órgão competente. É constituída conforme ICPC 08 (R1) e poderá ser destinada para pagamento de dividendos, retenção de lucros ou para aumento de capital.
Foi aprovada em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 10 de abril de 2015, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014 com distribuição de: (i) dividendos no valor de R$63.277; (ii) JSCP no valor de R$133.300; e (iii) Reserva de Retenção de Lucros no valor de R$509.750. Os dividendos e JSCP destinados referentes a 31 de dezembro de 2014 foram pagos sem ajuste aos acionistas titulares de ações ordinárias.

30.4 Outros resultados abrangentes
A movimentação de Outros resultados abrangentes no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2014	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2015
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias	(192.587)	(40.836)	(233.423)
	(192.587)	**(40.836)**	**(233.423)**

30.5 Participações de não controladores
O saldo em 31 de dezembro de 2015 de R$1.676.793 (R$1.675.790 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à participação que outros acionistas detêm sobre as nossas controladas. O saldo inclui partes beneficiárias emitidas pela Lajeado e de titularidade da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás no valor de R$451.376.

30.5.1 Partes beneficiárias
A Lajeado, em Assembleia Geral Extraordinária de 15 de fevereiro de 2006, aprovou a alteração no Estatuto, criando: (i) 53.210.337 ações preferenciais nominativas não conversíveis, sem direito a voto e que terão direito ao recebimento de dividendos 10% superior ao atribuído a cada ação ordinária; e (ii) 10.000 partes beneficiárias, sem valor nominal, negociáveis e estranhas ao Capital social, conferindo aos seus titulares direito de crédito eventual contra a Lajeado, no montante equivalente a 10% do lucro anual apurado pela Lajeado, observado o disposto na Lei nº 6.404/76.
Estas ações, bem como as partes beneficiárias, foram integralmente subscritas e adquiridas, nesta data, pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás.
O prazo de duração das partes beneficiárias é até 31 de outubro de 2032, quando serão, caso não tenham sido resgatadas, automaticamente convertidas em ações preferenciais Classe "A" (Artigo 14 do Estatuto) correspondente a 5,084% do total das ações emitidas pela Lajeado (Artigo 14, Parágrafos 1º e 2º do Estatuto). O resgate pode ocorrer a qualquer tempo por deliberação da Lajeado até o término do prazo de duração das partes beneficiárias.
O instrumento denominado partes beneficiárias cumpre com os itens 16C e 16D do CPC 39, e como tal, é classificado como um instrumento patrimonial.
Além do exposto, o item AG26 do CPC 39 descreve que, quando as distribuições aos acionistas das ações preferenciais, cumulativas ou não, ocorre de acordo com o critério do emissor, as ações são instrumentos patrimoniais.
Assim, consideramos que ações ordinárias, ações preferenciais e partes beneficiárias devem ser classificadas como o mesmo tipo de instrumento, ou seja, patrimonial, pois possuem basicamente as mesmas características.

31 Dividendos - Ativos e Passivos
Os dividendos e juros sobre capital próprio são reconhecidos como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia ao final do exercício, com base em seu estatuto social. Qualquer valor acima do mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido do período estabelecido no artigo 202 da Lei nº 6.404/76, somente é reconhecido na data em que são aprovados em Assembleia Geral. O benefício fiscal dos juros sobre capital próprio é reconhecido na demonstração de resultado.
Em 21 de dezembro de 2015 foi aprovado pelo Conselho de Administração a distribuição de JSCP no montante total de R$14.592, sendo R$12.403 líquido de Imposto de renda, os quais foram imputados ao dividendo mínimo obrigatório a serem distribuídos pela Companhia referente ao exercício de 2015. A data de pagamento será deliberada posteriormente.

	Controladora					
	31/12/2014	Constituição de dividendos	Constituição de JSCP	Recebimentos/ Pagamentos	Aumento de capital em subsidiária	31/12/2015
Ativo						
Enertgest	26.151	45.000	27.509	(95.651)		3.009
Enerpeixe	33.225	42.000	44.224	(75.226)		44.223
EDP Comercializadora	82.719		4.715			87.434
EDP Bandeirante	58.199	122.967	53.802	(172.750)		62.218
EDP Escelsa	42.053		37.947		(42.053)	37.947
Lajeado	78.162		28.139	(31.326)		74.975
Santa Fé	-	2.173				2.173
EDP GRID	-	2.447				2.447
Pecém TM	-	248				248
	320.509	**214.835**	**196.336**	**(374.953)**	**(42.053)**	**314.674**
Passivo						
Acionistas - Energias do Brasil	180.668	288.256	12.403	(176.854)		304.473
Total	**180.668**	**288.256**	**12.403**	**(176.854)**	**-**	**304.473**

	Consolidado					
	31/12/2014	Constituição de dividendos	Constituição de JSCP	Recebimentos/ Pagamentos	Outros	31/12/2015
Ativo						
Pecém TM	-	248				248
	-	**248**	**-**	**-**	**-**	**248**
Passivo						
Acionistas - Energias do Brasil	180.668	288.256	12.403	(176.856)		304.471
Eletrobrás	84.706		21.067	(45.233)	10.264	70.804
Governo do Tocantins	6.060		2.049	(2.649)		5.460
Acionistas não controladores - Investco	12.338	25.964	8.037	(35.710)	101	10.730
Furnas Centrais Elétricas S.A.	22.150	28.000	29.484	(50.150)		29.484
Silea Participações Ltda.	-	5.555		(5.555)		-
Total	**305.922**	**347.775**	**73.040**	**(316.153)**	**10.365**	**420.949**

32 Receita
O resultado é apurado em conformidade com o regime de competência. Os principais critérios de reconhecimento e mensuração, estão apresentados a seguir:
(i) As receitas de operações com energia elétrica e de serviços prestados são reconhecidas no resultado em função da sua realização. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização. O faturamento de energia elétrica para todos os consumidores e concessionárias é efetuado mensalmente, de acordo com o calendário de leitura e contratos de fornecimento, respectivamente;
(ii) A energia fornecida e não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do balanço, é estimada e reconhecida como receita não faturada;
(iii) O faturamento de suprimento de energia para todas as concessionárias é efetuado mensalmente;
(iv) O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições ao ativo intangível em formação (Direito de concessão - Infraestrutura), não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura em igual montante;
(v) A receita de ativos financeiros setoriais é reconhecida mensalmente pela diferença entre os custos pertencentes a Parcela "A" efetivamente incorridos no resultado, daqueles reconhecidos na receita de operações com energia elétrica previstos na tarifa vigente pela ANEEL. Inclui os valores a cobrar dos consumidores referente a incidência de PIS e COFINS, sobre esta receita; e
(vi) A receita de Subvenção é reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais (Nota 17.1) pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.

		Controladora		Consolidado					
		R$		Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R$	
	Nota	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Fornecimento									
Residencial				2.778.036	2.685.327	5.809.917	5.868.954	2.155.462	1.353.118
Industrial				24.156	24.441	3.470.167	3.828.943	1.364.098	952.506
Comercial				241.571	237.438	3.771.473	3.733.050	1.458.088	914.711
Rural				185.541	178.752	921.841	812.919	204.161	103.549
Poder público				20.466	19.181	601.524	605.080	226.658	146.038
Iluminação pública				3.490	3.250	646.518	565.271	141.512	77.625
Serviço público				2.780	2.489	459.506	488.068	157.328	89.381
Consumo próprio				371	374	14.554	14.837		
		-	**-**	**3.256.411**	**3.151.252**	**15.695.500**	**15.917.122**	**5.707.307**	**3.636.928**
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado									
Consumidores cativos									
Residencial								1.567.861	1.079.358
Industrial								605.505	362.893
Comercial								864.059	550.602
Rural								133.772	85.541
Poder público								131.981	85.542
Iluminação pública								97.484	53.412
Serviço público								71.324	39.634
Consumidores livres						9.354.129	9.903.421	1.181.573	774.607
		-	**-**	**-**	**-**	**9.354.129**	**9.903.421**	**4.653.559**	**3.031.589**
Suprimento - Faturado						8.812.699	8.882.819	1.463.877	786.718
Energia de curto prazo						1.412.677	297.412	603.775	159.678
Comercialização								2.022.575	2.705.922
(-) Transferências									
(-) Transferência para obrigações especiais AIC - Ultrapassagem Demanda	32.1							(17.081)	(19.602)
(-) Transferência para obrigações especiais AIC - Excedente de reativos								(43.959)	(35.826)
		-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(61.040)**	**(55.428)**
Não faturado									
Fornecimento								69.640	41.821
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição								73.317	29.742
		-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**142.957**	**71.563**
Receitas de ativos financeiros setoriais	8								
CVA								1.473.446	218.281
Itens financeiros - RTE								(610.947)	
Itens financeiros - Outros								(14.862)	298.305
PIS/COFINS								36.627	82.838
		-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**884.264**	**599.424**
Receita de construção	33							317.343	294.055
Serviços cobráveis								14.711	8.278
Subvenções vinculadas ao serviço concedido								332.064	231.388
Arrendamentos e aluguéis								115.072	110.761
Outras receitas operacionais		3.997	7.840					207.829	240.368
Receita operacional bruta		**3.997**	**7.840**	**-**	**-**	**-**	**-**	**16.404.293**	**11.821.244**
(-) Deduções à receita operacional									
Tributos sobre a receita									
ICMS								(2.426.467)	(1.652.626)
PIS/COFINS		(111)						(1.461.215)	(1.042.098)
ISS		(58)						(1.380)	(893)
		(169)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(3.889.062)**	**(2.695.617)**
Encargos do consumidor									
P&D	27							(83.824)	(60.196)
CDE	27							(1.498.455)	(107.020)
RGR	27							(7.559)	(11.637)
PROINFA - Consumidores Livres								(48.105)	(48.046)
Bandeiras tarifárias - CCRBT	27							(725.128)	
Outros encargos								(44.203)	
		-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(2.407.274)**	**(226.899)**
Receita		**3.828**	**7.840**	**3.256.411**	**3.151.252**	**35.275.005**	**35.000.774**	**10.107.957**	**8.898.728**

(*) Não revisado pelos auditores independentes.

32.1 Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente
A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 463/11, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por Ultrapassagem de Demanda e consumo de Energia Reativa Excedente, a partir da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisões tarifárias, seriam contabilizados como Obrigações especiais em curso, anteriormente registrado como Receita operacional. Por ocasião do 4º ciclo de revisões tarifárias na EDP Bandeirante o valor de R$136.585, acumulado nessa subconta até a data do laudo de avaliação dos ativos em abril de 2015, foi transferido para a situação de "Em serviço" em Obrigações especiais, passando a receber o tratamento usual da contrapartida da depreciação dos respectivos ativos alocados como investimentos originários dessas Obrigações especiais, para a EDP Escelsa o 4º ciclo de revisões tarifária ocorrerá em 2016.
Não obstante a essa determinação, as controladas, por meio da ABRADEE, contestou judicialmente o tratamento dessas receitas.
No dia 8 de fevereiro de 2012, a antecipação de tutela requerida pela ABRADEE na Ação Ordinária nº 003357.85.2012.4.01.3400, em curso junto à 6ª Vara da JFDF, foi integralmente concedida. A decisão judicial foi no sentido de: a) suspender o tratamento das receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos constantes dos §§ 9 a 11 do item 3.1.1 ("Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo") do item 3.1 ("Receitas Inerentes ao Serviço de Distribuição") do Submódulo 2.7 ("Outras Receitas") anexo à Resolução Normativa ANEEL nº 463/11; b) suspender a determinação de contabilização em separado dessas receitas como se obrigações especiais fossem; e c) deferir tutela de caráter inibitório para determinar que a ANEEL abstenha-se de praticar qualquer ato tendente a exigir cumprimento das referidas disposições (o que impede a adoção de medidas outras destinadas a produzir o mesmo efeito).
Em 19 de junho de 2012, o TRF-1 concedeu efeito suspensivo ao Agravo de Instrumento interposto pela ANEEL, pelo que foi suspensa a antecipação de tutela originalmente concedida em primeiro grau e, com isso, restabeleceu-se a eficácia da Resolução Normativa ANEEL nº 463/11. A ANEEL interpôs Agravo de Instrumento em face da decisão que deferiu a produção de prova pericial. No referido agravo, após decisão que negou seguimento ao recurso, a ANEEL interpôs agravo regimental, ainda pendente de julgamento.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Em primeira instância, foi proferido despacho em 21 de janeiro de 2015 suspendendo os autos até julgamento do agravo interposto pela ANEEL.
Na opinião dos assessores jurídicos, a probabilidade de perda dessa ação é possível, no entanto, a EDP Bandeirante e a EDP Escelsa efetuaram no exercício o registro contábil no montante de R$61.040 (R$55.428 em 2014), na EDP Bandeirante o registro ocorreu a débito da rubrica de Receita de fornecimento, sendo R$14.131 em contrapartida à Obrigações Especiais, obrigação esta apresentada no âmbito do ICPC 01 como retificadora do Intangível e do Ativo financeiro indenizável e R$24.293 em contrapartida a Ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 8), no caso da EDP Escelsa ocorreu a débito de R$22.616 na rubrica de Receita de fornecimento em contrapartida à Obrigações Especiais, obrigação esta apresentada no âmbito do ICPC 01 como retificadora do Intangível.

33 Gastos operacionais

Os gastos operacionais são reconhecidos e mensurados: (i) em conformidade com o regime de competência, apresentados líquidos dos respectivos créditos de PIS e COFINS; (ii) com base na associação direta da receita; e (iii) quando não resultarem em benefícios econômicos futuros.
A Companhia apresenta os Gastos operacionais por função na Demonstração de resultados, conforme requerido no artigo 187 da Lei nº 6.404/76.
É apresentado a seguir o detalhamento por natureza do gasto, conforme requerido pelo CPC 26.

		Controladora			
		2015			2014
		Despesas operacionais			
	Nota	Gerais e administrativas	Outras	Total	Total
Gerenciáveis					
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada		43.243		43.243	40.446
Material		935		935	971
Serviços de terceiros		47.299		47.299	65.133
Depreciação		2.843		2.843	1.275
Amortização		6.117		6.117	6.185
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	29.1.1		(1.227)	(1.227)	1.499
Aluguéis e arrendamentos		8.097		8.097	6.121
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens			151	151	140
Outras		18.236		18.236	25.519
Total		**126.770**	**(1.076)**	**125.694**	**147.289**

		Consolidado								
		2015								2014
		Custo da produção e do serviço				Despesas operacionais				
	Nota	Com energia elétrica	Da produção	De operação	Prestado a terceiros	Com vendas	Gerais e administrativas	Outras	Total	Total
Não gerenciáveis										
Energia elétrica comprada para revenda										
Moeda estrangeira - Itaipu		1.053.798							1.053.798	498.069
Moeda nacional		5.009.279		5.046					5.014.325	6.136.360
Ressarcimento CDE/CCEE/CONER	5.1.1	(54.544)							(54.544)	(1.035.590)
Encargos de uso da rede elétrica		465.025		736					465.761	401.728
Taxa de fiscalização									-	10.638
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)									-	37.628
Custo da matéria-prima consumida			361.880						361.880	
Ressarcimento por indisponibilidade	5.2.3			(149.910)					(149.910)	
Outras		18.819							18.819	13.240
		6.492.377	**361.880**	**(144.128)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**6.710.129**	**6.062.073**
Gerenciáveis										
Pessoal, Administradores e Entidade de Previdência Privada (i)				251.658	2.015	670	165.075		419.418	377.516
Material				21.518	3.398		12.490		37.406	29.915
Serviços de terceiros				241.174	4.296		179.796		425.266	410.260
Depreciação				199.672	26		40.426		240.124	117.865
Amortização				176.602			41.207		217.809	222.393
PCLD / perdas líquidas						74.514			74.514	27.438
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	29.1.1			25			212	34.616	34.853	25.699
Aluguéis e arrendamentos				4.548	43		17.026		21.617	18.611
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens								68.215	68.215	70.547
Valor justo do ativo financeiro indenizável	20							(152.477)	(152.477)	2.967
Custo com construção da infraestrutura	32				317.343				317.343	294.055
Outras				52.909	1.257	10	45.078	3.661	102.915	73.487
		-	**-**	**948.106**	**328.378**	**75.194**	**501.310**	**(45.985)**	**1.807.003**	**1.670.753**
Total		**6.492.377**	**361.880**	**803.978**	**328.378**	**75.194**	**501.310**	**(45.985)**	**8.517.132**	**7.732.826**

(i) Em atendimento às melhores práticas de mercado, conforme o Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE da BM&FBovespa, apresentamos o investimento em treinamento da Companhia e suas controladas que é dividido em: desenvolvimento de lideranças; desenvolvimento de projetos corporativos; treinamentos e seminários técnicos e comportamentais; bolsas de estudos; e desenvolvimento de idiomas. Do valor total de R$419.418 da rubrica de Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada, R$1.435 (R$4.223 em 2014) referem-se a treinamentos.

34 Ganho na aquisição/alienação de investimento

O montante em 31 de dezembro de 2015 de R$953.643 refere-se à ganho na combinação de negócio no qual a Companhia adquiriu o controle da subsidiária Porto do Pecém no valor de R$884.697 (Nota 18.1) e ganho na alienação da coligada EDP Renováveis Brasil no valor de R$68.946 (Nota 5.4).

35 Resultado financeiro

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2015	2014	2015	2014
Receitas financeiras					
Renda de aplicações financeiras e cauções		21.493	20.240	91.058	98.046
Variação monetária e acréscimo moratório da energia vendida				128.249	85.269
Operações de *swap* e *hedge*				145.442	
Atualização monetária depósitos judiciais		819	596	8.898	6.428
Atualizações monetárias sobre provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e outros				14	51
Atualização monetária contratos de mútuo		38.976	24.046	11.545	20.478
Atualização sobre os ativos/passivos financeiros setoriais	8			54.959	2.118
Variações monetárias moeda nacional					1.734
Variações monetárias moeda estrangeira		4.018	5	4.018	3.013
Juros e multa sobre impostos	10	8.089	11.552	11.737	32.007
Ajustes a valor presente		1.866	1.822	5.733	5.157
Remuneração das ações preferenciais		10.126	4.509		
(-) Juros capitalizados					(21.945)
(-) PIS/COFINS sobre Receitas financeiras		(2.085)		(7.942)	
Outras receitas financeiras		1.006	5.364	24.766	26.413
		84.308	**68.134**	**478.477**	**258.769**
Despesas financeiras					
Variação monetária e acréscimo moratório da energia comprada	35.1			(44.634)	(13.651)
Juros e multa sobre impostos	10	(3.535)	(7.629)	(8.345)	(10.859)
Encargos de dívidas		(194.481)	(95.848)	(606.882)	(438.371)
Variações monetárias moeda nacional		(6.312)	(3.315)	(43.505)	(4.071)
Variações monetárias moeda estrangeira		(11.488)		(236.794)	
Imposto sobre Operações Financeiras - IOF		(1.866)	(122)	(2.974)	(1.197)
Operações de *swap* e *hedge*				12.334	(5.972)
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais, trabalhistas e outros		(1.986)	(1.736)	(35.107)	(28.786)
Variação monetária - Energia Livre				(10.170)	(7.538)
Provisão para desvalorização de títulos e valores mobiliários			(6.932)		(6.932)
Ajustes a valor presente				(3.832)	(19.980)
Atualização monetária uso do bem público				(49.118)	(17.262)
Benefícios pós-emprego				(44.300)	(52.723)
(-) Juros capitalizados				2.334	67.591
Outras despesas financeiras		(24.540)	(6.618)	(75.492)	(35.007)
		(244.208)	**(122.200)**	**(1.146.485)**	**(574.758)**
Total		**(159.900)**	**(54.066)**	**(668.008)**	**(315.989)**

35.1 Variação monetária e acréscimo moratório da energia comprada

A variação apresentada na rubrica é proveniente, substancialmente, da variação cambial pela compra de energia de Itaipu que é comercializada em Dólar. No exercício de 2015 o Dólar apresentou a cotação média de R$3,34, enquanto que no exercício de 2014, esta cotação média era de R$2,35.

36 Imposto de renda e contribuição social

Nas controladas Costa Rica, Santa Fé, Pantanal e EDP GRID, o imposto de renda e a contribuição social registrados no resultado são calculados conforme sistemática do lucro presumido, cujas bases de cálculo foram apuradas às alíquotas de 8% e 12%, respectivamente, aplicadas sobre o montante da receita bruta segundo a legislação vigente.
Para a Companhia e demais controladas, o imposto de renda corrente é calculado conforme sistemática do lucro real com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente de 15%, acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R$240 anuais e a contribuição social registrada no resultado é calculada com base nos resultados tributáveis, por meio da aplicação da alíquota de 9%. Ambos consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real, quando aplicável.
As despesas com Imposto de renda e Contribuição social compreendem os impostos correntes e diferidos, sendo reconhecidos no resultado exceto aqueles que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no Patrimônio líquido.

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Lucro antes do IRPJ e CSLL	1.386.542	816.687	1.762.686	1.186.880
Alíquota	34%	34%	34%	34%
IRPJ e CSLL	**(471.424)**	**(277.674)**	**(599.313)**	**(403.539)**
Ajustes para refletir a alíquota efetiva				
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes				
Doações	(1.406)	(1.064)	(2.376)	(2.244)
Perdas indedutíveis	(575)		(9.301)	985
Resultados de equivalência patrimonial	245.271	205.182	(35.300)	(23.718)
Juros sobre o capital próprio	(74.542)	10.485	29.536	60.749
Outras	(568)	1.814	(1.134)	305
Outros				
IRPJ e CSLL diferidos não reconhecidos	184.021	(3.999)	240.548	(11.359)
(Adição) Reversão de diferenças permanentes	(1.844)	(1.957)	(11.610)	(11.736)
Ajustes na DIPJ referente exercício social anterior	437	(5.994)	(4.534)	9.342
Ajuste lucro presumido			11.012	6.512
Incentivos fiscais				
SUDAM/SUDENE			25.047	25.421
Outras	24	22	1.111	763
Despesa de IRPJ e CSLL	**(120.606)**	**(73.185)**	**(356.314)**	**(348.519)**
Alíquota efetiva	8,70%	8,96%	20,21%	29,36%

37 Resultado por ação

O resultado básico por ação é calculado utilizando o resultado do período atribuível aos acionistas da Companhia e a média ponderada das ações ordinárias em circulação no respectivo período. O resultado por ação diluído é calculado pelos mesmos indicadores, sendo a média das ações em circulação ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor, conforme CPC 41 - Resultado por ação, aprovado pela Deliberação CVM nº 636/10. Não existe diferença entre o Resultado básico por ação e Resultado por ação diluído.
O resultado básico por ação da Companhia para os exercícios apresentados é calculado pela divisão do resultado atribuível aos titulares de ações ordinárias da Companhia pelo número médio ponderado de ações ordinárias em poder dos acionistas.
No exercício de 2015, a Companhia não operou com instrumentos financeiros passivos conversíveis em ações da própria Companhia ou transações que gerassem efeito diluível ou antidiluível sobre o resultado por ação do exercício. Dessa forma, o resultado "básico" por ação que foi apurado para o exercício é igual ao resultado "diluído" por ação segundo os requerimentos do CPC 41. O cálculo do resultado "básico e diluído" por ação é demonstrado na tabela a seguir:

	Consolidado	
	2015	2014
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	1.265.936	743.502
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil) *	475.575	475.575
Resultado básico e diluído por ações (reais/ação)	2,66191	1,56338

* O número de ações ordinárias não está contemplando as ações em tesouraria.

38 Instrumentos financeiros e gestão de riscos

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

Em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, e com base nas análises periódicas consubstanciadas nos relatórios de risco, são definidas estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros, as quais são aprovadas pela Administração, para operacionalização da referida estratégia. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado por meio de sistemas operacionais integrados à plataforma SAP. A Companhia e suas controladas não efetuam aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco. Os resultados obtidos com estas operações estão condizentes com as políticas e estratégias definidas pela Administração da Companhia e suas controladas.
A administração dos riscos associados a estas operações é realizada por meio da aplicação de políticas e estratégias definidas pela Administração e incluem o monitoramento dos níveis de exposição de cada risco de mercado, previsão de fluxos de caixa futuros e estabelecimento de limites de exposição. Essa política determina também que a atualização das informações em sistemas operacionais, assim como a confirmação e operacionalização das transações junto às contrapartes, sejam feitas com a devida segregação de funções.

38.1 Instrumentos financeiros

Instrumentos financeiros são definidos como qualquer contrato que dê origem a um ativo financeiro para a entidade e a um passivo financeiro ou instrumento patrimonial para outra entidade.
Estes instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito e são inicialmente registrados pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis.
Instrumentos financeiros são baixados desde que os direitos contratuais aos fluxos de caixa expirem, ou seja, a certeza do término do direito ou da obrigação de recebimento, da entrega de caixa, ou título patrimonial. Para essa situação a Administração, com base em informações consistentes, efetua registro contábil para liquidação.
A baixa pode acontecer em função de cancelamento, pagamento, recebimento ou quando os títulos expirarem.

38.1.1 Classificação dos instrumentos financeiros

Posteriormente ao reconhecimento inicial, são mensurados conforme descrito abaixo:

• Instrumentos mantidos até o vencimento

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

• Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado

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

• Empréstimos e recebíveis

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

• Instrumentos 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.

• Outros ao custo amortizado

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

			Controladora			
			31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	Nota	Níveis	Valor justo		Valor contábil	
Ativos financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa	6					
Aplicações financeiras - renda fixa		Nível 2	34.796	15.220	34.796	15.220
Ativos mantidos até o vencimento						
Cauções e depósitos vinculados	15		222	3.436	222	3.436
Empréstimos e recebíveis						
Caixa e equivalentes de caixa	6					
Bancos conta movimento			28.857	11.862	28.857	11.862
Títulos a receber	9		25.009	25.010	25.009	25.010
Empréstimos a receber	12		371.242	273.224	371.242	273.224
Outros créditos - Partes relacionadas	17		14.411	12.185	14.411	12.185
			474.537	**340.937**	**474.537**	**340.937**
Passivos financeiros						
Outros ao custo amortizado						
Fornecedores	23		13.203	14.010	13.203	14.010
Debêntures	24		1.141.339	842.537	1.165.958	842.537
Empréstimos e financiamentos	25					
Moeda nacional			300.735		300.735	
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	17		35.886	26.114	35.886	26.114
			1.491.163	**882.661**	**1.515.782**	**882.661**

			Consolidado			
			31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	Nota	Níveis	Valor justo		Valor contábil	
Ativos financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa	6					
Aplicações financeiras - renda fixa		Nível 2	620.157	348.030	620.157	348.030
Disponível para venda						
Ativo financeiro indenizável	20	Nível 3	1.230.134	940.160	1.230.134	940.160
Ativos financeiros setoriais	8	Nível 2	762.644	601.542	762.644	601.542
Ativos mantidos até o vencimento						
Cauções e depósitos vinculados	15		29.659	49.201	29.659	49.201
Empréstimos e recebíveis						
Caixa e equivalentes de caixa	6					
Bancos conta movimento			529.841	478.941	529.841	478.941
Títulos a receber	9		2.904	10.643	3.513	10.643
Contas a receber	7		2.245.700	1.639.364	2.245.700	1.639.364
Empréstimos a receber	12		86.328	200.149	86.328	200.149
Outros créditos - Rendas a receber	17		5.188	4.974	5.188	4.974
Outros créditos - Partes relacionadas	17		13.704	11.225	13.704	11.225
			5.526.259	**4.284.229**	**5.526.868**	**4.284.229**
Passivos financeiros						
Outros ao custo amortizado						
Fornecedores	23		1.308.019	1.101.768	1.308.019	1.101.768
Debêntures	24		2.413.635	2.237.518	2.403.242	2.237.518
Uso do bem público	28		296.215	284.179	304.588	284.179
Ressarcimento por indisponibilidade	29.4		272.781		272.781	
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	25					
Moeda nacional			2.752.549	1.112.172	2.760.978	1.120.947
Moeda estrangeira			968.617		968.617	
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	17		35.874	26.112	35.874	26.112
Valor justo por meio do resultado						
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	25					
Moeda estrangeira		Nível 2	80.036		80.036	
Derivativos		Nível 2	(26.382)		(26.382)	
Passivos financeiros setoriais	8	Nível 2	27.797		27.797	
			8.129.141	**4.761.749**	**8.135.550**	**4.770.524**

38.1.2 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.
Algumas operações com instrumentos financeiros da Companhia e suas controladas apresentam saldo contábil equivalente ao valor justo em função desses valores 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 a contratos com o BNDES decorrente destes contratos possuírem características próprias.
Para apuração do valor justo, a Companhia e suas controladas projeta os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguindo as regras contratuais, inclusive para taxas pós-fixadas e utiliza como taxa de desconto o Depósito Interbancário - DI futuro divulgado pela BM&FBovespa, exceto quando outra taxa for indicada na descrição das premissas para o cálculo do valor justo. Este procedimento pode resultar em um valor contábil diferente do seu valor justo. Essas diferenças ocorrem principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.
As informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas a seguir levando em consideração seus prazos e relevância de cada instrumento financeiro:
(i) Títulos a receber: são constituídos por Contratos de Cessão de Crédito celebrados entre a controlada Lajeado e as empresas Tangará Energia S.A. e Rede Energia S.A.. Na controladora encontram-se registrados nesta rubrica as Ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" de emissão da Investco. Ambos os saldos estão reconhecidos a valor presente descontados à taxas que são compatíveis com a natureza de cada operação;
(ii) Debêntures, Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas (moeda estrangeira), líquidos de Derivativos: são mensurados por meio de modelo de precificação aplicado individualmente para cada transação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado. Desta forma, o valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto; e
(iii) Uso do bem público: consiste em um instrumento financeiro demonstrado ao custo amortizado atualizado pelo IGP-M ou IPCA incorrido até a data do balanço. O saldo leva em consideração os fluxos futuros de pagamento, fundamentado nas condições contratuais, descontados a valor presente por meio da taxa de captação de empréstimos e financiamentos das suas controladas.

38.1.3 Mensuração a valor justo

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

38.2 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 de suas controladas, além de propor metodologias e melhorias ao sistema de gestão.

38.2.1 Risco de mercado

O risco de mercado é apresentado como a possibilidade de perdas monetárias em função das oscilações de variáveis que tenham impacto em preços e taxas negociadas no mercado. Essas flutuações geram impacto a praticamente todos os setores e, portanto representam fatores de riscos financeiros.
Os empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures captados pela Companhia e suas controladas apresentados nas notas 24 e 25, possuem como contraparte a Eletrobrás, os bancos BNDES, Banco do Brasil, Banco Itaú, Banco Citibank, Banco Bradesco, Banco HSBC, Banco Indusval, BID e Goldman Sachs, e os agentes fiduciários Pentágono Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, SLW Corretora de Valores e Oliveira Trust. As regras contratuais para os passivos financeiros adquiridos pela Companhia e suas controladas criam fundamentalmente riscos atrelados a essas exposições. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia e suas controladas possuem risco de mercado associado ao CDI, TJLP, Dólar, IPCA e ao Libor.
Deve-se considerar que a Companhia e suas controladas estão expostas a oscilação da taxa SELIC e da inflação, podendo ter um custo maior na realização dessas operações. Suas controladas possuem exposições à variação cambial e juros atreladas a dívidas em moeda estrangeira, entretanto, possui derivativos de *swaps* com o objetivo de *hedge* econômico, para controlar todas as exposições à variação cambial e juros para essas obrigações.
Mesmo com a recente desvalorização do Real frente ao Dólar e ao Euro, a captação e manutenção de possíveis empréstimos atrelados a estas moedas, especificamente, para a Companhia e suas controladas, são considerados favoráveis, dadas as taxas de juros ofertadas no mercado externo. Adicionalmente a esse cenário, pondera-se o risco cambial à operações com moedas estrangeiras onde, em uma economia na qual a oscilação das taxas de câmbio é muito agressiva, essa exposição é um fator relevante na análise de viabilidade de uma operação.
Considerando que a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital) é definida por agentes externos, levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do setor e que, na impossibilidade de buscar outras alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, face aos negócios da empresa e às peculiaridades setoriais, o valor de mercado de Títulos a receber, Uso do bem público, Empréstimos, financiamentos e encargos de dívida e Debêntures diferem do seu valor contábil.

38.2.1.1 Análise de sensibilidade

Em atendimento aos Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 3/09, Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 2/11 e Instrução CVM nº 475/08, quando aplicável, a Companhia e suas controladas efetuam avaliação de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.
As análises de sensibilidade tem como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia e suas controladas. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade contida no processo utilizado na preparação dessas análises. As informações demonstradas no quadro, mensuram contextualmente o impacto nos resultados da Companhia e suas controladas em função da variação de cada risco destacado.
No quadro a seguir foram considerados cenários dos indexadores utilizados pela Companhia e suas controladas, com as exposições aplicáveis de flutuação de taxas de juros e outros indexadores até as datas de vencimento dessas transações, com o cenário I (provável) o adotado pela Companhia e suas controladas, baseado fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do relatório Focus do Banco Central, os cenários II e III com 25% e 50% de aumento do risco, respectivamente, e os cenários IV e V com 25% e 50% de redução, respectivamente.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

		Controladora							
		Aging cenário provável			Cenário (I)	Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)
Operação	**Risco**	**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%**
Aplicação financeira - CDB	CDI	7.360			7.360	1.840	3.680	(1.840)	(3.680)
Instrumentos financeiros ativos		**7.360**	**-**	**-**	**7.360**	**1.840**	**3.680**	**(1.840)**	**(3.680)**
Debêntures	CDI	(119.897)	(136.824)		(256.721)	(54.987)	(109.035)	55.983	112.999
Empréstimos e financiamentos - CCB	CDI	(52.653)	(46.746)		(99.399)	(23.864)	(47.386)	24.217	48.804
Instrumentos financeiros passivos	**CDI**	**(172.550)**	**(183.570)**	**-**	**(356.120)**	**(78.851)**	**(156.421)**	**80.200**	**161.803**
		(165.190)	**(183.570)**	**-**	**(348.760)**	**(77.011)**	**(152.741)**	**78.360**	**158.123**
Debêntures	IPCA	(39.671)	(113.583)	(23.256)	(176.510)	(18.220)	(36.441)	18.220	37.808
Instrumentos financeiros passivos	**IPCA**	**(39.671)**	**(113.583)**	**(23.256)**	**(176.510)**	**(18.220)**	**(36.441)**	**18.220**	**37.808**
		(39.671)	**(113.583)**	**(23.256)**	**(176.510)**	**(18.220)**	**(36.441)**	**18.220**	**37.808**

		Consolidado							
		Aging cenário provável			Cenário (I)	Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)
Operação	**Risco**	**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%**
Aplicação financeira - CDB	CDI	36.110	2.377		38.487	11.621	21.201	(7.387)	(14.665)
Aplicação financeira - Debêntures	CDI	45.072			45.072	11.388	22.653	(11.144)	(22.412)
Cauções e depósitos vinculados	CDI	9.264	3		9.267	2.315	4.631	(2.315)	(4.631)
Instrumentos financeiros ativos	**CDI**	**90.446**	**2.380**	-	**92.826**	**25.324**	**48.485**	**(20.846)**	**(41.708)**
Debêntures	CDI	(288.213)	(425.208)		(713.421)	(155.062)	(307.536)	157.832	318.558
Empréstimos e financiamentos - CCB	CDI	(108.471)	(128.862)	(2.299)	(239.632)	(53.146)	(105.207)	54.294	109.801
Instrumentos financeiros passivos	**CDI**	**(396.684)**	**(554.070)**	**(2.299)**	**(953.053)**	**(208.208)**	**(412.743)**	**212.126**	**428.359**
Swap - Ponta Passiva - Citibank N.A.	CDI	(11.971)	(29.059)		(41.030)	(9.517)	(19.034)	9.157	19.034
Instrumentos financeiros derivativos	**CDI**	**(11.971)**	**(29.059)**		**(41.030)**	**(9.517)**	**(19.034)**	**9.157**	**19.034**
		(318.209)	**(580.749)**	**(2.299)**	**(901.257)**	**(192.401)**	**(383.292)**	**200.437**	**405.685**
Empréstimos e financiamentos - BNDES e CALC	TJLP	(119.816)	(340.019)	(158.103)	(617.939)	(74.835)	(187.292)	74.835	187.292
Instrumentos financeiros passivos	**TJLP**	**(119.816)**	**(340.019)**	**(158.103)**	**(617.939)**	**(74.835)**	**(187.292)**	**74.835**	**187.292**
		(119.816)	**(340.019)**	**(158.103)**	**(617.939)**	**(74.835)**	**(187.292)**	**74.835**	**187.292**
Citibank N.A.									
Principal	Dólar		(77.640)		(77.640)	(97.051)	(116.461)	(58.230)	(38.820)
Encargos	Dólar	(2.698)	(7.284)		(9.982)				
BID									
Principal	Dólar	(97.337)	(480.795)	(470.463)	(1.048.595)	(262.149)	(524.298)	262.149	524.298
Encargos	Dólar	(36.747)	(160.460)	(77.712)	(274.919)	(68.790)	(137.459)	68.730	137.459
Instrumentos financeiros passivos	**Dólar**	**(136.782)**	**(726.179)**	**(548.175)**	**(1.411.136)**	**(427.990)**	**(778.218)**	**272.649**	**622.937**
Swap - Ponta Passiva - BID	Dólar	128.965	(99.881)	(17.850)	11.234	419.505	660.370	(62.226)	(303.091)
Swap - Ponta Ativa - Citibank N.A.	Dólar	2.698	84.924		87.622	97.051	116.461	58.230	38.820
Instrumentos financeiros derivativos	**Dólar**	**131.663**	**(14.957)**	**(17.850)**	**98.856**	**516.556**	**776.831**	**(3.996)**	**(264.271)**
		(5.119)	**(741.136)**	**(566.025)**	**(1.312.280)**	**88.566**	**(1.387)**	**268.653**	**358.666**
Debêntures	IPCA	(39.671)	(113.583)	(23.256)	(176.510)	(18.220)	(36.441)	18.220	37.808
Empréstimos e financiamentos - BNDES e CALC	IPCA	(21.821)	(47.021)	(7.490)	(76.332)	(12.616)	(25.232)	12.616	25.232
Instrumentos financeiros passivos	IPCA	**(61.492)**	**(160.604)**	**(30.746)**	**(252.842)**	**(30.836)**	**(61.673)**	**30.836**	**63.040**
		(61.492)	**(160.604)**	**(30.746)**	**(252.842)**	**(30.836)**	**(61.673)**	**30.836**	**63.040**
Citibank N.A. - Encargos	Libor	(2.693)	(7.280)		(9.973)	(701)	(1.876)	1.650	2.826
BID - Encargos	Libor	(34.570)	(124.796)	(58.961)	(218.327)	(11.166)	(22.314)	11.166	22.314
Instrumentos financeiros passivos	Libor	**(37.263)**	**(132.076)**	**(58.961)**	**(228.300)**	**(11.867)**	**(24.190)**	**12.816**	**25.140**
Swap - Resultado - BID	Libor	(49.674)	(99.881)	(17.850)	(167.405)	(3.461)	(6.921)	3.461	6.921
Swap - Resultado - Citibank N.A.	Libor	2.693	7.280		9.973	701	1.876	(1.650)	(2.826)
Instrumentos financeiros derivativos	Libor	**(46.981)**	**(92.601)**	**(17.850)**	**(157.432)**	**(2.760)**	**(5.045)**	**1.811**	**4.095**
		(84.244)	**(224.577)**	**(76.811)**	**(385.732)**	**(14.627)**	**(29.235)**	**14.627**	**29.235**

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

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 10,75% e 15,75% a.a.; TJLP entre 6,00% e 7,50% a.a.; Dólar entre R$4,05 e R$4,22; IPCA entre 4,23% e 10,30% a.a.; Libor 6M entre 0,76% e 3,28% a.a.; e; Libor 3M entre 0,22% e 0,73%.

38.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia e suas controladas em liquidarem as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia e suas controladas em cumprirem adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre os valores contratados e os liberados são apresentados nas notas 24 e 25.

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

Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia e de suas controladas são demonstrados nas rubricas Caixa e equivalentes de caixa (Nota 6), Contas a receber (Nota 7), Ativo financeiro indenizável (Nota 20) e Ativos financeiros setoriais (Nota 8). A Companhia e suas controladas em 31 de dezembro de 2015 tem em Caixa um montante cuja disponibilidade é imediata e Equivalentes de caixa que são aplicações financeiras de liquidez imediata que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa. Para Consumidores e concessionárias, os saldos apresentados compreendem um fluxo estimado para os recebimentos. Para Ativo financeiro indenizável, o saldo apresentado corresponde ao valor a receber do Poder Concedente ao final da concessão e está mensurado pelo valor novo de reposição. Os Ativos financeiros setoriais serão homologados pelo Poder Concedente e recebidos por meio da tarifa nos próximos reajustes ou revisões tarifárias.

Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Empréstimos, financiamentos e Debêntures referem-se a Juros futuros e, consequentemente, não contabilizados, encontram-se demonstrados na nota 39.1.

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

A energia vendida pelas suas controladas depende 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. A mitigação desse risco se dá pelo Mecanismo de Realocação de Energia - MRE aplicado a determinadas usinas hidrelétricas, para o montante de energia contratado no ACR, pela transferência de 92% (válidos para as UHEs: Luiz Eduardo Magalhães, Santo Antônio do Jari e Lajeado) e 95% pertencente a UHE Assis Chateubriand deste risco hidrológico remanescente para a Conta Centralizadora de Bandeiras Tarifárias - CCRBT mediante pagamento de prêmio. Em um período prolongado de escassez de chuva resulta-se na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, acarretando um aumento de custos na aquisição de energia da parcela de risco hidrológico não coberta pela CCRBT ou redução de receitas com a implementação de programas de conservação de energia elétrica.

Em relação ao risco de racionamento, para o seu monitoramento, as geradoras 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.

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 2015, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia e suas controladas esperam liquidar as respectivas obrigações.

	Controladora						
	2015						2014
	Até 1 mês	**De 1 a 3 meses**	**De 3 meses a 1 ano**	**De 1 a 5 anos**	**Mais de 5 anos**	**Total**	**Total**
Passivos Financeiros							
Fornecedores	12.920	42	241			13.203	14.010
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			35.196	690		35.886	26.114
Debêntures		26.892	257.613	832.697	48.756	1.165.958	842.537
Empréstimos e financiamentos			6.040	294.695		300.735	
	12.920	**26.934**	**299.090**	**1.128.082**	**48.756**	**1.515.782**	**882.661**

	Consolidado						
	2015						2014
	Até 1 mês	**De 1 a 3 meses**	**De 3 meses a 1 ano**	**De 1 a 5 anos**	**Mais de 5 anos**	**Total**	**Total**
Passivos Financeiros							
Fornecedores	1.012.708	209.451	85.860			1.308.019	1.101.768
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	47		35.150	675	2	35.874	26.112
Debêntures		26.892	511.747	1.815.847	48.756	2.403.242	2.237.518
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	10.722	31.478	364.917	2.046.695	1.355.819	3.809.631	1.120.947
Derivativos			(136.128)	109.746		(26.382)	
Uso do bem público	2.230	6.729	18.247	103.176	174.206	304.588	284.179
Ressarcimento por indisponibilidade	80.392	15.143	53.832	123.414		272.781	
Passivos financeiros setoriais				8.107	19.690	27.797	
	1.106.099	**289.693**	**933.625**	**4.207.660**	**1.598.473**	**8.135.550**	**4.770.524**

38.2.2.1 Vencimento antecipado de dívidas

A Companhia e suas controladas possuem contratos de financiamento 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 de suas controladas exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures podem acarretar em um desembolso imediato ou vencimento antecipado de uma obrigação com fluxo e periodicidade definidos. A relação dos *covenants* por contrato aparecem descritos individualmente nas notas 24 e 25. Até 31 de dezembro de 2015 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 39.2) 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 e de suas controladas, passíveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

38.2.3 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 6), Contas a receber (Nota 7), Cauções e depósitos vinculados (Nota 15), 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 contribui 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.

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.

Para a distribuição de energia elétrica o instrumento financeiro capaz de expor as controladas 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 7,32% de estimativas de não realização dos créditos conforme nota 7.

A principal ferramenta na mitigação do risco de não realização dos ativos financeiros é a suspensão do fornecimento de energia elétrica aos consumidores inadimplentes. Anterior a essa etapa as controladas realizam métodos tradicionais de cobrança por meio de cobranças administrativas, notificações na fatura, entre outras. As controladas oferecem diversos canais de atendimento para facilitar o contato com o consumidor, dentre elas, *call centers*, lojas de atendimento presencial e internet.

Outra importante fonte de risco de crédito é associada às aplicações financeiras. A administração desses ativos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais com base nas políticas e controles internos visando assegurar liquidez, segurança e rentabilidade.

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

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

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

38.2.4 Instrumentos financeiros derivativos

Instrumento financeiro derivativo pode ser identificado desde que seu valor seja influenciado em função da flutuação da taxa ou do preço de um instrumento financeiro, não necessita de um investimento inicial ou é bem menor do que seria em contratos similares e sempre será liquidado em data futura, somente atendendo todas essas características podemos classificar um instrumento financeiro como derivativo.

Todas as operações com derivativos no consolidado referem-se à EDP Bandeirante e Porto do Pecém.

Em atendimento a Instrução CVM nº 475/08, a informação sobre instrumentos financeiros derivativos deve compreender a razão do objeto protegido, o valor justo do instrumento, impacto nos resultados das controladas durante o exercício assim como características principais do objeto contratado. Esse detalhamento é demonstrado em quadro.

Descrição	Controlada	Contraparte	Início	Vencimento	Posição	Nocional *USD/EUR* 31/12/2015	Nocional R$/*USD* 31/12/2015	Valor justo 31/12/2015	Efeitos no Resultado 2015	Efeitos no Resultado 2014
Swap										
Ativo	EDP Escelsa	Banco Goldman Sachs	09/02/2012	20/02/2018	Libor 6M + 1,275 % a.a.					(922)
Passivo					93,40% do CDI					2.064
						-	-	-	-	**(2.986)**
Ativo	EDP Bandeirante	Banco Goldman Sachs	09/02/2012	20/02/2018	Libor 6M + 1,275 % a.a.					(922)
Passivo					93,40% do CDI					2.064
						-	-	-	-	**(2.986)**
Ativo	EDP Bandeirante	Citibank N.A.	04/09/2015	04/09/2019		20.259	75.000	80.036	1.429	
Passivo					CDI + 1,20% a.a.			78.057	2.431	
						20.259	**75.000**	**1.979**	**(1.002)**	-
Ativo	Pecém	Citibank	02/04/2012	02/10/2017	Libor 6M	115.407	458.500	515.040		
Passivo						115.407	458.500	588.068	29.775	
						-	-	**(73.028)**	**(29.775)**	-
Ativo	Pecém	Citibank	02/04/2012	02/10/2017	Libor 6M	138.172	548.944	442.189		
Passivo						138.172	548.944	528.938	28.718	
						-	-	**(86.749)**	**(28.718)**	-
NDFs										
Compra					BRL/USD 3,3529	38.753	158.329	28.538		
Venda	Pecém	Citibank	15/05/2015	16/05/2016					(29.313)	
						38.753	**158.329**	**28.538**	**29.313**	-
Compra										
Venda	Pecém	Citibank	13/11/2014	13/11/2015					(25.213)	
						-	-	-	**25.213**	-
Compra					BRL/USD 3,2042 BRL/USD 3,2012	52.925	173.512	49.802		
	Pecém	Citibank	13/11/2015	16/11/2016	BRL/USD 4,2250					
Venda									(6.477)	
						52.925	**173.512**	**49.802**	**6.477**	-
Compra	Pecém	HSBC	15/05/2015	16/05/2016	BRL/USD 3,3527	6.746	28.172	702		
Venda									(702)	
						6.746	**28.172**	**702**	**702**	-
Compra					BRL/USD 4,1760	54.333	184.859	37.363		
	Pecém	HSBC	16/11/2015	03/10/2016	BRL/USD 4,0123					
Venda									(38.010)	
						54.333	**184.859**	**37.363**	**38.010**	-
Compra	Pecém	HSBC	15/05/2015	01/10/2015						
Venda									(6.290)	
						-	-	-	**6.290**	-
Compra					BRL/USD 3,9610	38.753	159.899	28.523		
	Pecém	BTG Pactual	13/11/2015	16/11/2016	BRL/USD 3,7540 BRL/USD 3,7541					
Venda									(29.338)	
						38.753	**159.899**	**28.523**	**29.338**	-
Compra	Pecém	Goldman Sachs	13/11/2014	13/11/2015						
Venda									(59.345)	
						-	-	-	**59.345**	-
Compra					BRL/USD 3,9610	81.059	305.765	39.252		
	Pecém	BTG Pactual	13/11/2015	16/11/2016	BRL/USD 3,7540 BRL/USD 3,7541					
Venda									(9.247)	
						81.059	**305.765**	**39.252**	**9.247**	-
Total								**26.382**	**144.440**	**(5.972)**

38.2.4.1 EDP Bandeirante

A EDP Bandeirante contratou instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, registrado por meio de seu valor justo com a finalidade de proteger contra os riscos das variações da taxa de câmbio e da taxa de juros Libor do financiamento contratado junto ao Banco Citibank, conforme características descritas na nota 25.

38.2.4.2 Porto do Pecém

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 ineficaz 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.

Os efeitos de ganhos ou perdas com os derivativos praticados pela Porto do Pecém no exercício são:

	31/12/2015 Resultado	31/12/2015 Patrimônio Líquido
Derivativos com propósito de proteção		
Riscos cambiais	203.935	(4.353)
Riscos de taxas de juros e moeda	(58.493)	(8.985)
Total	**145.442**	**(13.338)**

O vencimento líquido dos derivativos segue demonstrado no quadro.

Vencimento	*Swap* Líquido
2016	136.745
2017	(35.137)
2018	(26.315)
Após 2019	(50.890)
Receber/(pagar)	**24.403**

38.2.5 Gestão de capital

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

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, o Grupo EDP - Energias do Brasil pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

	Nota	Consolidado 2015	Consolidado 2014
Total dos empréstimos e debêntures	24 e 25	6.186.491	3.358.465
(-) Caixa e equivalentes de caixa	6	(1.149.998)	(826.971)
Dívida líquida		**5.036.493**	**2.531.494**
Total do Patrimônio Líquido		7.488.447	6.566.803
Total do capital		**12.524.940**	**9.098.297**
Índice de alavancagem financeira - %		**40,21**	**27,82**

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

39 Compromissos contratuais e Garantias

39.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia apresenta os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, que estão apresentados por maturidade de vencimento.

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

	Controladora					
	31/12/2015					31/12/2014
	2016	2017 a 2018	2019 a 2020	A partir de 2021	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	14.666	13.060			27.726	37
Obrigações de compra						
Materiais e serviços	65.820	49.331	762	304	116.217	169.299
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e Debêntures	191.352	197.718	22.396	8.720	420.186	69.226
	271.838	**260.109**	**23.158**	**9.024**	**564.129**	**238.562**

	Consolidado					
	31/12/2015					31/12/2014
	2016	2017 a 2018	2019 a 2020	A partir de 2021	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	39.449	41.033	2.297	4.543	87.322	6.291
Obrigações de compra						
Compra de Energia	4.371.467	7.703.726	6.634.199	25.434.803	44.144.195	34.892.607
Encargos de conexão e Transporte de Energia	315.947	772.760	759.830	2.447.380	4.295.917	3.244.088
Materiais e serviços	1.394.728	908.673	434.033	55.836	2.793.270	1.592.793
Prêmio de risco - GSF	31.298			18.071	49.369	
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e Debêntures	609.174	762.764	238.114	145.376	1.755.428	619.693
	6.762.063	**10.188.956**	**8.068.473**	**28.106.009**	**53.125.501**	**40.355.472**

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 2015, ou seja, não descontados.

	Controladora					
	31/12/2015					31/12/2014
	2016	2017 a 2018	2019 a 2020	A partir de 2021	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	12.346	11.303			23.649	35
Obrigações de compra						
Materiais e serviços	55.408	43.052	717	300	99.477	156.286
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e Debêntures	196.680	236.027	29.939	14.213	476.859	66.283
	264.434	**290.382**	**30.656**	**14.513**	**599.985**	**222.604**

	Consolidado					
	31/12/2015					31/12/2014
	2016	2017 a 2018	2019 a 2020	A partir de 2021	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	38.953	39.738	2.858	173.345	254.894	1.638.793
Obrigações de compra						
Compra de Energia	3.766.422	7.101.567	7.022.513	45.784.531	63.675.033	67.305.881
Encargos de conexão e Transporte de Energia	308.648	834.956	930.492	3.721.967	5.796.063	6.898.438
Materiais e serviços	1.174.096	793.894	408.865	60.205	2.437.060	1.522.507
Prêmio de risco - GSF	31.298			23.423	54.721	
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e Debêntures	532.295	777.829	307.918	248.514	1.866.556	676.206
	5.851.712	**9.547.984**	**8.672.646**	**50.011.985**	**74.084.327**	**78.041.825**

39.2 Garantias

Tipo de garantia	Modalidade	Controladora 31/12/2015	Controladora 31/12/2014	Consolidado 31/12/2015	Consolidado 31/12/2014
Aval de acionista	Seguro de vida	45.068	42.708	317.177	302.990
Depósito Caucionado	Ações judiciais	222	222	603	271
	Empréstimos e financiamentos		3.214	28.295	44.880
	Compra de energia			477	3.689
	Outros			616	358
Fiança Bancária	Ações judiciais	12.041	7.879	298.587	306.479
	Compra de energia			70.332	36.960
	Empréstimos e financiamentos	150.003		279.812	
	Outros	100.000	9.232	105.295	14.527
Fiança Corporativa	Compra de energia			150.404	191.071
	Empréstimos e financiamentos			973.964	340.706
	Debêntures			456.483	455.401
Recebíveis	Compra de energia			213.349	281.626
	Empréstimos e financiamentos			1.379.018	60.454
	Outros			36.689	38.499
Notas Promissórias	Empréstimos e financiamentos			2.828.633	266.811
	Outros			3.513	10.643
Penhor de Ações	Empréstimos e financiamentos			2.372.564	615.948
Penhor de Direitos	Empréstimos e financiamentos			46.703	204.590
Seguro garantia	Ações judiciais			107.457	3.987
	Compra de energia			26.901	12.592
	Outros	502	503	1.598	2.003
		307.836	**63.758**	**9.698.470**	**3.194.485**

40 Informações por segmento

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

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

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

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

40.1 Caracterização dos segmentos

Os valores reportados para cada segmento de negócio resultam da agregação das controladas e das unidades de negócio definidas no perímetro de cada segmento, bem como a anulação das transações intra-segmentos.

A coluna "*Holding*" refere-se a Controladora, sendo a origem desse lucro substancialmente relacionado com a avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, conforme requerido pelas práticas contábeis adotadas no Brasil.

40.1.1 Demonstração do Resultado

2015	Distribuição	Geração	Comercialização	*Holding*	Outros	Eliminação	Total
Receitas	**6.782.516**	**2.181.747**	**2.062.117**	**3.828**	**22.431**	**(944.682)**	**10.107.957**
Custo da produção e do serviço de energia elétrica							
Custo do serviço de energia elétrica	(4.892.929)	(552.398)	(2.002.682)			955.632	(6.492.377)
Custo da produção da energia elétrica		(361.880)					(361.880)
Custo de operação	(616.314)	(168.128)	(8.586)			(10.950)	(803.978)
Custo do serviço prestado a terceiros	(321.722)	(323)	(109)		(6.224)		(328.378)
Lucro bruto	**951.551**	**1.099.018**	**50.740**	**3.828**	**16.207**	**-**	**2.121.344**
Despesas e Receitas operacionais							
Despesas com vendas	(74.763)		138		(569)		(75.194)
Despesas gerais e administrativas	(230.977)	(61.594)	(8.163)	(117.810)	(1.133)		(419.677)
Depreciações e amortizações	(5.277)	(35.198)	(347)	(8.960)	(7)	(31.844)	(81.633)
Ganho na alienação de investimento				953.643			953.643
Outras Despesas e Receitas operacionais	72.965	(27.995)		1.076	(61)		45.985
	(238.052)	**(124.787)**	**(8.372)**	**827.949**	**(1.770)**	**(31.844)**	**423.124**
Resultado das participações societárias		(84.845)		714.665		(743.594)	(113.774)
Resultado antes do Resultado financeiro e tributos	**713.499**	**889.386**	**42.368**	**1.546.442**	**14.437**	**(775.438)**	**2.430.694**
Resultado financeiro							
Receitas financeiras	219.231	216.151	5.288	84.308	490	(46.991)	478.477
Despesas financeiras	(400.432)	(542.032)	(19.608)	(244.208)	(532)	60.327	(1.146.485)
	(181.201)	**(325.881)**	**(14.320)**	**(159.900)**	**(42)**	**13.336**	**(668.008)**
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	**532.298**	**563.505**	**28.048**	**1.386.542**	**14.395**	**(762.102)**	**1.762.686**
Imposto de renda e contribuição social correntes	(31.510)	(81.144)	(7.807)	(2.796)	(4.017)		(127.274)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(112.032)	(6.538)	(51)	(117.810)		7.391	(229.040)
	(143.542)	**(87.682)**	**(7.858)**	**(120.606)**	**(4.017)**	**7.391**	**(356.314)**
Resultado líquido do exercício	**388.756**	**475.823**	**20.190**	**1.265.936**	**10.378**	**(754.711)**	**1.406.372**
Atribuível aos acionistas controladores	388.756	335.387	20.190	1.265.936	10.378	(754.711)	1.265.936
Atribuível aos acionistas não controladores		140.436					140.436

2014	Distribuição	Geração	Comercialização	*Holding*	Outros	Eliminações	Total
Receitas	**5.627.495**	**1.433.346**	**2.862.162**	**7.840**	**7.827**	**(1.039.942)**	**8.898.728**
Custo da produção e do serviço de energia elétrica							
Custo do serviço de energia elétrica	(3.669.064)	(637.066)	(2.747.273)			1.039.596	(6.013.807)
Custo de operação	(593.778)	(164.213)	(10.371)		(1.278)	346	(769.294)
Custo do serviço prestado a terceiros	(299.691)	(298)	(280)				(300.269)
Lucro bruto	**1.064.962**	**631.769**	**104.238**	**7.840**	**6.549**	**-**	**1.815.358**
Despesas e Receitas operacionais							
Despesas com vendas	(31.189)	2.357	1.583		(189)		(27.438)
Despesas gerais e administrativas	(206.900)	(58.656)	(8.223)	(138.190)	(562)		(412.531)
Depreciações e amortizações	(8.649)	(33.062)	(471)	(7.460)		(15.911)	(65.553)
Ganho na alienação de investimento				408.416			408.416
Outras Despesas e Receitas operacionais	(98.848)	(43.481)	32	(1.639)	2		(143.934)
	(345.586)	**(132.842)**	**(7.079)**	**261.127**	**(749)**	**(15.911)**	**(241.040)**
Resultado das participações societárias		68.779		601.786		(742.014)	(71.449)
Resultado antes do Resultado financeiro e tributos	**719.376**	**567.706**	**97.159**	**870.753**	**5.800**	**(757.925)**	**1.502.869**
Resultado financeiro							
Receitas financeiras	164.977	38.246	2.302	68.134	58	(14.948)	258.769
Despesas financeiras	(284.294)	(172.436)	(10.773)	(122.200)	(3)	14.948	(574.758)
	(119.317)	**(134.190)**	**(8.471)**	**(54.066)**	**55**	**-**	**(315.989)**
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	**600.059**	**433.516**	**88.688**	**816.687**	**5.855**	**(757.925)**	**1.186.880**
Imposto de renda e contribuição social correntes	618	(73.177)	(29.223)	(5.948)	(913)		(108.643)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(178.846)	1.335	(538)	(67.237)		5.410	(239.876)
	(178.228)	**(71.842)**	**(29.761)**	**(73.185)**	**(913)**	**5.410**	**(348.519)**
Resultado líquido do exercício	**421.831**	**361.674**	**58.927**	**743.502**	**4.942**	**(752.515)**	**838.361**
Atribuível aos acionistas controladores	421.831	266.815	58.927	743.502	4.942	(752.515)	743.502
Atribuível aos acionistas não controladores		94.859					94.859

40.1.2 Balanço Patrimonial

31/12/2015	Distribuição	Geração	Comercialização	*Holding*	Outros	Eliminações	Total
Ativo circulante	2.947.931	1.314.604	275.445	712.427	32.661	(419.747)	4.863.321
Ativo não circulante	3.544.862	8.123.459	232.244	7.243.384	90.930	(5.685.860)	13.549.019
Passivo circulante	2.197.883	1.133.510	265.546	711.759	31.902	(416.430)	3.924.170
Passivo não circulante	2.195.237	3.641.844	138.599	1.432.398	53.275	(461.630)	6.999.723
Patrimônio Líquido e Não controladores	2.099.673	4.662.709	103.544	5.811.654	38.414	(5.227.547)	7.488.447

31/12/2014	Distribuição	Geração	Comercialização	*Holding*	Outros	Eliminações	Total
Ativo circulante	2.131.219	530.308	362.445	586.837	6.872	(494.062)	3.123.619
Ativo não circulante	3.477.708	4.353.891	231.363	5.581.746	24.343	(3.620.871)	10.048.180
Passivo circulante	2.113.047	624.880	431.798	880.009	686	(494.062)	3.556.358
Passivo não circulante	1.520.118	1.001.408	73.110	397.561	3.474	52.967	3.048.638
Patrimônio Líquido e Não controladores	1.975.762	3.257.911	88.900	4.891.013	27.055	(3.673.838)	6.566.803

41 Cobertura de seguros

A Companhia e suas controladas mantêm apólices de seguros com coberturas determinadas por orientação de especialistas e regidas por norma de contratação e manutenção de seguros aprovado pela Diretoria do Grupo EDP - Energias do Brasil. A contratação de seguros leva em consideração a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas sobre seus ativos e responsabilidades.

As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da revisão das demonstrações financeiras e, consequentemente, não foram analisadas pelos auditores independentes.

Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

	Controladora 31/12/2015 Valor em risco	Controladora 31/12/2015 Limite máximo de indenização	Controladora 31/12/2014 Valor em risco	Controladora 31/12/2014 Limite máximo de indenização	Consolidado 31/12/2015 Valor em risco	Consolidado 31/12/2015 Limite máximo de indenização	Consolidado 31/12/2014 Valor em risco	Consolidado 31/12/2014 Limite máximo de indenização
Subestações					1.016.297	2.901.840	913.338	710.500
Usinas					6.405.768		2.271.963	
Almoxarifados					35.541		33.275	
Prédios e conteúdos (próprios)	83.128	83.128	2.611	62.311	39.302	71.328	41.509	62.311
Prédios e conteúdos (terceiros)			68.717		125.255		102.815	
Responsabilidade civil	115.137	115.137	76.836	76.836	192.667	192.667	86.836	86.836
Transportes (materiais)					8.110	8.110	2.500	2.500
Transportes (veículos)	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600
Acidentes pessoais	45.068	(*)	42.708	(*)	359.334	(*)	305.437	(*)

(*) Em acidentes pessoais o valor de indenização será de 24 vezes o salário do colaborador, sendo um limite mínimo de R$51 e o limite máximo de R$517.

O saldo apresentado como Responsabilidade civil na Controladora, possui detalhamento conforme descrito abaixo:

(i) Responsabilidade civil geral, com cobertura de até R$20.000;

(ii) Responsabilidade civil ambiental, com cobertura de até R$17.572; e

(iii) Responsabilidade civil de administradores e diretores, com cobertura de até R$77.565.

Os referidos seguros são estendidos às suas controladas, com exceção para cobertura de responsabilidade civil geral da Enerpeixe e de Porto do Pecém Geração de Energia, que possuem apólices próprias, com limite de R$20.000 e R$50.000, respectivamente.

42 Transações não envolvendo caixa

Em conformidade com o CPC 03 (R2) as transações de investimento e financiamento que não envolvem o uso de caixa ou equivalentes de caixa não devem ser incluídas na demonstração dos fluxos de caixa.

No exercício, a Companhia realizou as seguintes transações: (i) constituição de dividendos a receber no valor de R$185.119; (ii) constituição de dividendos e JSCP a pagar no valor de R$300.659; e (iii) aumento de capital em subsidiária por meio de capitalização de dividendos a receber no valor de R$42.053.

No consolidado, houve as seguintes transações: (i) constituição de dividendos a receber no valor de R$248; (ii) constituição de dividendos e JSCP a pagar no valor de R$363.988; (iii) capitalização de juros de empréstimos e financiamentos ao imobilizado e intangível no valor de R$2.334; (iv) provisão para custos com a licença ambiental no imobilizado no valor de R$7.251; (v) constituição de contraprestação contingente relativa à aquisição da APS Soluções pela EDP GRID no valor de R$30.633.

Todas as atividades descritas não envolveram movimentação de caixa e, portanto, não estão refletidas na demonstração do fluxo de caixa.

43 Eventos Subsequentes

43.1 Provisões Cíveis - Distribuidoras

Em janeiro de 2016 ocorreu a decisão judicial positiva às Distribuidoras no âmbito da Suspensão de Sentença proposta pela ANEEL, bem como a contabilização da CCEE, a contingência classificada em 31 de dezembro de 2015 como Provisões Possíveis - Cíveis no valor de R$203.354 (Nota 29.1.2.2) passou a ser considerada como perda remota.

43.2 Cisão da Energest - Anuência do BNDES e da ANEEL

Em 27 de janeiro de 2016, por meio da carta nº 09/2016, o BNDES anuiu a cisão parcial da Energest condicionada anuência da ANEEL que, em 16 de fevereiro de 2016, por meio da Resolução Autorizativa nº 5.633, também anuiu o processo de cisão, aprovando as minutas para os termos aditivos aos contratos de concessão (Nota 5.8).

43.3 Adesão à proposta de repactuação de Risco Hidrológico

Em 5 de janeiro de 2016 as controladas Energest e Santa Fé protocolaram junto à ANEEL o pedido de anuência de repactuação do Risco Hidrológico, conforme descrito na nota 5.12, e também a petição de desistência das ações judiciais atrelada a UHE Mascarenhas e das PCHs Jucu, Rio Bonito, São João (Energest) e Francisco Gros (Santa Fé) 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 e Santa Fé contrataram pareceres independentes nas vertentes energética, econômica e jurídica, envolvendo os aspectos tributários e de fluxo de caixa.

Após análises, a Energest optou pela repactuação do risco hidrológico ao ACR no produto SP94, no montante de R$11.971, onde 94% da exposição ao GSF é protegida, e a Santa Fé que optou pelo produto SP92, no montante de R$2.833, onde 92% da exposição ao GSF é protegida, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, especificamente para as Usinas mencionadas acima. Estes montantes serão amortizáveis linearmente no período de janeiro de 2016 a março de 2029 na Santa Fé e no período de janeiro de 2016 a fevereiro de 2024 na Energest. Adicionalmente a Energest optou pela não repactuação do risco hidrológico da UHE Suíça e PCHs Viçosa, Alegre e Fruteiras.

Em 28 de janeiro de 2016 a ANEEL, por meio dos Despachos nºs 175/16 e 243/16, anuiu a adesão da UHE Mascarenhas e das PCHs Jucu, Rio Bonito, São João (Energest) e Francisco Gros (Santa Fé) 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 está discutindo com o órgão regulador o tratamento aplicado.

43.4 Conclusão da Venda de participação acionária - Pantanal

Em 29 de janeiro de 2016 a EDP - Energias do Brasil concluiu a venda de sua participação na Empresa para a Cachoeira Escura Energética. O valor total da transação foi de R$390.000, sendo R$355.000 pagos nesta data. Os R$35.000 restantes serão pagos após o cumprimento de obrigações fundiárias, com prazo até julho de 2017 (Nota 5.9).

43.5 Captação de recursos - Banco Votorantim - Distribuidoras

Em reuniões do Conselho de Administração realizadas em 29 de dezembro de 2015 e em 27 de janeiro de 2016, foi aprovada a emissão de 12.000 mil debêntures simples, totalizando o valor de R$120.000, para a EDP Escelsa (4ª emissão) e 10.000 mil debêntures simples, totalizando o valor de R$100.000, para a EDP Bandeirante (6ª emissão), não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, ambas junto ao Banco Votorantim, em conformidade com a Instrução CVM nº 476/09, pelo prazo de 48 meses, com custo de CDI acrescido de 2,30% a.a., amortização semestral a partir do 24º mês e juros semestral a partir da emissão. O crédito referente a esta emissão ocorreu no dia 05 de fevereiro de 2016.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

André Luís Guerra Nunes Mexia
Presidente
Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas
Vice-Presidente

Nuno Maria Pestana de Almeida Alves
Conselheiro
João Manuel Veríssimo Marques da Cruz
Conselheiro

José Luiz Alquéres
Conselheiro
Pedro Sampaio Malan
Conselheiro

Francisco Carlos Coutinho Pitella
Conselheiro
Modesto Souza Barros Carvalhosa
Conselheiro

DIRETORIA

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire
Diretor Vice-Presidente de Finanças

Michel Nunes Itkes
Diretor Vice-Presidente de Operações da Distribuição

Carlos Emanuel Baptista Andrade
Diretor Vice-Presidente de Comercialização e Desenvolvimento de Negócios

Elisa Saeko Ishizaka Turci
Gestora Executiva de Consolidação e Contabilidade

Luiz Otavio Assis Henriques
Diretor Vice-Presidente de Operações da Geração

Laércio Gomes Proença Jr.
Contador - CRC 1SP216218/O-6

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas
EDP Energias do Brasil S.A.

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da EDP Energias do Brasil S.A. (a "Companhia" ou "Controladora") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Examinamos também as demonstrações financeiras consolidadas da EDP Energias do Brasil S.A. e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da EDP Energias do Brasil S.A. e da EDP Energias do Brasil S.A. e suas controladas em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Outros assuntos

Informação suplementar - Demonstrações do Valor Adicionado

Examinamos também as Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar, uma vez que as IFRS não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

São Paulo, 2 de março de 2016

pwc

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5

Valdir Renato Coscodai
Contador CRC 1SP165875/O-6