

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

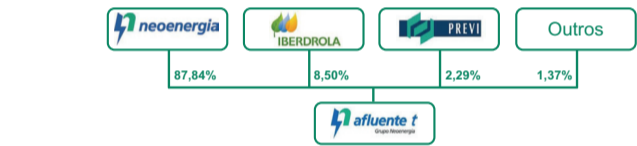
Prezados Acionistas, Em 2016, a Afluente Transmissão teve um desempenho econômico-financeiro robusto, ainda com nível de risco econômico adverso, com pressões sobre custos financeiros e operacionais. O Ebitda foi 46% maior que 2015, alcançando o valor de R\$16,3 milhões, e o lucro líquido foi de R\$ 14,2 milhões, superior em 13% em relação ao ano anterior. Ao apresentar os resultados de 2016, a Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. reafirma seus princípios de sustentabilidade corporativa, sempre na busca do equilíbrio entre prosperidade econômica, responsabilidade ambiental e progresso social, com base em uma gestão eficiente, íntegra e ética. Vamos em busca de novas conquistas em 2017, com a certeza de contribuir para o desenvolvimento do Brasil.

1. CONJUNTURA ECONÔMICA

O ano de 2016 foi marcado pela recessão da economia brasileira, alta no índice de desemprego e deterioração dos indicadores econômicos, consequência dos desequilíbrios acumulados no ciclo de expansão dos anos anteriores e da crise política que aumentou a incerteza do mercado sobre a recuperação da economia. Resultando em uma redução de 3,5% no PIB brasileiro em relação ao ano de 2015, de acordo com a projeção do Relatório Focus do Banco Central de 30 de dezembro de 2016. Esse cenário refletiu-se no setor elétrico com o decréscimo no consumo de energia. Comparando o consumo acumulado até dezembro de 2016 com o mesmo período do ano anterior, o Nordeste apresentou retração de 0,3% e o Brasil de 0,9% de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Os principais indicadores econômicos que afetam a operação da Companhia são: (i) Indicadores de Inflação - IPCA e IGPM e (ii) Taxas de Juros - TJLP e CDI. O primeiro grupo é utilizado como correção de preços e serviços prestados e contratados pelas empresas do Grupo. Já o segundo grupo compreende os indicadores que servem como principais indexadores de dívida da Companhia. O IPCA e IGPM sofreram uma redução em relação ao ano de 2015. O IPCA e IGPM no acumulado do ano de 2016 registraram 6,28% e 7,19% respectivamente, contra 10,67% e 10,54% em 2015. A TJLP e CDI sofreram aumento em relação ao ano de 2015. A TJLP durante o ano de 2016 registrou o valor de 7,5% a.a., em contrapartida no início de 2015 a taxa apresentada era de 5,5% e sofreu consistentes aumentos até finalizar o ano em 7,0%. Quando comparamos o CDI acumulado de 2016 com o ano anterior, observamos uma variação positiva de 0,76 p.p.. As expectativas do Banco Central para 2017, de acordo com o Relatório Focus, é que o PIB apresente um crescimento de 0,5% em relação ao de 2016. Quanto aos indicadores econômicos é esperado que a inflação permaneça controlada, visto a projeção de 4,87% a.a. e 5,08% a.a. para o IPCA e IGPM, respectivamente.

2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA

A Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. é uma empresa de capital aberto, constituída em 18 de agosto de 2008. A base acionária atual da Companhia é composta pela Neoenergia S/A (87,8%), Iberdrola Energia S/A (8,5%), PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (2,3%) e um free float de 1,37%. A Companhia foi criada sob a denominação de Imanisse Participações S.A., tendo como objeto social desenvolver, atividades de estudo, planejamento, projeto, construção, operação, manutenção e exploração de sistemas de transmissão de energia elétrica, linhas, subestações e centros de controle, bem como da respectiva infraestrutura e serviços ligados a essas atividades. Sua criação é resultado do processo de desverticalização do setor elétrico brasileiro, determinado pelo Governo Federal na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Em 05 de setembro de 2005, por meio da Resolução Autorizativa nº 306, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabeleceu a anuência da versão do patrimônio, a transferência de concessão, a reestruturação societária para fins de segregação de atividades da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA, a criação da Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. e a obrigação de celebração do contrato de geração e transmissão da empresa desverticalizada. As ações da Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica foram transferidas para a Neoenergia, sem prejuízo aos acionistas da COELBA. No dia 1º de dezembro de 2009, através da Resolução Autorizativa nº 2.219, a ANEEL autorizou a cisão das concessões de geração e transmissão, passando os ativos e passivos de transmissão da Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. ("Afluente G&T") para Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A, nova razão social da Imanisse Participações S.A. Em 12 de abril de 2010, foi assinado o Contrato de Concessão nº 001/2010 da Afluente T que visa estabelecer as condições para prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica. Sua cláusula 7ª prevê a realização do processo de revisão tarifária a cada cinco anos, a partir da sua data de assinatura. Contudo, a 1ª revisão ocorreu excepcionalmente em 1º de julho de 2010 - compreendendo o período desde a desverticalização dos ativos da COELBA em 2005 - e foi aplicada sobre toda a sua base de ativos. O processo da segunda Revisão Tarifária Periódica iniciou em 2014 e o resultado foi publicado pela ANEEL em 16 de junho de 2015, por meio da Resolução Homologatória nº 1.899, considerando o disposto no submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), que estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização do Terceiro Ciclo de Revisões Periódicas das receitas das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica existentes. Em janeiro de 2015 iniciou a operação comercial do reforço nos dois circuitos da LT 230 kV Camaçari IV / Pólo, autorizado pela ANEEL à Afluente T, por meio da Resolução Autorizativa nº 2.920, de 2011. Dessa forma, em função da integração desses ativos ao Sistema Interligado Nacional - SIN, a RAP da Afluente T teve um incremento de aproximadamente 4%. Em 09 de maio de 2016 entraram em operação comercial as instalações referentes ao reforço autorizado na Resolução Autorizativa nº4.347 de 24 de setembro de 2013, compreendendo 3 chaves seccionadoras, estruturas físicas e alteração de projeto na Subestação Brumado II. Tais instalações se enquadram no inciso IV (instalação de equipamentos para adequação ou complementação de módulo de conexão, entrada de linha ou módulo geral, em função de alteração de configuração da rede elétrica) do artigo 3º da Resolução Normativa nº443/2011. A RAP deste reforço será definida no próximo ciclo de reajuste anual que deverá ocorrer em julho de 2017 e seu valor será retroativo à data de entrada em operação comercial.



3. PRÁTICAS DE GESTÃO

3.1 Estrutura de Governança: As práticas de Governança Corporativa do Grupo Neoenergia buscam assegurar a transparência e a equidade nos negócios, bem como o respeito aos direitos das partes interessadas. O modelo permite o aproveitamento da sinergia dos negócios entre as empresas que integram o Grupo Neoenergia e a unificação de processos, práticas e políticas. A estrutura de governança é composta por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, com o apoio de comitês que contribuem para as tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas da Neoenergia orienta a atuação dos conselheiros e estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses. **Conselho de Administração:** De acordo com o Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração será composto por um mínimo de 3 (três) e máximo de 4 (quatro) membros titulares, e seus respectivos suplentes, eleitos em Assembleia Geral de Acionistas e por ela destituíveis, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem, pelo menos, trimestralmente e sempre que necessário avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da Companhia. **Conselho Fiscal:** O Conselho Fiscal será instalado conforme previsto no Estatuto Social da Companhia em caráter não permanente, podendo ser solicitado em cada exercício social por seus Acionistas nos termos da Lei. Atualmente não há Conselho Fiscal instalado na Companhia. **Diretoria:** É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por cinco membros, incluindo o diretor-presidente. Seus integrantes são nomeados pelo Conselho de Administração para mandato de três anos, passíveis de renovação. Os diretores se reúnem ordinariamente, semanalmente ou extraordinariamente, sempre que exigida. A Diretoria das empresas Controladas pela Neoenergia está estruturada de forma matricial na qual os Diretores estatutários da holding também são diretores de todas as Controladas da Neoenergia. **Comitês:** O Grupo Neoenergia possui quatro diferentes comitês, instalados apenas na holding: de Auditoria, Financeiro, Remuneração e Sucessão e de Acompanhamento de Negócios. Cada Comitê, dentro de seu escopo, é responsável por análises e recomendações de grande parte das decisões do Conselho de Administração. Cada Comitê é formado por 03 membros titulares e seus respectivos suplentes, indicados pelo Conselho de Administração. Os Comitês realizam reuniões mensais, podendo realizar de forma extraordinária sempre que necessário. **3.2 Direito dos Acionistas e Política de Dividendos e JSCP:** A AFLUENTE T possui definido em seu estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido, que a deliberação de dividendos intermediários ou intercalares, sob forma de dividendos ou juros sobre capital próprio, é uma facultada da Companhia, mediante aprovação do Conselho de Administração. Em 2016, foram declarados dividendos no valor de R\$ 12.001.326,92 (doze milhões um mil trezentos e vinte e seis reais e noventa e dois centavos), referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015; e dividendos intermediários no valor de R\$ 7.499.917,25 (sete milhões, quatrocentos e noventa e nove mil, novecentos e dezesseis reais e vinte e cinco centavos). **3.3 Relações com Investidores:** No intuito de disponibilizar informações com elevado padrão de qualidade, transparência e confiabilidade, com base na legislação pertinente e das regras que regulam o setor elétrico, a Afluente T adota uma política de comunicação consistente, clara e confiável com o mercado de capitais, zelando pelo relacionamento com acionistas, analistas de mercado, instituições financeiras, agências de "rating" e instituições reguladoras, em conformidade com as boas práticas de governança corporativa. A Afluente T disponibiliza informações através da área de Relações com Investidores, "e-mail" (ri@neoenergia.com), no "site" Relações com Investidores (www.afluentet.com.br - "link" RI) e por meio dos relatórios e informes trimestrais e anuais enviados para a Bovespa e CVM. Além disso, o Grupo Neoenergia realiza reuniões webconferências trimestrais e APIMEC anual com os principais números de cada empresa do Grupo e consolidado. **3.4 Integridade e Ética:** A AFLUENTE TRANSMISSÃO tem como um de seus valores a INTEGRIDADE e busca incessantemente pautar sua conduta e a de seus colaboradores dentro de princípios éticos e de conformidade com a legislação brasileira e com as melhores práticas em termos de ética empresarial. Além disso, envia esforços para que seus fornecedores de bens e serviços também adotem condutas íntegras e aderentes aos princípios defendidos pela Companhia em seu Código de Ética e em suas Políticas de Integridade. Para atingir seus propósitos a AFLUENTE TRANSMISSÃO adota as ações constantes do Programa de Integridade da NEOENERGIA, com a orientação e apoio de sua Superintendência de Compliance, a qual é responsável por a) planejar, conceber, executar, manter e avaliar o Programa de Integridade da Neoenergia e suas controladas; b) elaborar e revisar Códigos de Conduta, políticas e procedimentos a fim de promover e reforçar uma cultura de integridade baseada em princípios éticos de negócio; c) identificar, avaliar e propor medidas de mitigação de riscos de não conformidade de forma a garantir a aderência do Grupo aos princípios da legalidade e de combate à corrupção; d) investigar os casos de conduta em desconformidade com o Código de Ética e políticas de integridade; e) treinar executivos e colaboradores sobre temas relacionados com ética empresarial e legislação anticorrupção; f) propor medidas de prevenção relacionadas com comportamento ético e aderente à legislação; g) coordenar o comitê de ética, que é responsável pela disseminação da cultura de integridade ética por toda a organização. Ao longo de 2016 foram conduzidas ações do Programa de Integridade da Neoenergia aprovado pelo seu Conselho de Administração, principalmente relacionadas à comunicação e treinamento envolvendo princípios éticos e legislação anticorrupção. O esforço da Neoenergia em sua jornada de integridade foi recompensado pela conquista, já em sua primeira participação, do Prêmio Empresa Pró Ética - 2016, concedido pelo Ministério da Transparência, Fiscalização e Controladoria Geral da União, evidenciando a aderência de seu Programa de Integridade às melhores práticas empresariais em termos de prevenção e aderências aos requisitos da legislação anticorrupção brasileira. **3.5 Gestão de Riscos:** Em 2016 foi implantada a área de Gestão de Riscos na Neoenergia com objetivo de trazer mais transparência para os processos corporativos e suporte na tomada de decisões estratégicas do Grupo. A área é coordenada pela Superintendência de Planejamento Financeiro e Riscos e se reporta à Diretoria Financeira e Relações com Investidores. As responsabilidades da área são a) elaborar e monitorar os Mapas de Riscos nos negócios de Distribuição, Geração, Comercialização, Transmissão e Holding; b) definir Políticas de Riscos para o Grupo e cada negócio da companhia; c) realizar avaliação de rating de fornecedores de serviços e produtos; d) elaborar relatórios e informações externas relacionadas aos riscos da companhia (CVM, ANEEL) d) suportar as áreas Financeiras e de Contabilidade na precificação e contabilização de instrumentos financeiros e) disseminar a cultura de Gestão de Riscos pelo Grupo Neoenergia. Um marco importante do ano de 2016, para a área de Gestão de Riscos do Grupo Neoenergia, foi a aprovação, pelo Conselho de Administração da Neoenergia, das três primeiras Políticas de Riscos: Política Geral de Gestão de Riscos Corporativo, Política de Riscos de Crédito e Política de Risco para Negócio de Distribuição. As políticas estão alinhadas às melhores práticas de mercado e tem como principal objetivo a maior previsibilidade dos resultados, com foco em eficiência. Também em 2016, a área de Gestão de Risco atuou através da Comissão de Riscos, órgão consultivo que se reúne periodicamente, com os principais executivos da companhia, para discutir a metodologia para identificação, quantificação, monitoramento e ações de mitigação de riscos. A área de Riscos atua em conjunto com as áreas de Compliance, Controles Internos e Auditoria, no apoio ao planejamento estratégico do Grupo Neoenergia e alinhado às expectativas de Acionistas, Investidores e Órgãos Reguladores.

4. AMBIENTE REGULATÓRIO

O setor elétrico brasileiro tem enfrentado regimes hidrológicos desfavoráveis desde o ano de 2013, acarretando na baixa acentuada do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, que atingiram em 2014 um dos níveis de armazenamento mais baixos já observado na última década. Tal situação levou o Operador Nacional do Sistema - ONS a priorizar o despacho das usinas térmicas, buscando com isso poupar ao máximo a geração hidráulica e os níveis dos seus reservatórios. Como consequência, houve uma elevação no valor do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), referência para a negociação de energia no Mercado de Curto Prazo. O PLD impacta diretamente os agentes com posições contratuais negativas ou positivas no mercado de curto prazo, sejam eles geradores ou distribuidoras. Esse cenário acarretou em exposições financeiras nas empresas geradoras por conta da insuficiência de recursos energéticos alocados pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para honrar seus contratos de venda de energia. O MRE é um mecanismo que busca a produção de energia entre as usinas hidrelétricas proporcionalmente à garantia física de cada empreendimento, independentemente do seu regime de produção individual. Quando o conjunto de usinas do MRE não produz energia suficiente para atender às suas garantias físicas, verifica-se uma situação de déficit - usualmente conhecida pelo acrônimo *Generation Scaling Factor* (GSF) - que resulta em exposições financeiras negativas para esses geradores. Importante destacar que as usinas térmicas também foram impactadas. O seu acionamento quase ininterrupto durante o ano de 2015 elevou a necessidade de grandes programadas para execução de manutenções, o que expôs esses agentes aos elevados preços do Mercado

de Curto Prazo desse período. Assim, a ANEEL entendeu ser necessário revisar os critérios e metodologia de cálculo do valor máximo do PLD e, após consulta aos agentes de mercado realizada em 2014 por meio de Audiência Pública, a ANEEL estabeleceu o valor máximo do PLD em R\$ 388,48/MWh, com vigência a partir de 01 de janeiro de 2015, visando mitigar as exposições financeiras negativas dos geradores. Em 2015, observamos a manutenção do cenário hidrológico desfavorável em grande parte do ano. Apesar da redução do valor máximo do PLD e do desligamento das usinas térmicas com custos de operação mais elevados durante o ano de 2015, a situação de déficit na alocação de energia GSF permaneceu impactando negativamente o resultado financeiro dos empreendimentos hidrelétricos. Essa situação motivou a busca de soluções que mitigassem o impacto financeiro negativo observado pelos geradores hidrelétricos, sob risco de inviabilizar a continuidade dos negócios de determinados agentes. Nesse sentido, foi publicada a Medida Provisória nº 688, em 18 de agosto de 2015, que dispôs sobre as condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. Naquela ocasião, a principal condição para repactuação do risco hidrológico apresentada, foi o pagamento de um prêmio de risco pelos agentes de geração, a ser estabelecido pela ANEEL, a fim de que esse risco fosse transferido aos consumidores de energia por meio da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias. Em 08 de dezembro de 2015, a Medida Provisória nº 688 foi convertida na Lei nº 13.203, mantendo praticamente o mesmo texto apresentado anteriormente. Posteriormente, em 11 de dezembro de 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 684, que estabeleceu os critérios para anuência e demais condições para repactuação do risco hidrológico pelos agentes de geração, bem como o valor dos prêmios de risco a serem pagos pelos agentes, de forma proporcional ao nível de proteção ao risco hidrológico desejado. Em 21 de dezembro de 2015, a Neoenergia solicitou à ANEEL a homologação da repactuação do Risco Hidrológico e, em 28 de dezembro comunicou ao mercado sua intenção em repactuar o risco hidrológico de suas usinas, com exceção da UHE Teles Pires, UHE Belo Monte, PCH Sítio Grande e UHE Presidente Getúlio. As duas primeiras não aderiram à repactuação, pois não foram impactadas pelos efeitos do GSF no ano de 2015. A PCH Sítio Grande tem sua energia comercializada no Ambiente de Contratação Livre e a repactuação do risco hidrológico nos termos apresentados não mostrou-se favorável, já a UHE Presidente Getúlio não foi impactada por não pertencer ao MRE no ano de 2015. Após a manifestação da empresa, a ANEEL emitiu os Termos de Repactuação por meio dos Despachos nº 035/2016, nº 036/2016 e nº 037/2016. No ano de 2016, a hidrológica permaneceu desfavorável e a situação de déficit na alocação de energia GSF se manteve, porém agora, amparadas pelas Regras de Comercialização que consideram a repactuação do risco hidrológico realizada no final de 2015 para as geradoras do ACR. Contudo, como grande parte das usinas hidráulicas do Grupo detinham acordos de repactuação do risco hidrológico, a exposição financeira destas usinas na CCEE foi inferior aquela verificada nos anos de 2014 e 2015. Destaca-se que o PLD máximo em 2016 foi definido no valor de R\$ 422,56 / MWh, porém, não foi atingido em nenhum período de contabilização. Com relação à operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, deve-se ressaltar que foi observado aumento significativo da geração de energia oriunda das usinas eólicas, responsável pelo atendimento de aproximadamente 7% da demanda por energia no Brasil. Sobre a capacidade instalada, foi atingido o valor de 10 GW no ano de 2016, oriundos de aproximadamente 400 usinas eólicas em operação comercial, o que representa um crescimento de 20% quando comparado ao final de 2015. Com o montante atual, a energia eólica já representa 6,5% da matriz de capacidade instalada, o que mostra a gradativa inserção dessa fonte em nossa matriz. Segundo dados do ONS, no dia 13 de setembro de 2016, a geração de energia eólica verificada no Subsistema Nordeste foi responsável por mais um recorde, atingindo 5.804 MWh médios. A quantidade de energia gerada pelos ventos foi de 606 MWh médios superior na comparação ao primeiro recorde do segundo semestre de 2015, quando o total gerado foi de 5.203 MWh médios, no dia 25 de julho. A região Sul do país também atingiu números relevantes e em setembro atingiu 1.302 MWh médios. Outro aspecto relevante ocorrido em 2016 e que merece destaque, diz respeito à situação dos empreendimentos de Transmissão. Em setembro de 2016, a ANEEL emitiu um Relatório de Acompanhamento que tem como objetivo obter informações de qualidade quanto ao andamento de alguns da implantação dos empreendimentos de transmissão pertencentes a Rede Básica. Esses empreendimentos são selecionados com base em uma matriz de criticidade, que considera o porte dos empreendimentos, o atraso previsto, a importância sistêmica, a necessidade de licenciamento ambiental e a geração associada. Por meio desse relatório, aliado às informações contidas no Sistema de Gestão de Transmissão - SIGET, constata-se que de um total de 348 empreendimentos, apenas 5,75% estão com o cronograma adiantado, 25,86% estão dentro dos prazos informados e uma fatia de 62,93%, o que corresponde a 219 empreendimentos, estão em atraso. Importa destacar ainda, a entrada em vigor da Resolução Normativa nº 729 de 28 de junho de 2016. Tal Resolução apresenta grande impacto nas empresas de transmissão, dado que estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão integrantes da Rede Básica. Esta Resolução revoga e substitui a Resolução Normativa nº 270/2007 e introduz modificações nos critérios e procedimentos para cálculo da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), Atraso (PVA) e Restrição Operativa (PVRO). Excepcionalmente durante o segundo semestre deste ano, por conta de dificuldades operacionais que o ONS vem enfrentando na adequação dos sistemas computacionais de modo a realizar a apuração dos valores de PVI a serem pagos pelas transmissoras, a ANEEL determinou que a contabilização do período de julho a dezembro de 2016 fosse realizada a partir de janeiro de 2017. Já com relação à legislação setorial, um dos principais fatos ocorridos em 2016, foi a publicação da Lei nº 13.360, em 18 de novembro de 2016, oriunda do processo de conversão da MP 735, que, entre outras medidas, busca facilitar os processos de privatização, reduzir a burocracia de licenças e reduzir os custos da União com subsídios a concessionárias e permitir a desestatização de distribuidoras estaduais que foram federalizadas. Com o surgimento da referida Lei, diversas regras que impactam o Setor Elétrico passaram por sanção presidencial. Abaixo são destacadas as principais alterações propostas pelo novo instrumento: **I. venda de Energia pelas Distribuidoras no ACL:** A Lei 13.360/16 regulamentou a possibilidade das Distribuidoras comercializarem seus excedentes contratuais de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Logo, a partir da publicação do respectivo normativo, será permitido às Distribuidoras, celebrar contratos de venda de energia elétrica, livremente negociados com consumidores livres, desde que lastreados no montante de energia excedente decorrente de contratos de compra para atendimento à totalidade de seus mercados. **II. alteração no Mecanismo de Realocação de Energia Elétrica (MRE):** A partir da publicação desta nova Lei, os empreendimentos hidrelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE, somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga. **III. do Reconhecimento de Excluídos de Responsabilidade:** Uma das principais alterações propostas, refere-se às questões passíveis de serem consideradas como excludente de responsabilidade por parte do empreendedor. Com a nova Lei, a responsabilidade dos julgamentos volta a ser da ANEEL. Além disso, todo e qualquer atraso ocorrido durante o período de implantação do empreendimento, caracterizado como excludente de responsabilidade, terá o prazo da outorga de geração ou transmissão de energia elétrica recomposto pela ANEEL, por meio da extensão da outorga pelo mesmo período do excludente de responsabilidade, bem como será feito o adiamento da entrega de energia caso o empreendedor tenha contrato de venda em ambiente regulado. **IV. dos Leilões de Energia no ACR:** O novo regulamento trouxe novas medidas aplicáveis aos Leilões de energia promovidos pela ANEEL. Para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, a entrega da energia poderá ser realizada até o quinto ano subsequente ao Leilão, na regra antiga essa entrega deveria ser feita no máximo até dois anos após a licitação. Já para a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, o prazo para a entrega da energia que variava entre três e cinco anos, passa a ser de três a sete anos. **V. da Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos - (CFURH)** A alíquota da CFURH passa de 6,25% para 7,00% sobre o valor da energia elétrica produzida. Esse encargo é pago pelo titular de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios que tenham - em seus territórios - instalações destinadas à produção de energia elétrica, ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios, e a órgãos da administração direta da União.

5. DESEMPENHO DO NEGÓCIO:

A Afluente T trabalha para que o transporte da energia elétrica ocorra de maneira eficiente e segura, oferecendo condições para que as concessionárias de distribuição atendam aos seus consumidores finais. A transmissão da energia é uma função estratégica para assegurar o abastecimento tanto no campo, quanto nos grandes centros urbanos. Com potência instalada de 600 MVA, a Afluente T é composta por ativos instalados nas Subestações de Tomba, Funil, Brumado II, Itagibá, Ford, Pólo e Camaçari IV, além de 450 km de Linhas de Transmissão. Em 31 de maio de 2011, foi emitida a Resolução Autorizativa 2.920 da ANEEL para remanejamento das Linhas de Transmissão Camaçari II/Pólo e Governador Mangabeira/Tomba. As obras foram concluídas em janeiro de 2015. Em dezembro de 2011, tiveram início as atividades do Centro de Operação do Sistema (COS) da Neoenergia com a missão de realizar as atividades operacionais das Usinas bem como dos Ativos de Afluente T, coordenando as ações de desenvolvimento e implementação das políticas de Gestão da Companhia, em tempo real, através de comandos remotos e em março de 2013 foi iniciada a integração dos ativos da Companhia ao Centro de Operações. Em 2012, o Grupo Neoenergia venceu o leilão para ampliar a subestação Brumado II, pertencente à Afluente T. Apesar da subestação pertencer à Afluente T, os novos ativos foram construídos e serão operados pela Naranhã, outra empresa de Transmissão do Grupo Neoenergia. A unidade foi ligada ao sistema já operado pela Afluente T e sua operação comercial iniciou-se em setembro de 2014. Em 2016, a disponibilidade apresentada pela Afluente T foi de 99,85%, bem em linha com o desempenho realizado nos 4 últimos anos. Este indicador é importante, pois as concessionárias de transmissão de energia elétrica têm a qualidade do serviço aferida pela ANEEL através da disponibilidade do sistema de transmissão. A partir do tempo de indisponibilidade da Transmissora a ANEEL calcula a Parcela Variável, que é a parcela a ser deduzida da receita da transmissora em função da não prestação adequada do serviço público de transmissão.

6. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Dados econômicos-financeiros(R\$ mil)	Ano		Variação (%)
	2016	2015	
Receita Operacional Bruta	35.792	32.479	10,20
Receita Operacional Líquida	31.353	27.417	14,36
EBITDA	16.399	11.220	46,16
Resultado do Serviço - EBIT	16.399	11.220	46,16
Resultado Financeiro	4.838	4.178	15,80
Lucro Líquido	14.288	12.633	13,10
Informações Patrimoniais (R\$ mil)	dez/16	dez/15	Variação (%)
Ativo Total	87.616	89.374	(1,97)
Dívida Bruta	3.434	4.036	(14,92)
Dívida Líquida ¹	(37.564)	(38.465)	(2,34)
Patrimônio Líquido	76.206	78.418	(2,82)
Indicadores Financeiros de Margem (%)	Ano	Ano	Variação (%)
	2016	2015	
Margem EBITDA	52,30%	40,92%	11,38 p.p.
Margem EBIT	52,30%	40,92%	11,38 p.p.
Margem Líquida	45,57%	46,08%	-5,1 p.p.
Indicadores Financeiros de Dívida	dez/16	dez/15	Variação
Dívida Líquida/EBITDA ²	(2,29)	(3,43)	1,14
Índice de Endividamento ^{3,4}	-97,21%	-96,28%	0,93 p.p.

¹Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários
²EBITDA 12 meses
³Índice de Endividamento Líquido = Dívida líquida/Dívida líquida + PL
⁴Valores negativos expressam disponibilidades e aplicações maiores que as dívidas
p.p. - Pontos Percentuais

6.1. LAJIDA (EBITDA): Atendendo a Instrução CVM nº 527, demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma instrução:

Conciliação do LAJIDA (EBITDA) - R\$ Mil	Ano		Variação
	2016	2015	(R\$) (%)
Lucro Líquido	14.288	12.633	1.655 13,10
Imposto de Renda e CSLL - Corrente e diferido	6.949	2.765	4.184 151,32
Amortização e Depreciação	-	-	-
Receitas Financeiras	(5.454)	(4.651)	(803) 17,27
Despesas Financeiras	616	473	143 30,23
LAJIDA (EBITDA)	16.399	11.220	5.179 46,16

6.2. RECEITA BRUTA:

Receitas Operacionais - R\$ mil	Ano		Variação
	2016	2015	(R\$) (%)
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	9.149	8.988	161 1,79
Receita de concessão	21.386	16.860	4.526 26,84
Outras receitas operacionais	33	25	8 32,00
Receita Operacional Bruta excluindo Receita de Construção	30.568	25.873	4.695 18,15
Receita de construção da infraestrutura da concessão	5.224	6.606	(1.382) (20,92)
Total da Receita Operacional Bruta	35.792	32.479	3.313 10,20

A Afluente T apresentou no ano de 2016 uma Receita Bruta de R\$ 35.792 mil, um aumento de 10,20% quando comparado ao mesmo período de 2015, que foi de R\$ 32.479 mil. Excluindo-se os efeitos da Receita de Construção, que são anulados na linha de Custo de Construção, a variação corresponde, especificamente, a efeitos oriundos da Receita de Concessão, que corresponde à aplicação da taxa de retorno do projeto (TIR) sobre a base de recebíveis, além da remuneração pela operação e manutenção da rede. Conforme decorre o prazo de concessão o saldo de recebíveis tende a se reduzir, porém esse efeito foi compensado pelo reajuste anual da RAP (Receita Anual Permitida). A combinação desses dois fatores acarretou um aumento de R\$ 4.687 mil.

6.3. CUSTOS E DESPESAS:

Custos, Despesas Operacionais e Resultado de participação - R\$ mil	Ano		Variação	
	2016	2015	(R\$)	(%)
Material	(101)	(371)	270	(72,78)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica - TFSEE	(151)	(144)	(7)	4,86
Serviços de terceiros	(8.552)	(8.509)	(43)	0,51
Outros custos e despesas	(926)	(567)	(359)	1,79
Custos e Despesas excluindo Receita de Construção	(9.730)	(9.591)	(139)	1,45
Custos de construção	(5.224)	(6.606)	1.382	(20,92)
Total	(14.954)	(16.197)	1.243	(7,67)

Os Custos e Despesas Operacionais no ano de 2016 sofreram uma redução de R\$ 1.1243 mil em relação ao ano de 2015. Quando desconsiderados os efeitos do Custo de Construção que foram negativos de R\$ 1.382 mil, pois esses não interferem no resultado final da Companhia, o montante da variação fica em R\$ 139 mil de aumento em 2016, quando comparado ao ano de 2015. Os principais impactos nos Custos e Despesas da Companhia no período foram: (a) A redução de R\$ 270 mil nas despesas com material no ano de 2016, quando comparado ao mesmo período de 2015. No ano de 2015, houve demanda extra para troca e substituição de equipamentos, além dos gastos com peças utilizadas nas substituições. (b) O aumento de custo com serviços de terceiros de R\$ 43 mil quando comparados aos anos de 2015 e 2016, foi em função, principalmente, dos reajustes anuais dos contratos de serviços de operação e manutenção de caráter preventivo ou corretivo para troca e substituição de equipamentos, em consequência da entrada em operação comercial dos projetos da LT Tomba/Governador Mangabeira e SE Brumado II; (c) O aumento de R\$ 359 mil em outros custos e despesas devido ao aumento de provisão para contingência, no valor de R\$ 494 mil.

6.4. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

Resultado Financeiro Líquido - R\$ mil	Ano		Variação	
	2016	2015	(R\$)	(%)
Renda de aplicações financeiras	5.432	4.636	796	17,17
Encargos de dívida, variações de swap e monetárias	(170)	(202)	32	(15,84)
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(137)	(5)	(132)	2.640,00
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(287)	(251)	(36)</	

Nacional para Redes Inteligentes". Iniciado em julho de 2016, dele participam as três distribuidoras do Grupo Neoenergia, sendo a Coelba a empresa proponente. A primeira parte desse projeto terá a duração de três anos e um custo de cerca de R\$ 28 milhões. Na Coelba destaca-se o projeto "Desenvolvimento de ferramental, equipamentos e metodologia para realização de poda com rede energizada em áreas urbanas através de braços mecânicos com comando remoto". O objetivo é desenvolver um braço articulado extensível e isolado, adaptável a veículos e operável remotamente, contendo em sua extremidade superior um sistema que permita a adaptação de ferramenta para a realização de poda em áreas urbanas. Também merece destaque em 2016 na Coelba a inauguração da primeira usina de geração de energia com uso do biogás proveniente do esgoto, no estado da Bahia. Localizada na Estação de Tratamento Jacupe II, em Feira de Santana, a usina é fruto do projeto de P&D "Arranjos técnicos e comerciais de geração de energia a partir do biogás proveniente de reatores anaeróbicos de estações de tratamento de esgoto". Na Celpe, o destaque é o projeto "Desenvolvimento e Implementações de Provas de Conceito de Redes Inteligentes (RI) em Localidade Piloto com Elevadas Restrições Ambientais", como no caso da Ilha de Fernando de Noronha. Esse projeto tem como objetivo a implantação de um modelo de rede inteligente, utilizando a rede de distribuição de Noronha, com foco na avaliação e experimentação da sua aplicabilidade. Já na Cosern, o principal projeto em andamento é "Cabeça de série do aferidor de medidores de energia elétrica sem interrupção no fornecimento". A ideia é transformar o protótipo (desenvolvido em projeto antecessor) em um equipamento resistente para uso profissional em campo, visando futura comercialização e produção em larga escala. O equipamento permite aferir os medidores de energia elétrica sem retirá-los da unidade consumidora, ou seja, sem interrupção do fornecimento. Nas empresas geradoras e transmissoras do Grupo Neoenergia, o principal destaque é o projeto "SMART-SEN - Um Modelo de Simulação do Sistema Elétrico Nacional com Presença de Geração de Renováveis Intermitentes". O objetivo é desenvolver uma nova metodologia de extração e manipulação de dados de gerações de fontes intermitentes de energia em intervalos de tempo adequados para a simulação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). **Meio ambiente:** Ao longo de 2016, por meio de vários projetos, o Grupo Neoenergia reafirmou seu compromisso de respeito ao meio ambiente e de preservação dos ecossistemas em suas áreas de atuação. Entre os destaques está o projeto Vale Luz, que integra o Programa de Eficiência Energética do grupo Neoenergia. Ele permite a troca de resíduos recicláveis por descontos na conta de energia. Iniciado em 2008, o projeto contempla clientes das três distribuidoras. Além de proporcionar que alguns consumidores até zerm a conta, o projeto estimula a coleta seletiva e dá destinação adequada aos resíduos arrecada-

dos. Também merece a campanha de controle de queimadas sob as linhas de transmissão na Zona da Mata de Pernambuco, desenvolvida pela Celpe desde 2009. A iniciativa visa sensibilizar a sociedade quanto à prática não controlada de queimadas, que afeta as redes de transmissão e distribuição e provoca interferências no fornecimento. Os resultados são alentadores. Na safra 2008/2009, foram registradas 15 ocorrências relacionadas à presença de fogo na extensão das linhas de transmissão. Na safra 2014/2015, só uma ocorrência foi registrada. Em 2016, foram realizadas dez oficinas de sensibilização e dez palestras comunitárias. Como forma de fiscalizar e orientar os produtores de cana, a empresa realiza visitas às áreas de plantio, oferecendo esclarecimentos sobre a prática de queimadas, e divulga spots em emissora de rádio com alcance para 54 municípios. **Prêmios e Reconhecimentos: Selo Energia Sustentável** – As três distribuidoras do Grupo Neoenergia receberam o Selo Energia Sustentável do Instituto Acende Brasil para o período 2017-2019, depois de rigoroso processo de avaliação em 2016. A Celpe alcançou o nível ouro (o mais alto) e a Coelba e a Cosern, o nível prata. **Guia Você S.A – As melhores empresas para iniciar a carreira** – O Grupo Neoenergia está entre as 10 melhores empresas do Brasil para iniciar a carreira, segundo o Guia Você S.A., da Editora Abril, divulgado em maio/2016. **Melhores e Maiores 2016** – No ranking dos 200 maiores grupos privados do país, por vendas líquidas, a Neoenergia está na 41ª posição (subindo duas posições em relação ao ano anterior). **Ranking 2016 Valor 1000** – A Neoenergia subiu cinco posições em relação ao levantamento anterior e ficou em 36º lugar no ranking dos 1.000 maiores grupos empresariais do Brasil, segundo a publicação do jornal Valor Econômico. **14º Latin American Utility Week Awards** – Com o projeto do Sensor Inteligente para Monitorar Eventos nas Linhas de Distribuição, a Neoenergia venceu na categoria Smart Grid deste que é considerado um dos maiores prêmios de inovação da América Latina. O projeto foi desenvolvido no âmbito do programa de P&D da Coelba. **Prêmio Empresa Pró-Ética 2016** – Por ser uma empresa ética e comprometida com a prevenção e o combate à corrupção, o Grupo Neoenergia foi uma das 25 (entre 195 inscritas) a receber o prêmio, uma iniciativa do Ministério da Transparência, Fiscalização e Controladoria-Geral da União e do Instituto Ethos.

10. SAÚDE E SEGURANÇA

Os programas de Saúde e Segurança no Trabalho são realizados de forma integrada e priorizam a proteção da vida e a qualidade do ambiente. Estimulamos a cultura de prevenção por meio do controle de riscos e impactos, garantindo a observância dos requisitos legais, do comportamento seguro e o alinhamento com as políticas do

Grupo. Esperamos alcançar o nível de Saúde e Segurança de uma organização de classe mundial, onde a prática de comportamentos seguros seja um compromisso de todos. Reconhecemos que aprimorar a segurança de nossas empresas e da comunidade envolve muito mais do que obedecer a regras e leis. Por isso, estimulamos que líderes e colaboradores: ✓ Sejam exemplos visíveis e percebidos de ações seguras; ✓ Não negociem a segurança; ✓ Busquem constantemente a meta de zerar acidentes; ✓ Estejam presentes e atuantes em campo, próximos as operações onde o risco é maior; ✓ Promovam o Diálogo Diário de Segurança (DDS) – contato através de bate papo informal ou apresentação que serve para divulgar as medidas de prevenção de acidentes de trabalho; Além disso, realizamos ações de segurança para a população, como treinamento sobre instalações elétricas para profissionais da construção civil. Palestras sobre o uso seguro e eficiente de energia elétrica em escolas e divulgação maciça em todos os veículos sobre o uso seguro e eficiente de energia elétrica, campanha educativa em redes sociais.

11. AUDITORES INDEPENDENTES

Em conformidade com a Instrução CVM n 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia declara que mantém contrato com a Ernst & Young Auditores Independentes S.S. ("EY"), com vigência de 24 (vinte e quatro) meses, para prestação dos seguintes serviços de auditoria:

Serviço	Valor do Contrato
Auditoria das Demonstrações Contábeis e Revisões de Demonstrações Intermediárias Individuais e Consolidada	R\$ 69 mil

12. AGRADECIMENTOS

Ao reconhecermos que o resultado alcançado é consequência da união e do esforço de nossos colaboradores e do apoio, empenho, incentivo e profissionalismo recebidos dos públicos com os quais nos relacionamos, queremos expressar nossos agradecimentos aos nossos acionistas, aos nossos clientes, fornecedores, aos Governos Municipais, Estaduais e Federal e demais autoridades, às Agências Reguladoras e aos Agentes do Setor.

1 - BASE DE CÁLCULO	2016				2015			
	R\$ mil	% sobre R\$ mil	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre R\$ mil	% sobre RL	% sobre VAT
Receita Líquida (RL)	31.353				27.417			
Resultado Operacional (RO)	16.399				11.220			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	-				-			
Valor Adicionado Total (VAT)	26.575				21.160			

2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Encargos sociais compulsórios	-	0,00%	0,00%	0,00%	5	0,00%	0,02%	0,02%
Previdência privada *	-	0,00%	0,00%	0,00%	4	0,00%	0,01%	0,02%
Saúde	-	0,00%	0,00%	0,00%	14	0,00%	0,05%	0,07%
Segurança e saúde no trabalho	-	0,00%	0,00%	0,00%	3	0,00%	0,01%	0,01%
Educação	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Cultura	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Creches ou auxílio-creche	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Esporte	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Transporte	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Participação nos lucros ou resultados	-	0,00%	0,00%	0,00%	3	0,00%	0,01%	0,01%
Outros	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Total - Indicadores sociais internos	-	0,00%	0,00%	0,00%	36	0,00%	0,13%	0,17%

3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Cultura	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Saúde e Saneamento	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Esporte	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Combate a fome e segurança alimentar	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Desenvolvimento Social	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico	55.815	340,36%	178,02%	210,03%	27	0,24%	0,10%	0,13%
Outros	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Total das Contribuições para a Sociedade	55.815	340,36%	178,02%	210,03%	27	0,24%	0,10%	0,13%
Tributos (Exceto Encargos Sociais)	8.268	50,42%	26,37%	31,11%	4.296	38,29%	15,67%	20,30%
Total - Indicadores sociais externos	64.083	390,78%	204,39%	241,14%	4.323	38,53%	15,77%	20,43%

4 - INDICADORES AMBIENTAIS	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Investimento em programas e/ou projetos externos	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Total dos investimentos em meio ambiente	-	0,00%	0,00%	0,00%	55	0,49%	0,20%	0,26%

Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade.	0	0
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativa e/ou judicialmente	0	0
Passivos e contingências ambientais.	0	0
Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:	(x) Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Cumpre de 51 a 75% () Cumpre de 76 a 100%	(x) Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Cumpre de 51 a 75% () Cumpre de 76 a 100%

5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2016				2015			
	Nº	% sobre RL	% sobre VAT	% sobre RL	Nº	% sobre RL	% sobre VAT	% sobre RL
Nº de empregados(as) ao final do período	0				1			
Nº de admissões durante o período	0				0			
Nº de desligamentos durante o período	0				0			
Nº de empregados(as) terceirizados	24				0			
Nº de estagiários(as)	0				0			
Nº de empregados acima de 45 anos	0				1			
Nº de empregados por faixa etária, nos seguintes intervalos:								
menores de 18 anos	0				0			
de 18 a 35 anos	0				0			
de 36 a 60 anos	0				1			
acima de 60 anos	0				0			
Nº de empregados por nível de escolaridade, segregado por:					0			
analfabetos	0				0			
com ensino fundamental	0				1			
com ensino médio	0				0			
com ensino técnico	0				0			
com ensino superior	0				0			
pós-graduados	0				0			
Nº de empregados por sexo:					1			
homens	0				1			

BALANÇOS PATRIMONIAIS 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015 (Em milhares de reais)

	2016			2015		
	Notas	2016	2015	Notas	2016	2015
Ativo						
Circulante						
Caixa e equivalentes de caixa	3	35.307	42.264			
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	4	4.470	4.186			
Títulos e valores mobiliários	6	467	-			
Impostos e contribuições a recuperar		80	126			
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	5	28.553	27.340			
Outros ativos circulantes		4	88			
Total do ativo circulante		68.881	74.004			
Não circulante						
Títulos e valores mobiliários	6	5.224	237			
Impostos e contribuições a recuperar		289	282			
Depósitos judiciais	11	173	120			
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	5	13.049	14.630			
Outros ativos não circulantes		-	101			
Total do ativo não circulante		18.735	15.370			
Total do ativo		87.616	89.374			
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.						

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS EXERCÍCIOS FINDOS 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015 (Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	2016			2015		
	Notas	2016	2015	Notas	2016	2015
Receita operacional líquida	14	31.353	27.417			
Custos dos serviços		(14.175)	(15.409)			
Custos de operação	15	(8.951)	(8.803)			
Custos de construção	16	(5.224)	(6.606)			
Lucro bruto		17.178	12.008			
Despesas gerais e administrativas	15	(779)	(788)			
Lucro operacional		16.399	11.220			
Receitas financeiras	17	5.454	4.651			
Despesas financeiras	17	(616)	(473)			
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		21.237	15.398			
Imposto de renda e contribuição social corrente		(2.955)	(2.765)			
Imposto de renda e contribuição social diferido	9	(3.994)	-			
Lucro líquido do exercício		14.288	12.633			
Lucro do exercício por ação do capital - R\$		0,23	0,20			
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.						

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015 (Em milhares de reais)

	2016		2015	
	2016	2015	2016	2015
Lucro líquido do exercício	14.288	12.633		
Resultado abrangente	-	-		
Total do resultado abrangente	14.288	12.633		
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.				

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015 (Em milhares de reais)

	Reservas de lucros		Lucros (prejuízos) acumulados	Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Total
	Capital social	Reserva legal			
Saldos em 31 de dezembro de 2014	63.085	5.700	-	7.865	76.650
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	(7.865)	(7.865)
Lucro líquido do exercício	-	-	12.633	-	12.633
Destinações:					
Reserva legal	-	632	(632)	-	-
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	(3.000)	-	(3.000)
Dividendos adicionais propostos	-	-	(9.001)	9.001	-
Saldos em 31 de dezembro de 2015	63.085	6.332	-	9.001	78.418
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	(9.001)	(9.001)
Lucro líquido do exercício	-	-	14.288	-	14.288
Destinações:					
Reserva legal	-	715	(715)	-	-
Dividendos intercalares	-	-	(7.499)	-	(7.499)
Dividendos adicionais propostos	-	-	(6.074)	6.074	-
Saldos em 31 de dezembro de 2016	63.085	7.047	-	6.074	76.206
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.					

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015 (Em milhares de reais)

	2016		2015	
	2016	2015	2016	2015
Fluxos de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	21.237	15.398		
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais				
Valor justo do ativo financeiro da concessão	(21.386)	(16.861)		
Encargos de dívidas e atualizações monetárias	329	219		
Provis				

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015 (Em milhares de reais)

	2016	2015
Receitas		
Serviços de transmissão de energia e outros	35.792	32.479
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (Reversão)	237	-
	36.029	32.479
Insumos adquiridos de terceiros		
Materiais, serviços de terceiros e outros	(14.908)	(15.970)
Valor adicionado líquido produzido	21.121	16.509
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	5.454	4.651
Valor adicionado total a distribuir	26.575	21.160
Distribuição do valor adicionado		
Impostos, taxas e contribuições		
PIS/COFINS sobre faturamento	1.319	1.421
Imposto de renda e contribuição social	6.949	2.765
Obrigações intra-setoriais	3.271	3.785
Outros	118	59
	11.657	8.030
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros e variações monetárias	616	473
Aluguéis	14	24
	630	497
Remuneração de capitais de próprios		
Dividendos distribuídos	7.499	3.000
Dividendos propostos	6.074	9.001
Lucro retido (reserva legal)	715	632
	14.288	12.633
Valor adicionado distribuído	26.575	21.160

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015 (Em milhares de reais)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. (“Afluente T” ou “Companhia”), controlada pela Neoenergia S.A., tem por objeto social desenvolver, dentre outras, atividades de estudo, planejamento, projeção, construção, operação, manutenção e exploração de sistemas de transmissão de energia elétrica, linhas, subestações e centros de controle, bem como da respectiva infra-estrutura e serviços ligados a essas atividades. Atualmente a Companhia opera as subestações de Tomba, Funil, Brumado II, Itagibá, Ford, Pólo e Camaçari no estado da Bahia com potência instalada de 600 MVA, além de 450 km de Linhas de Transmissão e possui contrato de concessão com vigência até agosto de 2027, que tem como objetivo estabelecer as condições para prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica e prevê revisão tarifária a cada 5 (cinco) anos. Em fevereiro de 2016, a Companhia concluiu o projeto Tomba/Governador Mangabeira com complementação de 1,055 km de linha de transmissão e em maio de 2016 entrou em operação comercial o projeto de reforço de Brumado II, referente à instalação de 3 chaves seccionadoras na Subestação. Cabe ressaltar que a RAP do reforço em Brumado II será definida no próximo ciclo (2017/2018). A Receita Anual Permitida (RAP), conforme Resolução Homologatória nº 2098, de 28 de junho de 2016, é de R\$ 37.423 para o período 2016/2017. Para o período 2015/2016 a ANEEL homologou uma RAP de R\$ 33.600 para a Companhia, excluindo PIS/ COFINS referente aos respectivos períodos. A Administração da Companhia autorizou a conclusão da elaboração destas demonstrações financeiras em 22 de fevereiro de 2017, as quais estão expressas em milhares de reais, exceto quando indicado o contrário.

2. RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação dessas demonstrações financeiras estão definidas abaixo.
2.1. Declaração de conformidade: As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as disposições da legislação societária, previstas na Lei nº 6.404/76 com alterações da Lei nº 11.638/07 e Lei nº 11.941/09, e os pronunciamentos contábeis, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”), aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB. A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais. A Administração considerou as orientações emanadas da Orientação OCPC 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas demonstrações financeiras e afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.
2.2. Base de apresentação: As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, exceto quando o contrário estiver disposto em nota explicativa. A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis e também o exercício de julgamento por parte da administração. Áreas consideradas significativas e que requerem maior nível de julgamento e estão sujeitas a estimativas incluem: perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros; provisão para créditos de liquidação duvidosa e provisões para riscos regulatórios e trabalhistas. As normas e procedimentos emitidos e revisados que entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2016 também foram analisados e não trouxeram impactos para estas Demonstrações Financeiras Anuais. As políticas contábeis significativas adotadas pela Companhia estão descritas nas notas explicativas específicas, relacionadas aos itens apresentados, aquelas aplicáveis, de modo geral, em diferentes aspectos das demonstrações financeiras, estão descritas a seguir.
Moeda funcional e moeda de apresentação: As demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia.
2.3. Instrumentos financeiros: A Companhia classifica seus ativos e passivos financeiros, no reconhecimento inicial, de acordo com as seguintes categorias:
a) **Ativos financeiros:**
• Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado: são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado.
• Empréstimos e recebíveis: são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, menos perda por redução ao valor recuperável.
b) **Passivos financeiros:** Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores, outras contas a pagar e empréstimos e financiamentos. Após reconhecimento inicial, empréstimos e financiamentos sujeitos a juros são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros e os ajustes decorrentes da aplicação do método são reconhecidos no resultado como despesas financeiras.
2.4. Taxas regulamentares:
a) **Reserva Global de Reversão (RGR):** Encargo do setor elétrico pago mensalmente pelas empresas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual.
b) **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):** Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.
c) **Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.
d) **Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE):** Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a transmissão de energia elétrica são diferenciados e proporcional ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

2.5. Novos pronunciamentos, alterações e interpretações de pronunciamentos existentes:
(a) Pronunciamentos contábeis aplicáveis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016

Pronunciamento	Objetivo
IFRS 7 - Instrumentos financeiros: Divulgações (Vigência a partir de 01/01/2016)	Contratos de serviços geralmente atende a definição de envolvimento contínuo em ativo financeiro transferido para fins de divulgação. A confirmação de envolvimento contínuo em ativo financeiro transferido deve ser feita se suas características atenderem as definições descritas na norma (parágrafos B30 e 42C).
Alteração da IAS 1 – Apresentação de Demonstrações Financeiras (Iniciativa de divulgação). (Vigência a partir de 01/01/2016)	As alterações tem o objetivo de incentivar as empresas a identificar quais informações são suficientemente relevantes para serem divulgadas nas demonstrações contábeis. Também é esclarecido que a materialidade se aplica ao conjunto completo de demonstrações contábeis, incluindo suas notas explicativas e que é aplicável a todo e qualquer requerimento de divulgação das normas IFRS. Itens de linhas específicas nas demonstrações do resultado e de outros resultados abrangentes e no balanço patrimonial podem ser desagregados; flexibilidade quanto à ordem em que apresentam as notas às demonstrações financeiras.
Alteração da IAS 16 e IAS 38 - Esclarecimentos de Métodos aceitáveis de depreciação e amortização (Vigência a partir de 01/01/2016.)	Alteração IAS 16 e IAS 38 Esclarecimentos de Métodos aceitáveis de depreciação e amortização. As alterações são aplicadas de forma prospectiva.

Não foram identificados impactos relevantes dessas alterações para as Demonstrações Financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2016.
b) Pronunciamentos contábeis emitidos recentemente e aplicáveis em períodos futuros: Os pronunciamentos a seguir entrarão em vigor para períodos após a data destas Demonstrações Financeiras e não foram adotados antecipadamente:

Pronunciamento	Objetivo
IFRS 9 Instrumentos Financeiros (Vigência a partir de 01/01/2018)	Tem o objetivo, em última instância, de substituir a IAS 39. As principais mudanças previstas são: (i) todos os ativos financeiros devem ser, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor justo; (ii) a norma divide todos os ativos financeiros em: custo amortizado e valor justo; e (iv) o conceito de derivativos embutidos foi extinto.
IFRS 15 Receitas de contratos com clientes (Vigência a partir de 01/01/2018)	A nova norma para receitas substituirá todas as atuais exigências para reconhecimento de receitas segundo as IFRS. Adoção retrospectiva integral ou adoção retrospectiva modificada é exigida para períodos anuais iniciados a partir de 1 de janeiro 2018, sendo permitida adoção antecipada. O objetivo é fornecer princípios claros para o reconhecimento da receita e simplificar o processo de elaboração das demonstrações financeiras.
IFRS 16 Arrendamento (Vigência a partir de 01/01/2019)	A nova norma estabelece os princípios, tanto para o cliente (o locatário) e o fornecedor (locador), sobre o fornecimento de informações relevantes acerca das locações de maneira que seja demonstrado nas demonstrações financeiras, de forma clara, as operações de arrendamento mercantil. Para atingir esse objetivo, o locatário é obrigado a reconhecer os ativos e passivos resultantes de um contrato de arrendamento.

IAS 7 Demonstração de fluxos de caixa – Alterações à IAS 7 (Vigência a partir de 01/01/2017)	As alterações exigem que uma entidade forneça divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliarem as mudanças nos passivos decorrentes de atividades de financiamento, incluindo tanto as mudanças provenientes de fluxos de caixa como mudanças que não afetam o caixa. Na adoção inicial da alteração, as entidades não são obrigadas a fornecer informações comparativas relativamente a períodos anteriores.
IAS 12 Tributos sobre o lucro - Alterações à IAS 12 (Vigência a partir de 01/01/2017)	As alterações esclarecem que uma entidade deve considerar se a legislação fiscal restringe as fontes de lucros tributáveis contra as quais ela poderá fazer deduções sobre a reversão dessa diferença temporária dedutível. Além disso, as alterações fornecem orientações sobre a forma como uma entidade deve determinar lucros tributáveis futuros e explicam as circunstâncias em que o lucro tributável pode incluir a recuperação de alguns ativos por valores maiores do que seu valor contábil.

Os possíveis impactos decorrentes da adoção destas normas estão sendo avaliados e serão concluídos até a data de entrada em vigor, se aplicável. Outras normas emitidas não terão impacto na Companhia e em função disso, não estão destacadas acima.

3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2016	2015
Caixa e Depósitos bancários à vista	52	62
Aplicações financeiras de liquidez imediata: Fundos de investimento	35.255	42.202
	35.307	42.264

Caixa e equivalentes de caixa incluem caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo. São operações de alta liquidez, sem restrição de uso, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. A carteira de aplicações financeiras é constituída, principalmente, por Fundos de Investimentos restritos (participação somente das empresas do Grupo Neoenergia).

4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS

As contas a receber de clientes e outros estão apresentadas líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa “PCLD”, quando aplicável, e reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

	2016	2015
Títulos a receber	5.115	5.068
Terceiros	3.359	3.751
Partes relacionadas (nota 18)	1.756	1.317
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(645)	(882)
Total	4.470	4.186

A Companhia registrou a provisão de crédito de liquidação duvidosa para os títulos com vencimentos superiores há 365 dias. A composição dos prazos de vencimento é conforme segue:

	Total	PCLD	2016	2015	2016	2015	
Setor privado	4.149	23	943	5.115	5.068	(645)	(882)
Total	4.149	23	943	5.115	5.068	(645)	(882)

5. CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO (ATIVO FINANCEIRO)

O Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Transmissão de Energia Elétrica celebrado entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a Companhia (Operadora) regulamenta a exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica pela Companhia e (a) estabelece que ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização e (b) regula o preço através do mecanismo Remuneração Anual Permitida (RAP). Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão, à qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de transmissão, abrangendo: (a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. (b) Parcela referente a recebíveis, junto ao poder concedente, que incondicionalmente pela construção, disponibilização e entrega de rede de transmissão, tem de entregar, direta ou indiretamente, caixa ou equivalentes de caixa. Esses valores são mensurados pelo método de fluxos de caixa futuros estimados de tarifas (RAP), descontados pela taxa interna de retorno do projeto. (c) Reconhecimento da receita de operação e manutenção em montante suficiente para fazer face aos custos para cumprimento das obrigações de operação e manutenção previstas em contrato de concessão. (d) Reconhecimento da Receita Financeira sobre os direitos de recebíveis junto ao poder concedente decorrente da remuneração pela taxa interna de retorno do projeto. A infraestrutura recebida ou construída da atividade de transmissão é recuperada através de dois fluxos de caixa, à saber: (a) Parte através de valores a receber

Empresa	Nº	Credor	Moeda	Objetivo	Encargos financeiros anuais	Vencimento	Garantias	Valor de Principal	Saldo em 31/12/2016
Afluente T	22	Banco do Brasil	Real	Investimentos	4.5000% a 6.0000%	2020 a 2024	Aval da Neoenergia	5.818	3.434
Total								5.818	3.434

A mutação de empréstimos e financiamentos, os quais são integralmente denominados em moeda nacional, está como segue:

	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 01 de janeiro de 2015	543	4.020	4.563
Encargos	214	-	214
Transferências	594	(594)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(741)	-	(741)
Saldos em 31 de dezembro de 2015	610	3.426	4.036
Encargos	192	-	192
Transferências	727	(727)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(794)	-	(794)
Saldos em 31 de dezembro de 2016	735	2.699	3.434

O financiamento com o Banco do Brasil apresenta as seguintes garantias: caução de ações dos acionistas, cessão condicional dos contratos, penhor dos direitos relacionados à concessão.

8. TAXAS REGULAMENTARES

	2016	2015
Reserva Global de Reversão – RGR	105	101
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	24	21
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	535	391
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	10	11
Ministério de Minas e Energia - MME	12	10
Total	686	534
Circulante	508	154
Não circulante	178	380

9. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS

	2016	2015		
Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido	
Imposto de renda	(10.374)	(2.594)	-	-
Diferenças temporárias	(10.374)	(2.594)	-	-
Contribuição Social	(15.561)	(1.400)	-	-
Diferenças temporárias	(15.561)	(1.400)	-	-
Total	(3.994)	-	-	-

Os tributos diferidos passivos foram constituídos sobre os juros (atualização do ativo financeiro), oriundo dos valores do fluxo de caixa futuros projetados avaliados a valor justo que compõe o ativo financeiro da Companhia. O imposto de renda e contribuição social diferidos são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% para o imposto de renda, sobre a base tributável excedente a R\$ 240 e 9% para contribuição social sobre a base de cálculo tributável. A Companhia possui como regime de apuração o lucro presumido sendo assim, foi estabelecido como base de cálculo tributável o saldo da remuneração de juros referente ao ativo financeiro aplicando a alíquota de presunção.

10. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

A composição do saldo é como segue:

	2016	2015
Circulante		
Imposto de renda - IR	118	110
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	207	213
Programa de integração social - PIS	18	17
Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	83	79
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	-	58
Imposto sobre serviços - ISS	286	362
Impostos e contribuições retidos na fonte	80	223
	792	1.062

11. PROVISÕES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

A Companhia é parte em processos judiciais de natureza trabalhista, decorrentes do curso normal de suas atividades. Na constituição das provisões a Companhia considera a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, a similaridade com processos anteriores, a complexidade e o posicionamento dos tribunais sempre que a perda for avaliada como provável. A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus consultores legais quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir prováveis perdas com tais causas. O passivo em discussão judicial é mantido até o desfecho da ação, representado por decisões judiciais, sobre as quais não caibam mais recursos, ou a sua prescrição. As provisões constituídas consolidadas estão compostas como segue:

	Trabalhistas
Saldo em 31 de dezembro de 2014	31
Atualização	6
Saldo em 31 de dezembro de 2015	37
Adição	379
Atualização	137
Saldo em 31 de dezembro de 2016	553

garantidos pelo poder concedente relativa à remuneração anual permitida (RAP) durante o prazo da concessão. Os valores da RAP garantida são determinados pelo Operador Nacional do Setor Elétrico - ONS conforme contrato e recebidos dos participantes do setor elétrico por ela designados pelo uso da rede de transmissão disponibilizada; e (b) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Segue composição do ativo financeiro de concessão:

	Ref.	2016	2015
Recebíveis	(a)	41.433	41.577
Indenização	(b)	169	393
Total		41.602	41.970
Circulante		28.553	27.340
Não circulante		13.049	14.630

(a) Valores de fluxo de caixa futuros projetados descontados à taxa interna de retorno.

(b) Parcela de valores residuais de ativos permanentes ao fim do contrato de concessão, considerando o valor presente da prestação/indenização, conforme quadro abaixo:

	2016	2015
Indenização	36.389	36.389
Tempo residual da concessão (meses)	128	140
TIR	4,29%	3,29%
Circulante	169	393

O valor reconhecido do ativo financeiro, suas estimativas de fluxos de caixa futuros e taxas efetivas de juros, são revisados trimestralmente, a cada data base de reajuste anual pelo IPCA, e na revisão tarifária, que ocorre a cada cinco anos. A movimentação dos saldos referentes aos recebíveis das transmissoras está assim apresentada:

	Indenização
Saldos em 31 de dezembro de 2014	48.399
Adições	6.606
Amortização/reversão	(29.896)
Atualização/valor justo	16.861
Saldos em 31 de dezembro de 2015	41.970
Adições	5.224
Amortização/reversão	(26.978)
Atualização/valor justo	21.386
Saldos em 31 de dezembro de 2016	41.602

6. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Agente	Tipo de aplicação	Vencimento	Indexador	2016	2015
Banco do Brasil	Fundo BB Polo	jun-18	CDI	5.691	237
Total				5.691	237
Circulante				467	-
Não circulante				5.224	237

7. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Empréstimos e Financiamentos	2016	2015
BANCO DO BRASIL	3.434	4.036
Total Empréstimos e Financiamentos	3.434	4.036
Circulante	735	610
Não Circulante	2.699	3.426

Financiamentos obtidos com recursos do BNDES (FINAME) para a aquisição de subestação de energia, com taxa efetiva entre 4,5% a.a. e 6% a.a., que está sendo amortizado em 96 parcelas mensais, finalizando em agosto de 2024. Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	2016	2015
Total líquido	Total líquido	
2017	-	772
2018	727	742
2019	727	710
2020	508	490
2021	201	208
Após 2021	536	504
Total obrigações	2.699	3.426

	2016	2015
Trabalhistas	173	120
Total	173	120

12. DIVIDENDOS

A Assembleia Geral Ordinária e o Conselho de Administração aprovaram as destinações dos lucros da seguinte forma:

	Valor por ação		
Deliberação	Provento	Valor deliberado	ON
2016			
RCA de 01 de setembro 2016	Dividendos intercalares	7.499	0,1188864693
AGO de 28 de abril 2016	Dividendos	12.001	0,1902414835
2015			
AGO de 28 de abril de 2015	Dividendos	6.368	0,1009411336

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária. A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

	2016	2015
Lucro líquido do exercício	14.288	12.633
Base de cálculo do dividendo		
Dividendos Intercalares	(7.499)	-
Reserva		

