

ENERGIA NOS MANTÉM SEMPRE LIGADOS. INCLUSIVE AO MEIO AMBIENTE.

Iniciamos a operação de Teles Pires, a 9ª maior hidrelétrica do país

Ultrapassamos 10,6 milhões de clientes

Ampliamos o uso de energia sustentável em Fernando de Noronha

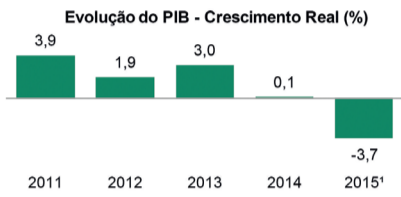
RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO ESPECIFICADO DE OUTRA FORMA)

MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

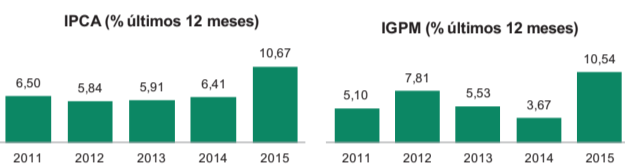
Prezados Acionistas, Em 2015, a Cosern somou investimentos de R\$ 203 milhões, mantendo os mesmos patamares de 2014. Este valor reflete nosso compromisso com a qualidade do fornecimento de energia elétrica e com o atendimento aos consumidores. A Cosern ultrapassou a marca de 1,3 milhão de unidades consumidoras, com aumento de 3,44% em relação ao ano anterior. A energia distribuída cresceu 0,92% em relação a 2014, totalizando 5.512 GWh. Quanto ao Índice de Perdas, a empresa registrou patamar estável em relação a 2014. O plano contínuo de combate às perdas na Cosern consumiu recursos da ordem de R\$ 13,6 milhões em 2015. Em 2015 enfrentamos um complexo cenário econômico e de escassez hídrológica, o que contribuiu para o aumento dos custos de compra de energia, pressionando o caixa da empresa. Mesmo diante deste cenário nosso EBITDA foi de R\$ 348 milhões, 4,45% maior que o de 2014. O Lucro Líquido Consolidado foi de R\$ 207 milhões, 4,54% maior do que o do ano anterior, apesar da elevação da taxa de juros e maior endividamento. Em linha com a nossa política socioambiental, desenvolvemos uma série de ações ao longo de 2015, entre as quais se destacam as parcerias com o Fundo das Nações Unidas para a Infância (UNICEF) e com o Instituto Ayrton Senna. O foco em educação, cultura e fortalecimento da cidadania dessas ações é nosso pilar para a construção de uma sociedade cada vez mais inclusiva e sustentável. Todas essas conquistas foram construídas com o talento e o esforço de nossa força de trabalho. Na Cosern, são mais de 700 colaboradores engajados em garantir a segurança e qualidade em um serviço essencial para a vida das pessoas. E esse esforço foi reconhecido pelo mercado em 2015, por meio de dois prêmios dos mais conceituados: A Cosern foi apontada como uma das melhores empresas para se trabalhar no Brasil tanto pela pesquisa *Great Place to Work* 2015 quanto pelo Guia Você S.A. Ao apresentar os resultados de 2015, a Cosern 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 2016, com a certeza de contribuir para o desenvolvimento do Brasil.

1. CONJUNTURA ECONÔMICA

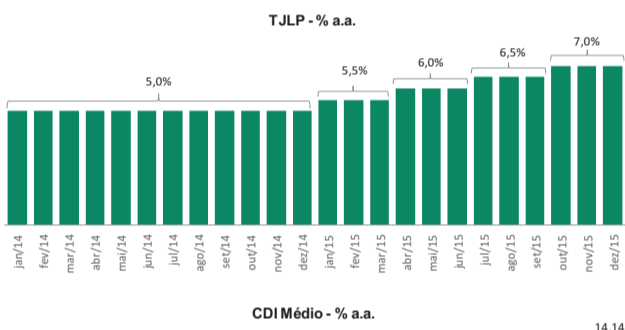
O ano de 2015 foi marcado pela recessão da economia brasileira e deterioração dos indicadores econômicos, consequência dos desequilíbrios acumulados no ciclo de expansão dos anos anteriores e da crise política que aumentou a incerteza do mercado sobre a recuperação da economia.



Esse cenário refletiu-se no setor elétrico com a redução do consumo de energia, comparando o consumo acumulado até novembro de 2015 com o mesmo período do ano anterior, o Nordeste apresentou retração de 2,9% e o Brasil de 4,4% de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Abaixo serão listados os principais indicadores econômicos que afetam a operação da Companhia. O primeiro grupo compreende os indicadores de inflação, o IPCA e IGPM, que são utilizados com correção de preços e serviços. Estes sofreram um significativo aumento em relação ao ano de 2014, conforme apresentado nos gráficos a seguir.



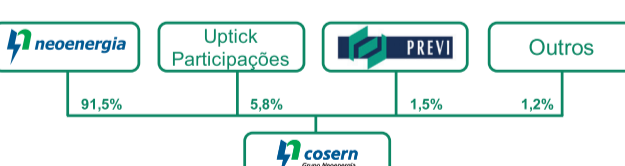
O segundo grupo compreende, a TJLP e CDI, estes indicadores são os principais indexadores da dívida da Companhia. Abaixo é possível observar a evolução desses índices.



As expectativas do Banco Central para 2016, de acordo com o Relatório Focus, é que o PIB apresente uma retração de 2,99% em relação ao de 2015. Quanto aos indicadores econômicos é esperado que a inflação permaneça em patamares elevados, visto, a projeção de 6,93% e 6,58% a.a. para o IPCA e IGPM respectivamente. Este panorama indica que a taxa de juros pode continuar sendo elevada para contenção da inflação. Portanto, o cenário de recessão econômica iniciado em 2015 é esperado para o ano de 2016.

2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN foi fundada em 14 de dezembro de 1961, como uma sociedade de economia mista, controlada pelo Estado do RN. Em 12 de dezembro de 1997, foi privatizada, por meio de leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, no qual o consórcio formado pela COELBA, Neoenergia (a época denominada Guarani) e UPTICK Participações adquiriu 77,92% do capital total da Companhia pelo valor de R\$676,4 milhões. Em 04 de janeiro de 1999, a COSERN tornou-se companhia aberta, inscrita na CVM sob o n.º 01813-9. A partir de 17 de maio de 1999, foram iniciados negócios com ações de emissão da COSERN na BOVESPA. Em março de 2003, em virtude de determinação da ANEEL de desverticalizar as atividades de geração e distribuição, a Companhia procedeu a venda de suas ações da Termoquímica para a Neoenergia, holding do grupo. A composição acionária da Companhia foi alterada em função do processo de desverticalização da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba, ocorrida em 29 de novembro de 2005. Em 13 de dezembro de 2012, um dia antes da comemoração de seus 51 anos de atividades no Rio Grande do Norte, e um dia após completar 15 anos de sua privatização, a COSERN foi reconhecida como “a melhor distribuidora de energia elétrica da Região Nordeste”, entre as 31 distribuidoras com mais de 400 mil consumidores, e ainda, foi destacada como a “6ª melhor do Brasil” na classificação geral da pesquisa realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para avaliação do prêmio IASC – Índice Aneel de Satisfação do Consumidor. A Companhia é a única concessionária de energia elétrica do Estado do Rio Grande do Norte, com concessão vigente até 30 de dezembro de 2027. Atendendo aos 167 municípios do Estado, com uma área total de 52.811 km² e uma população de mais de 3,4 milhões de habitantes, a COSERN é a sexta maior concessionária de energia elétrica, em número de clientes, dentre as onze do Nordeste e a quinta em volume de energia fornecida. Em 27 de fevereiro de 2015 foi concluída a operação de compra, pela Neoenergia, da participação que a Iberdrola detinha da COSERN, 7,01 %, ficando a composição acionária da COSERN conforme esquema abaixo. **Composição acionária da COSERN:**



3. 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 a 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 deliberações e tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas orienta a atuação dos conselheiros e estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses. **3.1. Estrutura de Governança: Conselho de Administração:** É integrado por oito representantes, sendo seis indicados pelos acionistas controladores, um indicado pelos preferencialistas e um indicado pelos empregados, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária e seus respectivos suplentes, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Entre os titulares, um é indicado pela Iberdrola, dois pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Prevvi), um pelo Banco do Brasil, um pela Uptick, dois pela Neoenergia e um pelos empregados da Companhia. As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem trimestralmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da companhia, bem como discutir os assuntos que merecem atenção de cada uma das controladas, apreciando-os antes de os temas seguirem para aprovação dos Conselhos de cada empresa. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria dos membros. **Conselho Fiscal:** Com função independente, o Conselho Fiscal é composto por quatro membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária por mandatos de um ano, sendo três eleitos pelo acionista controlador e um eleito pelos acionistas preferencialistas. O Conselho Fiscal tem com objetivo garantir o exercício do direito dos acionistas de fiscalizar a gestão dos negócios e sua função fiscalizadora independente é reforçada pela atuação individual dos conselheiros prevista em lei. **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 mandatos de três anos, passíveis de renovação. Os diretores se reúnem ordinariamente, uma vez por mês ou sempre que convocados por qualquer um de seus pares. 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 três diferentes comitês, instalados apenas na holding: de Auditoria, Financeiro e de Remuneração e Sucessão. 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 de Auditoria e Financeiro realizam reuniões mensais e o Comitê de Remuneração e Sucessão, trimestralmente, podendo realizar de forma extraordinária sempre que necessário. **3.2. Direito dos Acionistas e Política de Dividendos e JSCP:** A COSERN possui definido em seu estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido ajustado, que o valor dos juros, pago ou creditado, a título de remuneração sobre o capital próprio, na forma da lei, poderá ser imputado ao dividendo obrigatório, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais. Além disso, no Estatuto

Social da Companhia prevê que as ações preferenciais classe “A” e “B” têm direito a dividendos 10% (dez por cento) maiores que os atribuídos às ações ordinárias. Em 2015, foram declarados R\$ 33.596 milhões referente a juros sobre capital próprio e R\$ 142.204 mil relativos à Dividendos, deste valor R\$ 77.052 mil e R\$ 10.213 mil referem-se ao lucro de 2014 e R\$ 33.596 mil e R\$ 54.939 mil ao exercício de 2015. Adicionalmente, há a proposta de distribuição de dividendos de R\$ 92.540 mil. **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 COSERN 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 COSERN disponibiliza informações através da área de Relações com Investidores, “e-mail” (ri@neoenergia.com), no “site” Relações com Investidores (www.cosern.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 COSERN 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. 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. Para atingir esse propósito o Grupo Neoenergia iniciou a implantação de um programa de integridade, aderente à legislação anticorrupção brasileira, que contempla todas as empresas do Grupo. A coordenação desse programa é realizada pela Superintendência de Compliance, criada em 2014, que é responsável pelo planejamento, concepção, execução, manutenção e avaliação do Programa de Integridade da Neoenergia e suas controladas; pela elaboração e revisão de Códigos de Conduta, políticas e procedimentos a fim de promover e reforçar uma cultura de integridade baseada em princípios éticos de negócio; e pela identificação, avaliação e mitigação de riscos de não conformidade de forma a garantir a aderência da Neoenergia aos princípios da legalidade e de combate à corrupção. Além disso, a COSERN dispõe de comitês de ética, que são responsáveis pela disseminação de uma cultura ética por toda a organização, apoiando a Superintendência de Compliance em suas atribuições. Ao longo de 2015 merecem destaque as seguintes ações: i) aplicação de cláusulas anticorrupção nos contratos com todos os fornecedores; ii) elaboração do Código de Conduta Ética para fornecedores; iii) elaboração da Política Anticorrupção; iv) elaboração da Política de Brindes, Presentes, Hospitalidades e Vantagens; v) implantação de um canal de consultas para colaboradores; vi) implantação de um canal externo para denúncias, garantindo o anonimato e a confidencialidade; vii) treinamento sobre princípios éticos e legislação anticorrupção com a liderança de todas as empresas do Grupo; viii) treinamentos sobre ética para os colaboradores via intranet.

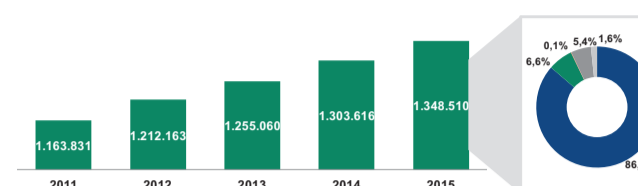
4. AMBIENTE REGULATÓRIO

4.1 Cenários e Impactos: 4.1.1. Hidrologia: Em 2015 observamos a manutenção do cenário hidrológico desfavorável em grande parte do ano. Apesar da redução do valor máximo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, estabelecido em R\$ 388,48/MWh a partir de janeiro de 2015, 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. Em meados do mês de maio de 2015, o PLD descolou do valor teto estabelecido em R\$ 388,48/MWh, que passou a vigorar a partir de janeiro deste ano. Em outubro de 2015, as chuvas ficaram acima da média histórica apenas nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Já nas regiões Nordeste e Norte as chuvas continuaram abaixo da média para o período. É importante destacar que em 2015 houve retração da carga, influenciada pela crise econômica brasileira e pela elevação das tarifas de energia elétrica. No acumulado do ano, a carga do Sistema Interligado Nacional – SIN apresentou uma variação negativa de 1,8% em relação ao mesmo período anterior. Com base nesse aspecto e na recuperação dos reservatórios do Sul e Sudeste o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE declarou que o ano de 2015 foi encerrado com baixo risco de desabastecimento de energia, tendo como base avaliações de desempenho do sistema, utilizando-se o valor esperado das afluentes e o histórico de anos semelhantes. O CMSE informou ainda que o Brasil conta com uma sobre estrutura para atender o consumo, sendo que em 2015, entraram em operação 5.170 MW do total de 6.410 MW de capacidade de geração previstos. **4.1.2. Nivel Contratual das Distribuidoras:** Em 23 de junho de 2015, foi publicada a Medida Provisória nº 677/2015, convertida na Lei nº 13.182 de 3 de novembro de 2015, que prorrogou até fevereiro/2017 os contratos dos clientes eletrointensivos (grandes indústrias que detinham contrato com a CHESF vencendo em junho de 2015) e também possibilitou a celebração de contratos de suprimento de energia entre FURNAS e consumidores finais, o que contribuiu para a redução da cobertura contratual das distribuidoras no ano de 2015. Esta medida determinou a transferência de cotas das distribuidoras para as concessionárias geradoras de serviço público que atenderam os contratos celebrados com os eletrointensivos, o que ocasionou tanto a frustração do ingresso de novas cotas como a redução do montante de cotas existentes no segundo semestre de 2015. Dessa forma, nesse período, as distribuidoras do Brasil tiveram uma menor disponibilidade de cotas para atendimento de sua demanda no montante de 484 MW médios. Embora a Medida Provisória nº 677/2015 tenha contribuído para a redução da cobertura contratual das distribuidoras no ano, verificou-se a situação de sobrecontratação que atingiu, de forma geral, as distribuidoras em 2015, situação oposta àquela vivenciada nos anos anteriores. A COSERN encerrou o ano de 2015 com uma sobrecontratação de 3,79%, o que representa 23,24MM médios de sobrecontratação. No entanto, em função de decisões liminares obtidas por alguns geradores o nível efetivo de sobrecontratação foi de 2,17%. **4.1.3. Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo:** A partir de agosto de 2015 diversos geradores obtiveram liminares que os isentavam de arcar com os custos decorrentes do baixo GSF. Na ocasião, a CCEE imputou os ônus da medida aos demais participantes do MRE, impactando os agentes que, embora também sofressem os efeitos do GSF, ainda não estavam protegidos pela decisão judicial. Essa medida atingiu também as concessionárias de distribuição uma vez que elas participam do MRE na condição de agentes cotistas das usinas com concessões renovadas nos termos da Lei nº 12.783/2013. Em função da grande quantidade de liminares obtidas na sequência, seja para inserir o gerador dos custos relativos ao baixo GSF ou para proteger o agente de arcar com os custos das inadimplências a serem rateadas com os demais participantes credores do Mercado de Curto Prazo – MCP, a ANEEL determinou a suspensão das liquidações financeiras até que fossem concluídos os trâmites para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica, cuja diretrizes foram estabelecidas por meio da Medida Provisória nº 688/2015 publicada em agosto, que posteriormente foi convertida na Lei nº 13.203/2015. O acordo prevê o repasse do risco hidrológico do gerador para o consumidor, da parcela da usina que esteja contratada no ACR, sob a contra partida do agente de geração pagar um prêmio de risco destinado a modicidade tarifária. Os geradores terão direito ainda de serem ressarcidos pelo resultado do deslocamento da geração, ou seja, pelos custos incorridos em decorrência dos efeitos do baixo GSF durante todo o ano de 2015, por meio da postergação de pagamento do prêmio. Porém, uma das condições para que o acordo seja assinado é a desistência das ações judiciais nas quais requerem a isenção ou mitigação do risco hidrológico relacionado ao MRE. Portanto, a partir de setembro de 2015 a liquidação financeira do MCP ficou paralisada uma vez que os valores arrecadados pelos agentes devedores foram insuficientes para atender as liminares. Em dezembro de 2015 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 684/2015 que estabeleceu os critérios para anuidência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico por agentes participantes do MRE. Na resolução foi definido o prazo até 15 de janeiro de 2016 para o gerador assinar o termo de repactuação. O ano de 2015 foi encerrado com as liquidações financeiras do MCP paralisadas em função dos desdobramentos judiciais, atrelados ao impacto financeiro decorrente dos riscos hidrológicos assumidos pelos agentes de geração participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE sempre que ocorre deslocamento da geração hidráulica que, em função de baixa hidradiação exige o despacho das usinas térmicas. Esse deslocamento da geração hidráulica é medido pelo indicador conhecido como *Generation Scaling Factor* – GSF. 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 Goulart. 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 Goulart não foi impactada por não pertencer ao MRE no ano de 2015. Após a manifestação do Grupo Neoenergia, a ANEEL emitiu os Termos de Repactuação por meio dos Despachos nº 035/2016, nº 036/2016 e nº 037/2016. **4.2. Tarifas: 4.2.1. Revisão Tarifária Extraordinária - RTE:** A ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária da COSERN através da Resolução Homologatória nº 1.858/15 com reajuste tarifário médio de 2,76% com vigência a partir de 02 de março de 2015. **4.2.2. Reajuste Tarifário Anual – IRT 2015:** A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.880 de 14 de abril de 2015, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de abril de 2015, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da COSERN, em 15,49%, dos quais 11,68% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 3,81% aos componentes financeiros pertinentes. Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 9,57%. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2015 com vigência até 21 de abril de 2016. **4.2.3. CDE-Encargos:** Através da Resolução Homologatória nº 1.857/2015, a ANEEL estabeleceu o encargo anual da CDE para o ano de 2015, o qual foi devidamente contemplado nas tarifas por meio do reajuste anual da COSERN. **4.3. Bandeiras Tarifárias: 4.3.1. Valores das Bandeiras Tarifárias:** A partir de janeiro de 2015, conforme estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 547/2013, as contas de energia passaram a ser faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este sistema tem como finalidade indicar para os consumidores se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, e visa cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, ESS e o risco hidrológico. Nos meses de janeiro e fevereiro os valores a serem acrescidos pelas bandeiras amarelas e vermelhas eram R\$15/MWh e R\$30/MWh. A partir de 2 de março de 2015 até 31 de agosto de 2015 foram atualizados para R\$25/MWh e R\$55/MWh, respectivamente, e a partir de 01 de setembro de 2015 foi mantido o valor de R\$25/MWh para a bandeira amarela e atualizado para R\$45/MWh o valor da bandeira vermelha. No entanto, durante todo o ano de 2015, perdurou o regime de bandeira vermelha. **4.3.2. Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias:** O Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015 determinou que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias fossem revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os agentes de distribuição passaram a assumir posição credora ou devedora junto a referida conta centralizadora a depender da diferença entre os valores realizados incorridos e a cobertura tarifária vigente. Mensalmente são apurados: o valor adicional faturado das bandeiras tarifárias, o valor da exposição incorrida pelas distribuidoras nos itens previstos no Decreto nº 8.401/15 e, além disso, é fixado o valor líquido a ser repassado pela distribuidora à CONTA-CRBT ou a ser recebido pela mesma. Ao longo de 2015 a COSERN passou a receber antecipadamente Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$ 205,04 milhões recebidos através do faturamento das contas de energia parcialmente compensados pelo pagamento à CCRBT no montante de R\$ 27,68 milhões. **4.4. Ressarcimento CONTA-ACR (Decreto nº 8.221/14):** Em 1º de abril de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.221/14 garantindo às distribuidoras o direito de reembolso dos custos extraordinários provenientes de energia termoelétrica adquirida através de contratos por disponibilidade, além daquela adquirida no mercado de curto prazo para o período de fevereiro até dezembro de 2014. O decreto definiu que caberia à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE contratar as operações de crédito destinadas à cobertura prevista no parágrafo anterior e gerir a CONTA-ACR, assegurando o repasse dos custos incorridos nas operações à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. Ainda o mesmo decreto determinou que a ANEEL deveria homologar, mensalmente, os valores a serem pagos pela CONTA-ACR a cada Concessionária de Distribuição, mediante a utilização dos recursos de que trata o Decreto nº 8.221/14, considerando a cobertura tarifária vigente. No entanto, conforme Despachos nº 048/15 e 182/15, a ANEEL deferiu as liquidações de novembro e dezembro de 2014, em função da insuficiência de recursos disponíveis na CONTA-ACR e da necessidade de busca de solução através de novo empréstimo por meio da CCEE. Dessa forma, no encerramento contábil do exercício de 2014, ficaram pendentes e incertos os repasses de recursos às distribuidoras dos custos incorridos acima da cobertura tarifária com as exposições involuntárias e geração térmica dos meses de novembro e dezembro de 2014, portanto, permanecendo registrados tais valores como ativos financeiros setoriais (CVA). Em março de 2015, após a realização de novo empréstimo pela CCEE, por meio do Despacho nº 773/15, a ANEEL homologou repasses da CONTA-ACR relativos a novembro e dezembro de 2014 no montante total de R\$ 39,97 milhões. A CCEE liquidou esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas são estabelecidas mensalmente pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. Adicionalmente, a Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato. **4.5. Ouvidoria:** A Ouvidoria é mais um canal de relacionamento da Distribuidora criado, especialmente, para prestar informações, registrar e dar tratamento às sugestões, aos elogios, às denúncias e às reclamações de clientes, que não foram solucionadas pelos canais de atendimento. Através dessas manifestações, a Ouvidoria atua junto às áreas para orientar quanto ao fiel cumprimento da regulamentação do setor elétrico, visando eliminar os riscos regulatórios. O principal desafio da Ouvidoria é resgatar a satisfação do cliente. Em 2015, a Ouvidoria da COSERN recebeu 23.298 manifestações, das quais 7,8% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela distribuidora. Os processos mais reclamados foram: consumo, extensão de rede e ligação com 25%, 31% e 13% do total de reclamações precedentes, respectivamente. A ANEEL, após realização de estudos, concluiu que em média, apenas 7% das reclamações registradas naquela Agência Reguladora seguem o fluxo adequado, não permitindo, nos demais casos, que as distribuidoras do grupo Neoenergia tratassem a insatisfação do consumidor antes do conhecimento da ANEEL. Para corrigir esse fluxo, desde janeiro de 2015, foi implantado um novo procedimento no tratamento das reclamações encaminhadas pelos consumidores para aquela Agência Reguladora, que foi denominado “Caminho do Entendimento”. Esse procedimento visa direcionar o consumidor para o canal adequado de atendimento, ou seja, mesmo o consumidor registrando uma reclamação junto a Agência Reguladora é dado oportunidade à distribuidora de buscar atender a expectativa do cliente no momento em que esta reclamação passa a ser tratada pelo fluxo correto. Caso o cliente não fique satisfeito poderá recorrer a Ouvidoria da distribuidora ou a ANEEL, respectivamente, desde que siga este fluxo. A implan-

tação desse processo foi um grande desafio para a Ouvidoria no ano de 2015. A oportunidade de solucionar as reclamações dos consumidores, possibilitando a geração de credibilidade da imagem da empresa junto aos clientes e consequentemente à melhoria dos processos internos com base nas reclamações recebidas, representa um ganho para a distribuidora, o que ocasiona o fortalecimento da qualidade dos serviços oferecidos.

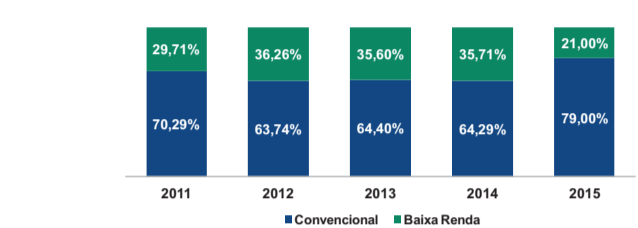
5. DESEMPENHO DO NEGÓCIO

5.1. Número de Consumidores Ativos: Em 2015 a COSERN registrou 1.348.510 consumidores ativos, o que representou um acréscimo de 44.894 novos clientes, equivalente a um crescimento de 3,44%, em relação a 2014. Este resultado está dentro da média dos últimos anos, acompanhando a evolução do número de domicílios.

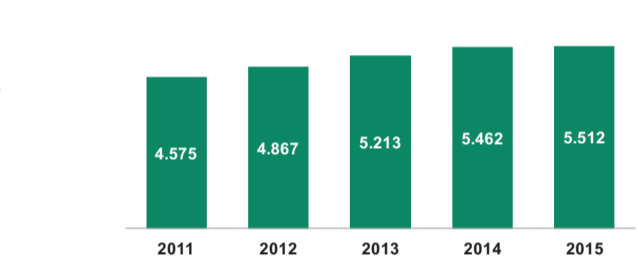


5.1.1. Número de Consumidores Baixa Renda: Considerando os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 414/2010, que define o conceito de consumidores de baixa renda, estes correspondem a 21,00% do total de consumidores residenciais da COSERN enquanto que os consumidores residenciais convencionais representam 79,00%. A Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 instituiu as regras incidentes sobre a tarifa aplicável à classe Residencial Baixa Renda das distribuidoras de energia elétrica. Até dezembro de 2015, a Companhia tinha 244.310 clientes cadastrados com a tarifa subsidiada.

Descrição	2011	2012	2013	2014	2015
Convencional	702.633	661.797	692.935	721.709	919.294
Baixa Renda	296.934	376.476	383.115	400.859	244.310
Total	999.567	1.038.273	1.076.050	1.122.568	1.163.604



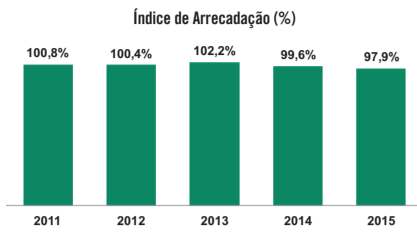
5.2. Energia Distribuída: O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 5.512 GWh, representando um crescimento de 0,92% em relação ao ano de 2014. Sendo 85% referente ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.



5.3. Comportamento do Mercado: O Mercado cativo da COSERN foi de 4.668,1 GWh, 1,1% maior do que o verificado no ano de 2014. Esse resultado foi considerando baixo, principalmente em função da crise econômica, que afetou fortemente a indústria e comércio, além da continuação do estado de seca, influenciando seriamente o consumo rural e do serviço público de abastecimento de água. Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado no ano: • A classe Residencial registrou um crescimento de 3,2% em 2014, quando comparado ao ano anterior. Esta variação ficou abaixo da trajetória dos últimos anos e é explicada pelo agravamento da crise econômica, alto endividamento das famílias, além da elevação das tarifas de energia. • O mercado cativo Industrial apresentou uma redução de 6,6% em relação ao ano anterior, devido à migração de clientes para outras classes e diminuição da produção em diversos segmentos industriais. No entanto, ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livres), verifica-se uma queda de 2,5% no ano de 2015, que foi amenizada pelo comportamento dos clientes livres. • A classe Comercial obteve um crescimento de 2,3% em relação a 2014. O mercado distribuído da classe apresentou um resultado um pouco inferior, de 2,1%, em relação ao ano anterior. • A classe Rural, cuja participação no mercado cativo é de 9,0%, apresentou uma queda de 0,8% ao longo do ano de 2015 quando comparado com o ano anterior. Esta queda é justificada pelo agravamento da seca no interior do estado, a qual reduziu severamente o nível dos reservatórios d'água, impossibilitando sua utilização para bombeamento e irrigação das lavouras. • As outras classes, que representam 15,4% do mercado cativo, apresentaram um crescimento de 0,35% em 2015 em relação ao mesmo período de 2014. O quadro a seguir demonstra a composição da Receita com Fornecimento de Energia e do Volume da Energia Vendida pela COSERN por classe.

Classe	2013		2014		2015		Variação 2014/2015		Participação 2015	
	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita	Volume	Receita	Volume
Residencial	659	1.805</								

O Índice de Perdas apresentou redução em relação ao ano anterior, passando de 10,22% para 10,10%, representando um decréscimo de 0,12 pontos percentuais. A redução deve-se à continuidade da execução das ações previstas no Plano de Redução de Perdas. Para a realização desse plano, foram aplicados cerca de R\$ 13,59 milhões em ações de combate às perdas, sendo as principais citadas abaixo: • Realização de 57 mil inspeções, sendo detectadas 14 mil irregularidades, tendo sido recuperados 13 GWh, o que corresponde a R\$ 5,5 milhões; • Substituição de aproximadamente 28 mil medidores obsoletos e defeituosos; • Instalação de 233 remotas de telemetria, totalizando todo o Grupo A da distribuidora; e • Operação de levantamento, atualização de cadastro e fiscalização de iluminação pública em mais de 54 municípios, recuperando e agregando mais de 9 GWh no ano. **5.7. Arrecadação:** O desempenho da arrecadação é medido pelo Índice de Arrecadação – IAR, definido pelo quociente do valor total arrecadado com energia elétrica e títulos, inclusive de exercícios anteriores, em relação aos valores faturados por fornecimento de energia no exercício.



Em 2015, a arrecadação da COSERN atingiu 97,92%. Esse resultado é justificado por alguns fatores que contribuíram negativamente para o desempenho do indicador: • Aumento do faturamento em função de reajuste tarifário ordinário médio em 9,57% e extraordinário médio em 2,76% em 2015, potencializando o efeito da defasagem entre o faturamento e arrecadação, desfavorecendo o IAR. Merecido destaque também o início da cobrança de bandeiras que também contribuiu para o aumento no faturamento. • Cenário macroeconômico desfavorável, onde registrou-se uma retração no PIB e aumento em indicadores como Taxa básica de Juros, Desemprego e Cesta básica, constituindo um cenário adverso para recuperação de crédito. • Perda do benefício de 265 mil clientes cadastrados como baixa renda, que passaram a ser faturados em 2015 como residencial. Considerando que o percentual médio reconhecido pela ANEEL de receitas irreperáveis na revisão tarifária de 2013 é de 0,87%, válido até 2018, a expectativa é que a apuração do indicador para 2015 obtenha um desempenho melhor do que o previsto, gerando valor aos acionistas. O ano de 2015 foi marcado pela continuidade de ações voltadas à melhoria da eficiência e redução dos custos operacionais. Nesse sentido, revisamos os parâmetros para adoção de ações administrativas, tais como URA (Unidade de Resposta Áudio) e SMS (Mensagens de Texto para Celular), que possuem menor custo operacional e que são utilizadas na cobrança de dívidas com menor risco de recebimento por serem dívidas novas. Além disso, diversificamos o universo de dívidas enviadas à assessoria de cobrança. Nesse contexto, as ações de recuperação de créditos que mais se destacaram foram: • Manutenção das inclusões no cadastro de órgãos de proteção ao crédito com volume acima dos 1,04 milhão de clientes inadimplentes, inclusive para clientes do Grupo A; • Realização de 188 mil suspensões de fornecimento de energia elétrica; • Alteração nos critérios de envio de mensagem de cobrança, via URA e SMS, com realização de 741 mil de acionamentos no ano; • Diversificação da carteira de clientes para assessoria de cobrança, tendo sido incluídas dívidas de unidades consumidoras cortadas e ligadas, resultando em 66 mil inclusões; • Revisão de régua de cobrança específica para os clientes do grupo B de alto consumo e difícil recebimento, antecipando o pagamento em 27 dias, o denominado Grupo BE, atualmente com pouco mais de 1,3 mil clientes. Merecido destaque também as novas ações que foram iniciadas ao longo do ano cujo objetivo é contribuir com a celeridade do recebimento dos pagamentos junto aos clientes. Foi implantado um novo modelo de SMS, com novo texto e com foco em antecipar o recebimento dos clientes já elegíveis ao corte (suspensão do fornecimento). Outra ação implementada este ano foi o "Corte Gavião" (corte simplificado realizado no disjuntor), que trouxe como ganho o aumento da produtividade das equipes e a redução dos custos com as suspensões de fornecimento. **5.8. Indicadores de Qualidade:** A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses.



No ano de 2015, o sistema de distribuição registrou para o indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) valor igual a 14,72 horas e para o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) valor igual a 7,52 interrupções. Valores respectivamente 1,2% menor e 30% menor que as metas de DEC e FEC global definidas pela ANEEL (DEC 14,91 e FEC 10,78). Os valores dos indicadores de continuidade DEC e FEC, desconsiderada a contribuição das interrupções originadas pela supridora, foram iguais a 14,14 horas e 6,67 interrupções, respectivamente. A COSERN atingiu o patamar de 99,85% no cumprimento do plano de manutenção da transmissão (linhas e subestações) e no plano de manutenção da distribuição atingiu um índice de 99,12%. Destaca-se o cumprimento de ações tais como: energização de 6 novos alimentadores 13,8 kV na rede de distribuição (SE Macaíba: 2, SE Lagoa Nova: 2, SE Ribeira: 1), instalar 145 equipamentos telecomandados na rede de 13,8kV, substituir 371.160m de cabo nu por multiplexado na rede de BT, manutenção de 1.126 circuitos secundários, podação de 131.275 árvores e substituição de 6.460 isoladores de suspensão e substituição de 13.092 isoladores de pino. **5.9. Atendimento aos Clientes:** Procurando estar sempre ao lado de seus clientes, a COSERN mantém uma estrutura de atendimento que facilita o acesso aos serviços disponibilizados pela empresa, tais como: • **Agências** – A rede de atendimento de Agências conta com 26 Agências, sendo 3 na Capital e 23 no Interior do Estado. Pensando cada vez mais na facilidade e praticidade para o cliente, a Cosern disponibiliza o atendimento agendado, dispondo dos serviços: Alteração de titularidade; Abertura de projetos; Correção de endereçamento; Informações sobre contratos; Licença Nova; Alterações cadastrais. • **Cosern Serviços** – A COSERN está presente em toda sua área de concessão (167 municípios). Nos municípios onde não há Agências de Atendimento Presencial, existe o atendimento através da rede credenciada Cosern Serviços que finalizou o ano com 143 credenciados que realizam atendimento comercial. No credenciado Cosern Serviços que presta atendimento comercial é possível o cliente solicitar todos os serviços que ele encontra em uma agência, contamos também com controle do tempo de espera realizado através da emissão de senha via POS. A Companhia também disponibiliza outros canais de atendimento como: Teleadatendimento, Site, Serviço gratuito de SMS e Atendimento aos Clientes Corporativos. Esta rede confirma o esforço da COSERN em atender seus clientes de forma clara e eficiente. Desde 2000, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divulga o Índice Anual de Satisfação do Consumidor (IASC), com o objetivo de avaliar, a partir da percepção dos usuários, o grau de satisfação com as distribuidoras de energia elétrica. O índice é composto de cinco variáveis: qualidade percebida, valor, satisfação, confiança e fidelidade. Cada variável é avaliada (de 0 a 100 pontos) por meio de entrevistas com clientes nas áreas de concessão das 101 distribuidoras do país, com amostras de acordo com o porte de cada uma. Em 2015, o IASC da Cosern foi de 59,36%. Outro importante indicador de qualidade dos serviços das distribuidoras é o Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP), divulgado anualmente pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADERE), também com base em entrevistas com consumidores. Em 2015, o ISQP da Cosern foi de 84,4% – o mais alto desde o início da pesquisa, em 1999. **5.10. Programa Luz para Todos:** O Programa Luz para Todos – PLPT foi instituído pelo Governo Federal com o objetivo de propiciar o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural e residencial baixa renda brasileira sem acesso a esse serviço público. Com a publicação do Decreto nº 8.387, de 30 de janeiro de 2014, foi novamente prorrogada a vigência do Programa Luz para Todos para 2018. Em decorrência do crescimento vegetativo e da migração para área rural, a COSERN assinou, em 09 de outubro de 2013, um novo contrato com previsão de ligar 4.845 mil novos consumidores e com um investimento total de R\$ 44 milhões. Ao final de 2015, com o término do 6º contrato, a meta de ligação foi atingida, e o montante investido foi de R\$ 38 milhões. Assim, o Programa Luz para Todos no RN atendeu, desde 2004, um total 57.654 novos clientes, com um investimento total de R\$ 225 milhões.

Programa Luz para Todos			
	2015	2014	Variação (%)
Ligações executadas até 2009			52.525
Ligações executadas em 2010			284
Ligações executadas em 2011			0
Ligações executadas em 2012			0
Ligações executadas em 2013			232
Ligações executadas em 2014			3.562
Ligações executadas em 2015			1.051
Total de Ligações Executadas			57.654

Dados econômicos-financeiros (R\$ mil)			
	2015	2014	Variação (%)
Receita Operacional Bruta	2.706.865	2.222.612	21,79%
Receita Operacional Líquida	1.805.987	1.613.005	11,96%
EBITDA	347.925	333.087	4,54%
Resultado do Serviço - EBIT	278.383	265.018	5,04%
Resultado Financeiro	(29.160)	(35.262)	-17,30%
Lucro Líquido	207.370	198.362	4,54%
Informações Patrimoniais (R\$ mil)			
	dez/15	dez/14	Variação (%)
Ativo Total	2.204.907	1.899.677	16,07%
Dívida Bruta	895.432	661.288	35,41%
Dívida Líquida¹	640.387	620.889	3,14%
Patrimônio Líquido	853.968	821.777	3,92%
Indicadores Financeiros de Margem (%)			
	2015	2014	Variação
Margem EBITDA	19,27%	20,65%	-1,39 p.p.
Margem EBIT	15,41%	16,43%	-1,02 p.p.
Margem Líquida	11,48%	12,30%	-0,82 p.p.
Indicadores Financeiros de Dívida			
	dez/15	dez/14	Variação
Dívida Líquida/EBITDA²	1,84	1,86	(0,02)
Índice de Endividamento³	42,85%	43,04%	-0,18 p.p.

¹ Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários.
² EBITDA 12 meses
³ Índice de Endividamento Líquido = Dívida líquida/Dívida líquida + PL
p.p. - Pontos Percentuais

Os comentários da Administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras e notas explicativas. **6.1. LAJIDA (EBITDA):** Atendendo à 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			
	2015	2014	Variação (R\$)
Lucro Líquido	207.370	198.362	9.008
Imposto de Renda e CSLL - Corrente e diferido	41.853	31.394	10.459
Amortização	69.542	68.069	1.473
Receitas Financeiras	(430.160)	(156.945)	(273.215)
Despesas Financeiras	349.320	192.207	267.113
LAJIDA (EBITDA)	347.925	333.087	14.838

A seguir destacamos as componentes que impactaram no aumento do EBITDA do ano de 2015:

Componente	Impacto (R\$ mil)
Receita Bruta	484
Deduções da Receita	(291)
Custos e Despesas	(180)
Amortização LAJIDA (EBITDA)	348
Total	14.838

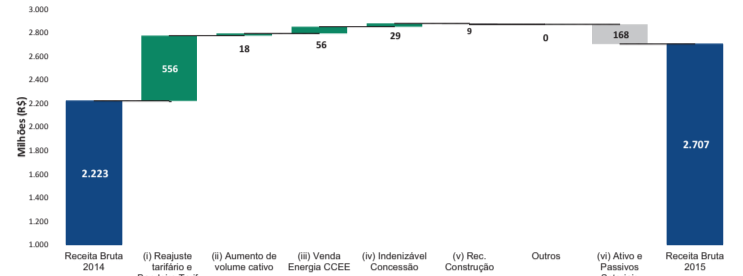
(i) A Receita Bruta da Companhia cresceu 21,79% no ano de 2015, em comparação ao ano de 2014, saindo de R\$ 2.223 milhões em 2014, para R\$ 2.707 milhões em 2015, gerando um impacto positivo no "EBITDA" da Companhia de R\$ 484 milhões. No item 6.2.1 deste relatório será apresentado maiores detalhes das justificativas dessa variação. (ii) Deduções da Receita Bruta aumentaram 47,78%, quando comparado o ano de 2015 com o ano de 2014. Isso representa uma variação de R\$ 291 milhões. Essa variação decorreu, principalmente, pelos impactos dos repasses de recursos realizados por meio das cotas devedoras da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e, dos Encargos do Consumidor - CCRBT referentes aos repasses das Bandeiras Tarifárias. Do mais os demais tributos e encargos variaram proporcionalmente em função do aumento da Receita Bruta. Para maiores detalhes consultar o item 6.2.2. (iii) Os custos e despesas da Companhia tiveram um aumento de 13,32%, impactando o EBITDA da companhia negativamente em R\$ 179 milhões no ano de 2015 em comparação ao ano de 2014. Eles atingiram o montante de R\$ 1.527 milhões em 2015, contra R\$ 1.347 milhões em 2014. No item 6.2.3 deste relatório será abordado com mais detalhes os principais impactos que ocasionaram essa variação. (iv) Aumento natural das amortizações dos ativos de concessão em função da entrada em operação dos novos ativos. Esses são decorrentes de investimentos realizados no período. As amortizações variaram 2,16%, saindo de R\$ 68,0 milhões em 2014 para 69,5 milhões em 2015.

6.2. Resultado do Ano:				
Demonstração de Resultado - R\$ mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
Receita bruta	2.706.865	2.222.612	484.253	21,79%
Dedução da receita bruta	(900.878)	(609.607)	(291.271)	47,78%
Receita líquida	1.805.987	1.613.005	192.982	11,96%
Custos de bens e/ou serviços vendidos	(1.362.378)	(1.193.483)	(168.895)	14,15%
Resultado bruto	443.609	419.522	24.087	5,74%
Despesas com vendas gerais e administrativas	(165.226)	(154.504)	(10.722)	6,94%
Resultado do serviço	278.383	265.018	13.365	5,04%
(-) Amortização	69.542	68.069	1.473	2,16%
EBITDA	347.925	333.087	14.838	4,45%
Resultado Financeiro	(29.160)	(35.262)	6.102	-17,30%
Lucro antes dos impostos	249.223	229.756	19.467	8,47%
IRPJ e CSLL	(41.853)	(31.394)	(10.459)	33,32%
Lucro (Prejuízo) líquido	207.370	198.362	9.008	4,54%

6.2.1. Receita Bruta: A Celpe apresentou no ano de 2015 uma Receita Bruta de R\$ 2.706.865 mil, um aumento de R\$ 484.253 mil, quando comparado ao ano de 2014 que foi de R\$ 2.222.612 mil.

6.2.1. Receita Bruta - Composição				
Receitas Operacionais - R\$ mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
Fornecimento e Distribuição de energia elétrica	2.313.668	1.741.241	572.427	32,87%
Subvenção à tarifa social baixa renda	142.457	149.590	(7.133)	-4,77%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	65.366	8.996	56.370	626,61%
Valores a Receber da Parcela A e Outros Itens Financeiros	(70.162)	97.352	(167.514)	-172,07%
Receita de construção da infraestrutura da concessão	172.198	180.773	(8.575)	-4,74%
Valor justo ativo indenizável da concessão	39.305	10.600	28.705	270,80%
Multa Inadimplência	20.057	14.755	5.302	35,93%
Outras receitas	23.976	19.305	4.671	24,20%
Total	2.706.865	2.222.612	484.253	21,79%

A seguir destacamos as componentes que impactaram no aumento da Receita no ano de 2015 em comparação ao ano de 2014:

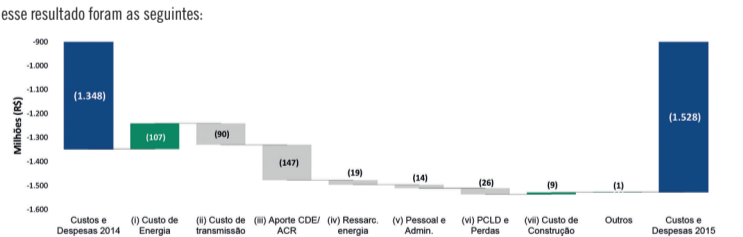


(i) Aumento na tarifa de venda, em decorrência do reajuste tarifário anual ocorrido a partir de abril/15 de 15,49%. Adicionalmente, houve o reajuste tarifário extraordinário com vigência a partir de 02 de março de 2015 com efeito médio de 2,76%. Também está contemplado nessa variação o impacto decorrente das Bandeiras Tarifárias que a partir de janeiro de 2015 começaram a incidir sobre o volume consumido. (ii) O crescimento médio observado do mercado cativo de 1,10% também contribuiu para o aumento da receita. Foram vendidos em 2015 o volume de 4.668 GWh, com um volume de 4.617 GWh em 2014. O impacto desse aumento do consumo no resultado foi de R\$ 18.438 mil em 2015, na comparação com o ano de 2014. (iii) Aumento da receita no mercado de curto prazo - CCEE foi motivado pelas liquidações favoráveis nesse mercado. As liquidações foram motivadas pela sobra de energia oriunda das entradas em vigência de novos contratos de energia em 2015. O resultado atingiu o montante de R\$ 56.370 mil no ano de 2015, contra o montante de R\$ 8.996 mil do ano de 2014, gerando um impacto de R\$ 65.366 mil. (iv) Aumento de R\$ 28.705 mil observada na receita de valor justo de ativo indenizável de concessão da Companhia, comparando-se os anos de 2015 e 2014, quando foram de R\$ 39.305 mil e 10.600 mil, respectivamente. Essa variação foi ocasionada por uma combinação de fatores. O baixo índice de correção aplicado no ano de 2014, o IGP-M, que acumulou uma variação de 3,68%. Em 2015, a Resolução Normativa ANEEL nº 686/2015, de 23 de novembro de 2015, aprovou a revisão dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET) da Base de Remuneração Regulatória (BRR), alterando o índice de atualização para IPCA (antes IGP-M). Decorrente disso, a empresa implementou os ajustes da alteração do índice nos cálculos de correção de sua indexação desde a última revisão, reconhecendo os efeitos em 2015. O IPCA acumulado em 2015 foi de 10,67%, bem superior ao índice aplicado em 2014. Os índices são utilizados para fins de atualização da base de remuneração que é um dos parâmetros para definição das estimativas de indexação. Para mais detalhes consultar Nota Explicativa número 12 das Demonstrações Financeiras. Adicionalmente, vale ressaltar que conforme Nota Explicativa número 4, em atendimento ao parágrafo 23 do ODCP 05 – Contrato de Concessão e por entender que o retorno por indexação ao final do período de concessão faz parte do seu negócio de forma consistente com seu modelo de gestão, a Companhia concluiu que a parcela de remuneração do ativo financeiro indenizável da concessão originalmente apresentado na rubrica de receita financeira no resultado financeiro, deve ser classificada no grupo de receitas operacionais junto com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. (v) queda de R\$ 8.575 mil na receita de construção. Essa receita é constituída por investimentos em infraestrutura líquida de recursos de obrigações especiais. Essa redução foi ocasionada pela redução dos gastos com investimento líquido observado na Companhia no ano de 2015, quando comparado ao ano anterior. (vi) Efeito negativo do reconhecimento de valores recebidos antecipadamente por meio das Bandeiras Tarifárias para contrapor os montantes referentes à Parcela A e Outros Itens Financeiros com impacto direto nos Ativos e Passivos Setoriais da Companhia. No acumulado do ano de 2015, as amortizações dos ativos junto com as bandeiras tarifárias foram superiores aos montantes constituídos de novos ativos líquidos, assim, ocasionando o reconhecimento de um redutor da receita no valor de R\$ 70.162 mil. Uma vez que no ano de 2014 houve o reconhecimento de um adicional de receita dessa natureza no montante de R\$ 97.352 mil, o impacto negativo no resultado decorrente da comparação entre os anos de 2015 e 2014 foi de R\$ 167.517 mil.

6.2.2. Deduções da Receita:				
Resultado Financeiro Líquido - R\$ mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
ICMS	(491.362)	(378.509)	(112.853)	29,82%
PIS	(36.412)	(36.856)	444	-1,20%
COFINS	(162.072)	(171.510)	9.438	-5,50%
ISS	(957)	(780)	(177)	22,69%
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(157.076)	(4.858)	(152.218)	3133,35%
Encargos do Consumidor - CCRBT	(27.682)	-	(27.682)	-
Programa de Eficientização Energética - PEE	(6.931)	(5.987)	(944)	15,77%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(2.772)	(2.395)	(377)	15,74%
FNDCT	(2.772)	(2.395)	(377)	15,74%
Encargos do Consumidor - PROINFA	(11.005)	(5.115)	5.890	115,15%
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(1.387)	(1.197)	(190)	15,87%
Total	(900.878)	(609.607)	(291.271)	47,78%

6.2.3. Custos e Despesas:				
Custos, Despesas Operacionais - R\$ mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
Não Gerenciais				
Energia comparada para revenda	(911.455)	(850.790)	(60.665)	7,13%
Encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição	(111.068)	(21.563)	(89.505)	415,09%
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica - TFSE	(2.023)	(2.145)	123	-5,73%
Subtotal Não Gerenciais	(1.024.546)	(874.499)	(150.047)	17,16%
Gerenciais				
Serviços de terceiros	(106.908)	(102.927)	(3.981)	3,87%
Pessoal e Administradores	(95.558)	(81.403)	(14.155)	17,39%
Depreciação e amortização	(69.542)	(68.069)	(1.473)	2,16%
Provisões líquidas - PCLD e Perdas com Contas a Receber	(25.997)	457	(26.454)	-5788,62%
Entidade de previdência privada	417	(2.986)	3.403	-113,97%
Multas regulatórias	(4.077)	(2.310)	(1.767)	76,49%
Provisões líquidas - contingências	9.123	(1.669)	10.792	-646,61%
Material	(4.582)	(3.981)	(601)	15,10%
Outros custos e despesas	(33.736)	(29.827)	(3.909)	13,11%
Subtotal Não Gerenciais	(330.860)	(292.715)	(38.145)	13,03%
Custos de construção	(172.198)	(180.773)	8.575	-4,74%
Total	(1.527.604)	(1.347.917)	(179.687)	13,32%

Os custos e despesas operacionais no ano de 2015 alcançaram R\$ 1.527.604 mil, um aumento de 13,32% em relação ao ano de 2014, de R\$ 1.347.917 mil. Grande parcela dessa variação veio da contribuição dos gastos não gerenciais que variaram 17,16%, atingindo o valor de R\$ 1.024.546 mil em 2015, contra um montante de R\$ 874.499 mil, isso contribuiu com de 83,54% de toda a variação dos custos e despesas. Os custos e despesas gerenciais atingiram o montante de R\$ 330.860 mil em 2015, uma elevação de 13,03% em relação ao ano de 2014, quando foi de R\$ 292.715 mil. As principais variações que ocasionaram esse resultado foram as seguintes:



vigor, e integrantes do Programa Bolsa Família do Governo Federal e/ou cadastrados no Cadastro Único do Ministério do Desenvolvimento Social em municípios do Rio Grande do Norte. Em 2015, foram doadas 2.269 geladeiras e 30.398 lâmpadas fluorescentes compactas, ambos com selo Procel de Economia de Energia, e 2.531 lâmpadas LEDs. • Troca Econômica: o projeto estimula a mudança de postura do consumidor com a criação de hábitos eficientes e práticas racionais no uso e combate ao desperdício de energia elétrica de clientes residenciais e baixa renda por meio da compra incentivada de aparelhos eletrodomésticos eficientes, compartilhando custos com o consumidor final e ampliando o escopo de atuação do Programa de Eficiência Energética (PEE). O projeto concede bônus na aquisição de eletrodomésticos (geladeiras, freezers, lavadoras de roupas ar condicionado) variando entre R\$ 285,00 e R\$ 585,00. O cliente também recebe lâmpadas de LED subsidiadas pelo projeto. Em 2015, foram concedidos 1.154 bônus para clientes residenciais e 3.580 lâmpadas LEDs. Para os clientes baixa renda foram concedidos 252 bônus e 770 lâmpadas LEDs. • Educação com Energia: o projeto capacita educadores dos ensinos Fundamental e Médio, de escolas públicas estaduais e privadas, para que sejam multiplicadores dos conceitos do uso eficiente e seguro de energia elétrica. O projeto foi originado de contrato firmado entre Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobras e Fundação Roberto Marinho e utiliza a metodologia “Energia que Transforma”. Além disso, nas atividades do Centro de Visitação “Aulas de Energia” localizado em Maracajá, a Cosern deu continuidade à difusão dos conceitos básicos do combate ao desperdício de energia elétrica junto às instituições de ensino, expondo ainda a tecnologia para a geração solar fotovoltaica e mostrando como funciona uma usina geradora de energia eólica. O projeto capacitou 212 professores de escolas da região metropolitana do Natal e interior do Estado.

Além dessa formação, uma equipe com agentes educativos visitou escolas para transmitir conceitos de conservação de energia, eficiência energética, meio ambiente e prevenção de riscos elétricos. Em 2015, o Centro de Visitação da Usina Eólica recebeu 6.981 visitantes. **Inovação, Pesquisa e Desenvolvimento:** Em 2015, os investimentos em projetos do Programa de P&D da Cosern totalizaram cerca de R\$ 1,3 milhão. Os recursos foram destinados ao pagamento das instituições de pesquisa, consultorias, materiais, equipamentos e dedicação da equipe da Cosern no desenvolvimento dos projetos. Destacam-se os seguintes resultados obtidos: • Foram encerrados os projetos “Resina Hidrorepelente para Cobertura de Estruturas de Concreto, usando Resíduos Plásticos Recicláveis”, “Metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Distribuidoras de Energia Elétrica: Análises Críticas e

Novas Proposições” e “SIASE – Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico”, tendo sido a Cosern proponente do primeiro. O projeto visava ao desenvolvimento de uma resina para cobrir estruturas de concreto, tais como postes, o que permitiria uma elevação da vida útil do componente em até 30%. Com esse dado, verificou-se a possibilidade de uma economia de até 16,9% ao ano com a reposição de novas estruturas. • Além da finalização desses projetos de P&D, foi dada sequência a mais cinco outros: “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, “Cabeça de Série do Aférior de Medidores de Energia Elétrica sem Interrupção no Fornecimento”, “Estudos Preditivos de Vida Útil de Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica por Inferência Estatística de Parâmetros de Desempenho em Ensaios de Vida Acelerados” e “Pesquisa para Identificação e Aplicação das Melhores Práticas em Sistemas de Proteção de Rede de Distribuição em Baixa Tensão” e “Metodologia para Proposição de Política Pública e Regulação em Enterramento de Redes Elétricas nas Cidades de Recife, Salvador e Natal”. **Meio ambiente:** Em linha com a Política Integrada de Gestão e a Política de Sustentabilidade do Grupo Neoennergia, a Cosern realiza diversos programas e ações, objetivando a preservação do meio ambiente e a minimização dos impactos, dentre os quais destacamos: **Sistema de Gestão Ambiental (SGA)** – Em 2015, a Cosern destinou recursos da ordem de R\$ 29,5 milhões para o gerenciamento dos impactos ambientais, compreendendo construção de redes protegidas, licenciamento ambiental, treinamento, educação ambiental, manejo da vegetação e tratamento de resíduos perigosos. **Instalação de Redes Protegidas** – O padrão de redes de média e baixa tensão adotado pela empresa tem-se mostrado eficiente, baseado nos excelentes resultados dos anos anteriores. A Cosern investiu R\$ 27,3 milhões na ampliação e reforma de seu sistema de distribuição de energia elétrica com a utilização de cabos elétricos protegidos (Rede Compacta/Linha Verde), como forma de mitigar os riscos de acidentes por contato com árvores, melhora o desempenho do sistema elétrico e contribuir para a redução da necessidade de poda da arborização. **Treinamento de Poda de Árvores** – Foram desenvolvidos treinamentos de poda de árvores nos Postos de Atendimento de Natal, Goiânia, Mossoró e Currais Novos, voltados para a melhoria dos serviços de manutenção de redes urbanas e rurais, demonstrando técnicas de corte, uso e ferramentas adequadas, questões de segurança dos equipamentos e dos colaboradores, planejamento da arborização, incentivo ao plantio de espécies adequadas e legislação ambiental. **Educação Ambiental** – Anualmente, a Cosern tem realizado diversas ações para formação e sensibilização de seus colaboradores sobre a importância da preservação do meio ambiente. Os prestadores de serviço e fornecedores também são orientados por meio da inserção das diretrizes ambientais em treinamentos, palestras, campanhas e eventos. **Prêmios e reconhecimentos:** **Prêmio ABRADEE 2015 - Categoria Gestão Econômico-Financeira:** Concedido pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) em julho de 2015, o prêmio avalia, entre outros critérios, a rentabilidade operacional, a eficiência nos investimentos e a capacidade de pagamento de dívidas das empresas. **Prêmio Eletricidade Moderna 2015** - conquistou pelo terceiro ano consecutivo o Prêmio Eletricidade na categoria Melhor Desempenho em Engenharia, dentre as concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil, que disputaram a premiação do Grupo Empresa Estadual. **Certificado de Agradecimento do Green It.** Este certificado refere-se à reciclagem dos cabos da obra de Reestruturação da Sede, a qual totalizou 1.500 kg. Também está sendo encaminhado pela Furukawa à Cosern, em troca pelo material reciclado, 240 Patch Cord UTP Cat. 6, que irão ser utilizados na obra de Reestruturação do PA Mossoró. **Certificado Destaque na Dimensão Sustentabilidade** na pesquisa 100 Empresas em IDHO Indicador de Desenvolvimento Humano e Organizacional 2015 – Grupo Gestões RH/Revistas Exame e Época. **Certificado 100 Empresas em IDHO.** Indicador de Desenvolvimento Humano e Organizacional 2015 – Grupo Gestões RH/Revistas Exame e Época. **Great Place To Work -Brasil - Melhores empresas para Trabalhar 2015** - A Cosern foi eleita uma das 30 melhores empresas para se trabalhar no Brasil, entre as melhores multinacionais de médio-porte do País, em pesquisa do Great Place to Work. O resultado é um reflexo é um reflexo do clima na empresa e das boas práticas de gestão desen-

volvidas pelo Grupo Neoennergia. **Guia Você S/A - Melhores empresas para Você 8 Trabalhar 2015** - A edição 2015 do prêmio elegeu as “150 melhores empresas para se trabalhar”. A Cosern foi classificada como uma das melhores empresas do país e se destacou na categoria Empresa Revelação de 2015. **As 100 Melhores Empresas em Cidadania Corporativa 2015** - Certificação outorgada após pesquisa nacional realizada pela Gestão RH Editora, entre as “1.000 Maiores e Melhores Empresas do Brasil” (Exame) e “Melhores Empresas para Trabalhar” (Você S/A/IFIA - EPOCAIGPTW). **Selo Amigo do Parque** - Concedido pela Prefeitura Municipal do Natal em reconhecimento às contribuições realizadas pela empresa voltadas para a proteção e para o cumprimento dos objetivos do Parque Municipal da Cidade Dom Nivaldo Monte. **Selo Empresa Amiga da Criança** – Reconhecimento concedido pela Fundação Abrinq pelas ações sociais desenvolvidas pela empresa para a promoção e defesa dos direitos das crianças e adolescentes. **Troféu Cultura 2015 (Medalha Djalma Maranhão)** – O objetivo do prêmio é estimular a arte por meio do reconhecimento público. Na 12ª edição, a Cosern recebeu a medalha Djalma Maranhão é uma homenagem especial concedida a personalidades públicas, jornalistas e empresas que desenvolvem ações e trabalham para fortalecer o fazer cultural no Rio Grande do Norte. **Troféu Top Of Mind Natal 2015**- Conferido pela Revista Foco em reconhecimento a Cosern como empresa que mais investe em cultura no Rio Grande do Norte, através da Lei Câmara Cascardo. **Comenda “Aos Olhos da Arte”** por patrocínio cultural. Comenda conferida à Cosern pela Diocese de Mossoró em reconhecimento ao incentivo à cultural ao projeto “Oratório de Santa Luzia”, que resgata a história da Diocese da cidade, por meio de um espetáculo que envolve música, dança, artes cênicas e manifestações culturais tradicionais na região.

9. GESTÃO DE PESSOAS

Como uma organização desde sempre comprometida com a vida, o Grupo Neoennergia baseia seu planejamento na missão de ser a energia que movimenta e ilumina a vida para o bem-estar e desenvolvimento da sociedade. Com uma série de ações, nas áreas de treinamento, desenvolvimento e comunicação, que serão detalhadas adiante, investimos constantemente no aprimoramento profissional e pessoal das equipes, e em 2015, fomos reconhecidos como uma das melhores empresas para iniciar a carreira, por pesquisa realizada pela revista Você S/A. Todos os dias, buscamos aperfeiçoar os mecanismos de reconhecimento, integração e desenvolvimento de talentos, para que nosso time seja mais eficiente e engajado, maximizando os resultados operacionais e financeiros da organização. **9.1. Valor 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 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. **Jornada Comportamento Seguro:** A Jornada Comportamento Seguro – nome dado ao processo de fortalecimento da cultura de segurança do Grupo – foi lançada com base em 5 principais pilares/ações: Diálogo de Segurança, Capacitação de Líderes, Inspeções e Observações Comportamentais pelos Líderes, Padrinho da Segurança e Diagnóstico de Saúde e Segurança. Foram criados comitês e subcomitês que deliberam, estudam, padronizam e implantam práticas de saúde e segurança nas distribuidoras e empresas de geração do Grupo. 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. **Dentro da premissa de colocar a vida acima de tudo, estimulamos ações de saúde e segurança para nossos colaboradores tais como:** • academias de ginástica (dentro das instalações de algumas empresas ou convênios com academias locais); • clubes de corrida; • massagem terapêutica; • feiras de saúde e qualidade de vida; • campanhas e palestras educativas voltadas para a promoção da saúde e prevenção de doenças. Como resultado desse trabalho, tivemos em 2015: • 60 mil participações em atividades de Qualidade de Vida (shiatzu, academia, ginástica laboral, clube de corrida etc.); • 5.500 colaboradores vacinados; • Quase 15 mil observações comportamentais/inspeções da liderança; • 6 mil diálogos de segurança. Em 2015, realizamos também etapa nacional dos Jogos Internos Neoennergia com as modalidades: atletismo, natação, futebol, vôlei e dominó, incentivando a integração através de boas práticas do esporte. Além das práticas esportivas, os colaboradores participam também de uma atividade chamada Rodeio. Nesta prova, os eletricitistas simulam o trabalho diário, numa disputa que visa valorizar as melhores práticas, seguindo as normas técnicas regulamentadoras e de segurança, ao executarem o trabalho dentro do tempo estabelecido. **9.2. Comunicação Interna:** Entendemos que a comunicação é um dos grandes fatores de sucesso de uma instituição. Assim, a Comunicação Interna do Grupo Neoennergia tem a missão de desenvolver ações que contribuam para a solidez do negócio e estimulem o engajamento das pessoas. A área visa também fortalecer a cultura e melhoria do clima organizacional, gerando um maior senso de pertencimento e orgulho de fazer parte do Grupo Neoennergia. Para isso, além do desenvolvimento de informativos, campanhas e eventos, enfatizamos o envolvimento direto dos líderes do nosso Grupo como principal canal de comunicação com os colaboradores, gerando a proximidade e o diálogo permanente. Os líderes desempenham, então, um papel importante na melhoria do clima da organização. Essa estratégia tem surtido bons resultados. Prova disso foi a classificação da Cosern como uma das melhores empresas para se trabalhar no país em duas importantes pesquisas de ambiente corporativo do Brasil: Great Place to Work (GPTW) e Melhores Empresas da revista Você S/A. A empresa foi eleita inclusive a revelação do ano, por ter obtido a melhor avaliação entre as estreantes nessa lista da Você S/A. Vale ressaltar que apenas a Cosern foi inscrita nas pesquisas, pois o Grupo decidiu fazer um exercício inicial com uma de nossas empresas, visando entender a metodologia e processo. Junto a isso, fomos reconhecidos como Grupo como uma das melhores empresas para começar a carreira, também pela revista Você S/A. Esses reconhecimentos obtidos em 2015 confirmam que as ações estão no caminho certo na construção de um ambiente de trabalho inspirador. **9.3. Capacitação e Desenvolvimento:** Visando manter um processo permanente de desenvolvimento, conciliando a integração das ações com os objetivos da Organização, realizamos treinamentos direcionados para o desenvolvimento contínuo das competências funcionais dos colaboradores. Entre esses projetos

destacamos o “Meu Momento”, que dá suporte aos colaboradores que estão se preparando para aposentadoria, o programa de estágio, preparando os futuros profissionais e o PGD – Programa de Gestão de Desempenho – para trabalharmos alinhados aos objetivos organizacionais. Além desses projetos, em 2015, foi realizada a internalização dos processos de recrutamento e seleção da empresa, visando a redução de investimentos na contratação de consultorias especializadas e propiciar a uniformização dos processos para todas as empresas do Grupo. Estruturamos ao logo do ano uma trilha de formação de coordenadores e eletricitistas com foco no aperfeiçoamento dos procedimentos técnicos operacionais. Também na linha de desenvolvimento, investimos em mais cursos da #redeaprender liderança - um ambiente de colaboração e aprendizagem que traz conteúdos *premium* para os executivos, especialistas e instituições renomadas, como o Harvard Business Publishing, selecionados de acordo com as competências consideradas mais relevantes pelos líderes do Grupo Neoennergia. E para garantir a sustentabilidade de nossa liderança, anualmente temos o programa de assessment que visa identificar profissionais internos com potencial para ocupar posições de liderança, fortalecendo nosso processo de sucessão e promovendo a retenção dos talentos.

10. OUTROS DESTAQUES

Em 10 de Setembro de 2015, a Standard & Poor’s – S&P baixou os ratings de crédito corporativo atribuídos à Neoennergia, Coelba, Celpe e Cosern para “BB+” na Escala Global e “brAA+” na Escala Nacional Brasil com perspectiva negativa para ambos. Este movimento foi reflexo do rebaixamento do Rating soberano do Brasil, devido à condição de setor regulado em que a distribuição de energia elétrica está inserida. A Itapevi e Termopernambuco também sofreram rebaixamento nos seus Ratings de Emissão que passaram de brAA+ para brAA. Em 17 de fevereiro de 2016, a agência de rating S&P rebaixou novamente o Rating soberano do Brasil. Devido à condição do setor regulado citada no primeiro parágrafo deste item, os ratings de crédito corporativo da Neoennergia, Coelba, Celpe e Cosern foram rebaixados de “brAA+” para “brAA-” na Escala Nacional Brasil com perspectiva negativa. Nessa data a Itapevi, Termopernambuco e NC Energia sofreram rebaixamento nos seus Ratings de Emissão que passaram de “brAA” para “brA+”. É importante ressaltar que, mesmo após o rebaixamento, a Neoennergia permanece entre as melhores empresas na escala de classificações do Rating do setor elétrico, tendo o maior *rating* que uma empresa brasileira e regulada poderia ter. O quadro abaixo apresenta a evolução dos ratings na escala nacional de créditos corporativos atribuídos à Neoennergia e às distribuidoras do Grupo, além das emissões de debêntures das geradoras e da NC Energia.

Rating Corporativo - Escala Nacional	2011	2012	2013	2014	2015		2016
					Até Setembro	A partir de Setembro	
Neoennergia	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA+	AA-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativa	Negativa	Negativa
COELBA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA+	AA-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativa	AA+	Negativa
CELPE	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA+	AA-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativa	Negativa	Negativa
COSSERN	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA+	AA-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativa	Negativa	Negativa
Itapevi (Rating de Emissão)	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+	AA	A+
Termopernambuco (Rating de Emissão)	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+	AA	A+
NC Energia (Rating de Emissão)						AA	A+

11. AUDITORES INDEPENDENTES

Em conformidade com a Instrução CVM nº 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	2015 (R\$ mil)	% Em relação à Auditoria
Auditoria das Demonstrações contábeis e suas traduções, e revisões de Demonstrações Intermediárias.	312	100,00%
Outros serviços de auditoria:		
Auditoria dos Ativos e Passivos Regulatórios (CVA's)		0,00%
Auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR)	16	5,13%
Auditoria do Relatório de Controle Patrimonial (RCP)	16	5,13%
Auditoria da Mutação do Ativo Intrometido em Serviço (MAIS)	9	0,00%
Revisão das Previsões de Fluxos de Caixa	9	2,88%
Total	353	

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 Senhores membros do Conselho Fiscal, Conselho de Administração aos nossos clientes e fornecedores, aos Governos Municipais, Estaduais e Federal e demais autoridades, às Agências Reguladoras e aos Agentes do Setor.

Natal, 23 de fevereiro de 2016.

A Administração

BALANÇO SOCIAL

1 - BASE DE CÁLCULO	2015				2014 (Reclassificado)			
	R\$ mil	% sobre RL	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RL	% sobre RL	% sobre VAT
Receita Líquida (RL)	1.805.987				1.613.005			
Resultado Operacional (RO)	278.383				265.018			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	78.956				74.323			
Valor Adicionado Total (VAT)	1.600.095				1.007.907			
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Alimentação	5.565	7,05%	0,31%	0,35%	5.276	7,10%	0,33%	0,52%
Encargos sociais compulsórios	21.477	27,20%	1,19%	1,34%	20.296	27,31%	1,26%	2,01%
Previdência privada	-417	-0,53%	-0,02%	-0,03%	2.986	4,02%	0,19%	0,30%
Saúde	3.104	3,93%	0,17%	0,19%	2.978	4,01%	0,18%	0,30%
Segurança e saúde no trabalho	2.043	2,59%	0,11%	0,13%	1.954	2,63%	0,12%	0,19%
Educação	305	0,39%	0,02%	0,02%	306	0,41%	0,02%	0,03%
Cultura	101	0,13%	0,01%	0,01%	298	0,40%	0,02%	0,03%
Capacitação e desenvolvimento profissional	496	0,63%	0,03%	0,03%	485	0,65%	0,03%	0,05%
Cheches ou auxílio-creche	756	0,96%	0,04%	0,05%	572	0,77%	0,04%	0,06%
Esporte	136	0,17%	0,01%	0,01%	308	0,41%	0,02%	0,03%
Transporte	120	0,15%	0,01%	0,01%	287	0,39%	0,02%	0,03%
Participação nos lucros ou resultados	16.066	20,35%	0,89%	1,00%	14.053	18,91%	0,87%	1,39%
Outros	5.588	7,08%	0,31%	0,35%	4.692	6,31%	0,29%	0,47%
Total - Indicadores sociais internos	55.340	70,09%	3,06%	3,46%	54.491	73,32%	3,38%	5,41%
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Educação	85	0,03%	0,00%	0,01%	160	0,06%	0,01%	0,02%
Cultura	3.435	1,23%	0,19%	0,21%	3.901	1,47%	0,24%	0,39%
Saúde e Saneamento	0	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%	0,00%
Esporte	30	0,01%	0,00%	0,00%	83	0,03%	0,01%	0,01%
Desenvolvimento Social	90	0,03%	0,00%	0,01%	210	0,08%	0,01%	0,02%
Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico	1.297	0,47%	0,07%	0,08%	464	0,18%	0,03%	0,05%
Outros	280	0,10%	0,02%	0,02%	43	0,02%	0,00%	0,00%
Total das Contribuições para a Sociedade (a)	5.217	1,87%	0,29%	0,33%	4.861	1,83%	0,30%	0,48%
Tributos (Exceto Encargos Sociais) (b)	724.901	260,40%	40,14%	45,30%	610.934	230,53%	37,88%	60,61%
Total - Indicadores sociais externos (a + b)	730.118	262,27%	40,43%	45,63%	615.795	232,36%	38,18%	61,10%
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Investimentos relacionados com a operação da empresa	8.911	3,20%	0,49%	0,56%	7.410	2,80%	0,46%	0,74%
Investimento em programas e/ou projetos externos	6.443	2,31%	0,36%	0,40%	7.548	2,85%	0,47%	0,75%
Total dos investimentos em meio ambiente	15.354	5,52%	0,85%	0,96%	14.958	5,64%	0,93%	1,48%
Quando 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	2015				2014			
Nº de empregados(as) ao final do período	749				745			
Nº de admissões durante o período	69				86			
Nº de desligamentos durante o período	65				77			
Nº de empregados(as) terceirizados	1.961				1.974			
Nº de estagiários(as)	70				75			
Nº de empregados acima de 45 anos	240				276			
Nº de empregados por faixa etária, nos seguintes intervalos:								
menores de 18 anos	0				0			
de 18 a 35 anos	343				326			
de 36 a 60 anos	401				410			
acima de 60 anos	5				9			
Nº de empregados por nível de escolaridade, segregados por: analfabetos	0				0			
com ensino fundamental	49				60			
com ensino médio	250				224			
com ensino técnico	102				144			
com ensino superior	255				284			
pós- graduados	93				33			
Nº de empregados por sexo:								

BALANÇO PATRIMONIAL 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Em milhares de reais)

	Notas	2015	2014		Notas	2015	2014
Ativo				Passivo			
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	250.878	36.507	Fornecedores	12	242.297	186.218
Contas a receber de clientes e outros	6	358.409	313.057	Empréstimos e financiamentos	13	114.983	58.477
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	8	-	71.497	Salários e encargos a pagar	14	14.213	7.991
Impostos e contribuições a recuperar	7	77.174	45.777	Taxas regulamentares	15	30.606	10.287
Entidade de previdência privada	26	1.390	9				

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Em milhares de reais)

	Reservas de capital				Reservas de lucros				Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Proposta de distribuição de dividendos adicional	Total do patrimônio líquido
	Capital social	Reserva de bens e direitos constituídos de ágio especial de ágio	Reserva especial de ágio	Reserva de incentivo fiscal	Outras reservas de capital	Reserva de incentivo fiscal	Reserva legal	Outras reservas de lucros				
Saldos em 31 de Dezembro de 2013	179.787	4.648	179.315	82.428	375	213.844	35.957	162	(4)	173.659	870.171	
Reversão de dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	134	-	-	-	
Aprovação da proposta de dividendos adicionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(173.659)	(173.659)	
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	198.362	198.362	
Ganhos / perdas atuariais - Benefício pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.119)	-	(2.119)	
Destinações:												
Reserva de incentivo fiscal SUDENE	-	-	-	-	-	32.198	-	-	(32.198)	-	-	
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(35.721)	-	-	(35.721)	-	(35.721)	
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	-	(53.391)	-	(53.391)	
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	-	-	-	-	(77.252)	-	(77.252)	
Saldos em 31 de Dezembro de 2014	179.787	4.648	179.315	82.428	375	264.042	35.957	296	(2.123)	77.052	821.777	
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(87.265)	(87.265)	
Ganhos / perdas atuariais - Benefício pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	621	-	621	
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	207.370	-	207.370	
Ajuste reserva de incentivo fiscal	-	-	-	-	-	(10.213)	-	-	-	10.213	-	
Destinações:												
Reserva de Incentivo Fiscal – SUDENE (Nota 21)	-	-	-	-	-	26.295	-	-	(26.295)	-	-	
Juros sobre capital próprio (Nota 19)	-	-	-	-	-	-	-	-	(33.596)	-	(33.596)	
Dividendos intermediários (Nota 19)	-	-	-	-	-	-	-	-	(54.939)	-	(54.939)	
Dividendos adicionais propostos (Nota 19)	-	-	-	-	-	-	-	-	(92.540)	-	(92.540)	
Saldos em 31 de dezembro de 2015	179.787	4.648	179.315	82.428	375	280.124	35.957	296	(1.502)	92.540	853.968	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Em milhares de reais)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN com sede no subdistrito de Baldo em Natal - Rio Grande do Norte, listada na Bolsa de Valores de Estado de São Paulo (BOVESPA), controlada pela NEOENERGIA S.A., (“NEOENERGIA”), é concessionária de serviço público de energia elétrica. Suas atividades são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e compreendem projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo ainda realizar operações de exportação e importação. A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 167 municípios do Estado do Rio Grande do Norte, abrangendo uma área de 53 mil Km², a qual é regulada pelo Contrato de Concessão de Distribuição nº. 08 com vencimento em 2027. Em 10 de dezembro de 2014, foi assinado o V Aditivo ao contrato de concessão de energia elétrica, com a inclusão de cláusula específica que alterou a natureza dos ativos e passivos regulatórios, tornando-os instrumentos financeiros. Adicionalmente, a Companhia vem atendendo consumidores livres no Estado do Rio Grande do Norte, desde 2003. A emissão dessas demonstrações foi autorizada pela Companhia em 04/02/2016, as quais estão expressas em milhares de reais.

2. RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

2.1 Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras: 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. As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requeridos nas normas. A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede de distribuição não faturados, o registro da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo, a análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, o cálculo dos ativos e passivos atuariais dos benefícios pós-emprego, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências. 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.

2.2 Conversão de saldos em moeda estrangeira: As demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas cambiais resultantes da atualização desses ativos e passivos são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado. **2.3 Instrumentos financeiros:** A Companhia classifica seus ativos e passivos financeiros, no reconhecimento inicial, de acordo com as seguintes categorias: a) Ativos financeiros: - Os ativos financeiros incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativo financeiro de concessão, ativos e passivos financeiros setoriais, além de outros créditos realizáveis por caixa. - Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado: são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidos 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. - Investimentos mantidos até o vencimento: ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, estes ativos são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável. - Ativos financeiros disponíveis para venda: após mensuração inicial, estes ativos são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do exercício. b) Passivos financeiros: Os passivos financeiros incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos e instrumentos financeiros derivativos classificados a valor justo por meio do resultado. Após reconhecimento inicial os empréstimos e financiamentos são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros, exceto quando os empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira são itens objeto de hedge, classificados como passivos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado, quando atendido o critério de efetividade de hedge. **2.4 Análise do Valor de Recuperação dos Ativos:** A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos seus ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas, e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014, não foi identificada necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável. **2.5 Reapresentação de saldos comparativos:** A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu aos seguintes ajustes e reclassificações nas suas demonstrações do resultado, dos fluxos de caixa e do valor adicionado de 31 de dezembro de 2014, originalmente emitidas em 12 de fevereiro de 2015 conforme demonstrado a seguir, com base nas orientações emanadas pelo “CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro”. As mudanças efetuadas não alteram o total dos ativos, o patrimônio líquido e o lucro líquido.

DRE	2014	Ref. Reclassificações	2014
(Apresentado)			(Reclassificado)
Receita líquida	2.197.281	(a.1) / (c)	2.222.612
Custo dos serviços	(1.191.173)	(a.2)	(1.193.483)
Receitas financeiras	182.276	(25.331)	156.945
Despesas financeiras	194.517	2.310	(192.207)
Lucro líquido do exercício	198.362	-	198.362

DFC	2014	Ref. Reclassificações	2014
(Apresentado)			(Reclassificado)
Caixa oriundo das atividades operacionais	199.859	(b)	(7.668)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(204.781)	(b)	7.837
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(229.953)	(169)	(230.122)
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	(234.875)	-	(234.875)

DVA	2014	Ref. Reclassificações	2014
(Apresentado)			(Reclassificado)
Valor adicionado líquido	827.941	23.021	850.962
Valor adicionado recebido em transferência	182.276	(a.1) / (c)	(25.331)
Valor adicionado total a distribuir	1.010.217	(2.310)	1.007.907
Distribuição do valor adicionado			
Pessoal	74.725	-	74.725
Impostos taxas e contribuições	541.773	-	541.773
Remuneração de capitais de terceiro	195.357	(a.2)	(2.310)
Remuneração de capitais próprios	198.362	-	198.362
Valor adicionado total distribuído	1.010.217	(2.310)	1.007.907

A natureza das principais reclassificações realizadas encontram-se descritas a seguir: (a) Em decorrência da implementação do Novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico MCSE, em vigor a partir de 01 de janeiro de 2015, foram realizadas reclassificações para fins de comparabilidade entre o resultado financeiro e operacional relativas a: (1) receita de multas por infração do consumidor no montante de R\$ 14.755; e (2) despesas com multas/perdas regulatórias, no montante de R\$ 2.310. (b) Correção dos efeitos dos juros capitalizados sobre obras em andamento sem efeito caixa, anteriormente classificado como atividade de investimento e ajuste ao lucro no montante de R\$ 7.837. (c) A Companhia revisou suas práticas contábeis e concluiu que o ajuste a valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão, originalmente apresentado sob a rubrica de “Receita Financeira”, no resultado financeiro, poderia ser melhor classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim, por refletir mais apropriadamente o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica e propiciar a melhor apresentação quanto à sua posição patrimonial e seu desempenho. Tal conclusão está suportada no fato de que: (i) O retorno dos negócios de distribuição, sobre o investimento em infraestrutura, é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura mais a taxa de “WACC” (custo médio ponderado do capital); (ii) Investir em infraestrutura é a atividade precípua de seu negócio, e o seu modelo de gestão está suportado em controlar a construção, manutenção e operação dessa infraestrutura; (iii) As receitas tarifárias representam tanto o retorno do ativo intangível quanto uma parte do retorno do ativo financeiro, pelo fato de esses dois ativos contábeis integram a base regulatória de remuneração. E as receitas tarifárias estão totalmente registradas como parte da “Receita Operacional Líquida”; (iv) Análises elaboradas por especialista externo demonstram que certos indicadores de performance, tais como: Retorno Sobre o Patrimônio Líquido, Retorno Sobre o Ativo Financeiro, Retorno Sobre o Ativo Operacional, Custo da Dívida, e Retorno Sobre o Ativo Total, sofreram distorções importantes quando computados com base na prática contábil adotada anteriormente; (v) A nova classificação adotada está corroborada pelo parágrafo 23 do OCP 05 – Contrato de Concessão. O impacto desse assunto no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 é uma reclassificação de R\$ 10.576 da receita financeira para o resultado operacional.

3. NOVOS PRONUNCIAMENTOS E INTERPRETAÇÕES DE NORMAS QUE AINDA NÃO ESTÃO EM VIGOR

Segue abaixo a avaliação da Companhia dos impactos das alterações destes procedimentos e interpretações:

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 (iii) 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 contábeis.
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.
Alteração IFRS 11 Acordos conjuntos: Contabilização de Aquisições de Partes societárias (Vigência a partir de 01/01/2016)	A contabilização da aquisição de participação societária em uma operação conjunta na qual a atividade da operação conjunta constitua um negócio, aplique os princípios pertinentes da IFRS 3 para contabilização de combinações de negócios. As alterações não se aplicam quando as partes que compartilham controle conjunto, inclusive a entidade de reporte, estiverem sob controle comum da parte controladora principal. As alterações se aplicam tanto à aquisição da participação final em uma operação conjunta quanto à aquisição de quaisquer participações adicionais na mesma operação conjunta.
Alteração IAS 16 e IAS 38 Esclarecimentos de Métodos aceitáveis de depreciação e amortização (Vigência a partir de 01/01/2016)	Método de depreciação e amortização deve ser baseado nos benefícios econômicos consumidos por meio do uso do ativo.
Alteração IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28 Entidade de investimento - exceções a regra de consolidação (Vigência a partir de 01/01/2016)	As alterações no IFRS 10 esclarecem que a isenção da apresentação de demonstrações financeiras consolidadas se aplica à controladora que é uma subsidiária de uma entidade de investimento, quando a entidade de investimento mensura todas as suas subsidiárias ao valor justo. Dentre outros esclarecimentos, fica estabelecido que a entidade que não é de investimento poderá manter, na aplicação da equivalência patrimonial, a mensuração do valor justo por meio do resultado utilizada pelos seus investimentos.
IAS 19 Benefícios a Empregados (Vigência a partir de 01/01/2016)	Essa norma esclarece que a profundidade do mercado de títulos privados em diferentes países é avaliada com base na moeda em que é denominada a obrigação, em vez de no país em que está localizada a obrigação. Quando não existe mercado profundo para títulos privados de alta qualidade nessa moeda, devem ser usadas taxas de títulos públicos. Essa alteração deve ser aplicada retrospectivamente.
IFRS 5 Ativos não circulantes mantidos para venda e operações descontinuadas (Vigência a partir de 01/01/2016)	Esclarece as circunstâncias em que uma entidade mudar um dos seus métodos de alienação para outro não seria considerado um novo plano de alienação, mas sim uma continuação do plano original. Sendo que a entidade reclassifica ativos mantidos para venda para ativos mantidos para distribuição a titulares (e vice-versa) e os casos em que ativos mantidos para distribuição a titulares não atendem mais o critério para manterem esta classificação.
IFRS 7 Instrumentos financeiros: Divulgações	Contratos de serviços geralmente atendem 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 IAS 1 Iniciativa de divulgação (Vigência a partir de 01/01/2016)	Tem o objetivo de esclarecer: (i) as exigências de materialidade; (ii) itens de linhas específicas nas demonstrações do resultado e de outros resultados abrangentes e no balanço patrimonial podem ser desagregados; (iii) flexibilidade quanto à ordem em que apresentam as notas às demonstrações financeiras; (iv) parcela de outros resultados abrangentes de associadas e empreendimentos controlados em conjunto contabilizada utilizando o método patrimonial.

A Administração está avaliando o impacto total da adoção das normas e interpretações descritas acima.

4. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

Bandeiras Tarifárias: A partir de janeiro de 2015, conforme estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 547/2013, as contas de energia estão sendo faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este sistema tem como finalidade indicar se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, para cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, ESS e risco hidrológico. Em 2015 perdurou o regime de bandeira vermelha, cujo valor nos meses de janeiro e fevereiro foi de R\$ 30/ MWh, a partir de 2 de março de 2015 até 31 de agosto de 2015 foi atualizado para R\$ 55/MWh e a partir de 01 de setembro de 2015 atualizado para R\$ 45/MWh. Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias fossem revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRB”) administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”). Os recursos disponíveis nessa conta são repassados aos agentes de distribuição considerando a diferença entre os valores realizados incorridos e a cobertura tarifária vigente. Mensalmente é apurado o valor adicional faturado das bandeiras tarifárias, o valor da exposição incorrida pelas distribuidoras nos itens previstos no Decreto nº 8.401/15 e fixado o valor líquido a ser repassado pela distribuidora à CONTA-CRBT ou a ser recebido pela mesma. De janeiro a dezembro de 2015 a Companhia reconheceu o montante de R\$ 205.042 de bandeira tarifária, tendo sido R\$ 27.682 repassados para a conta CCRBT. **Revisão Tarifária Extraordinária - RTE:** A ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária da Companhia através da Resolução Homologatória nº 1.858/15 de 27 de fevereiro de 2015 com reajuste tarifário médio de 2,76% com vigência a partir de 02 de março de 2015. **Reajuste Tarifário Anual – IRT 2015:** A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.880 de 14 de abril de 2015, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de abril de 2015, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 15,49%, dos quais 11,67% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 3,82% aos componentes financeiros pertinentes. Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio percebido pelos consumidores da concessionária foi de 9,57%. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2015 com vigência até 21 de abril de 2016. **Ressarcimento CONTA-ACR (Decreto nº 8.221/14):** Em 1º de abril de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.221/14, considerando a cobertura das distribuidoras de reembolso dos custos extraordinários provenientes de energia termoeletrificada adquirida através de contratos por disponibilidade além daquela adquirida no mercado de curto prazo para o período de fevereiro até dezembro de 2014. O decreto definiu que caberia à CCEE contratar as operações de crédito destinadas à cobertura prevista no parágrafo anterior e gerir a CONTA-ACR, assegurando o repasse dos custos incorridos nas operações à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. A ANEEL deveria ainda homologar, mensalmente, os valores a serem pagos pela CONTA-ACR a cada Concessionária de Distribuição, mediante a utilização dos recursos de que trata o Decreto nº 8.221/14, considerando a cobertura tarifária vigente. No entanto, conforme Despachos nº 048/15 e 182/15, a ANEEL deferiu as liquidações de novembro e dezembro de 2014, em função da insuficiência de recursos disponíveis na CONTA-ACR e da necessidade de busca de solução através de novo empréstimo por meio da CCEE. Em março de 2015, após a realização de novo empréstimo pela CCEE, a ANEEL homologou repasses da CONTA-ACR relativos a novembro e dezembro de 2014 no montante total de R\$ 39.966. A CCEE liquidou esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas são estabelecidas mensalmente pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. Adicionalmente, a Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato. **CDE-Encargos:** Através da Resolução Homologatória nº 1.857/2015, a ANEEL estabeleceu o encargo anual da CDE para o ano de 2015, o qual foi devidamente contemplado nas tarifas por meio do reajuste anual da companhia. Contudo em julho de 2015, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) questionou judicialmente o pagamento de alguns itens que compõe a CDE e a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, obtendo uma decisão liminar que permitiu a isenção parcial do pagamento desse encargo para os seus associados. Em cumprimento à decisão judicial, por intermédio da Resolução Homologatória nº 1.967 de 24 de setembro de 2015, a ANEEL estabeleceu as tarifas a serem aplicadas aos associados da ABRACE, a partir de 3 de julho de 2015 e enquanto perdurar os efeitos da antecipação de tutela concedida no Processo Judicial nº 24648-39.2015.4.01.3400, alcançando 4 grandes consumidores da COSERN, especificados na resolução. A decisão liminar está sendo contestada pela ANEEL e pela ABRACE. A diferença entre o valor original da cota de CDE e o valor faturado pela distribuidora, será contemplado na apuração dos componentes financeiros de neutralidade dos encargos setoriais no próximo reajuste tarifário de 2016, conforme cláusula prevista no contrato de concessão.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2015	2014
Caixa e depósitos bancários à vista	20.638	12.160
Aplicações financeiras de liquidez imediata:		
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.010	990
Fundos de investimento	229.230	23.357
	250.878	36.507

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 convertíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. A carteira de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2015 é constituída por: (i) Certificados de Depósito Bancário - CDB's pós-fixados; (ii) LFT composto por títulos pós-fixados cuja rentabilidade segue a variação da Taxa Selic diária; e (iii) Fundos de Investimentos Exclusivos, compostos por operações compromissadas, títulos públicos, CDB's e cotas de fundos.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014
(Em milhares de reais)

	2015	2014
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro do Exercício antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	249.223	229.756
Ajustes para reconciliar o lucro (prejuízo) com o caixa gerado pelas atividades Operacionais:	69.542	68.947
Constituição e remuneração dos Valores de compensação da Parcela A e outros componentes financeiros	46.082	(107.260)
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	59.727	65.955
Valor justo do ativo financeiro de concessão	(39.197)	(10.600)
Valor residual do ativo intangível baixado / financeiro baixado	1.343	8.881
Provisão para plano de benefício pós emprego	(174)	-
Provisão (reversão) para contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	6.857	1.670
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	3.946	(9.114)
	397.349	248.235

(Aumento) redução dos ativos operacionais		
Contas a receber de clientes e outros	(38.133)	(70.248)
IR e CSLL a Recuperar	(9.042)	7.892
Impostos e contribuições a recuperar, exceto IR e CSLL	(26.166)	8.021
Estoques	(172)	(563)
Recursos CDE	-	6.666
Depósitos judiciais	5.578	2.048
Despesas pagas antecipadamente	(1.618)	6.151
Benefício pós emprego	(3.818)	3.567
Amortização dos Valores de compensação da Parcela A e outros componentes financeiros	54.196	9.820
Outros ativos	1.442	(2.730)
Aumento (redução) dos passivos operacionais		
Fornecedores	57.904	39.266
Salários e encargos a pagar	6.222	(1.678)
Encargos de dívidas e swap pagos	(58.308)	(60.885)
Taxas regulatortares	18.572	86
Imposto de renda (IR) e (CSLL) pagos	(20.645)	(22.886)
Impostos e Contribuições a recolher, exceto IR e CSLL	2.025	(18.410)
Indenizações/Contingências pagas	(15.980)	-
Entidade de Previdência privada	941	-
Outros passivos	8.502	6.555
	(18.500)	(56.044)
	378.849	192.191

Caixa oriundo das atividades operacionais		
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Aquisição de investimento	-	166
Aquisição de intangível	(196.188)	(200.950)
Aplicação em títulos e valores mobiliários	(2.230)	(8.471)
Resgate de títulos e valores mobiliários	2.355	12.311
Utilização de caixa em atividades de investimento	(196.063)	(196.944)
Fluxo de caixa das		

ciais em andamento movido por agentes do setor que contestam a contabilização da CCEE para o período. Dada a incerteza de sua realização a Companhia constituiu Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em valor equivalente à totalidade do crédito. (c) **Subvenções / Subsídios Governamentais:** (c.1) **Baixa renda – Tarifa Social:** O Governo Federal, por meio das Leis nºs 12.212 e 10.438, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial de baixa renda. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2015 é R\$ 8.323 (R\$ 12.692 em 31 de dezembro de 2014). (c.2) CDE: O Decreto Presidencial nº 7.583, de 13 de outubro de 2011 definiu as fontes para concessão de subvenção econômica, a ser custeada com recursos da CDE e com alterações na estrutura tarifária de cada concessionária. A Resolução Normativa ANEEL nº 472, de 24 de janeiro de 2012 estabeleceu a metodologia de cálculo para apurar a Diferença Mensal de Receita – DMR e o montante de recursos a ser repassado a cada distribuidora para custear essa diferença. Em 14 de abril de 2015, foi emitida a Resolução Homologatória nº. 1.880/2015 aprovando o valor mensal de R\$ 5.692, a ser repassado pela Eletrobrás durante o período de abril de 2015 a março de 2016. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2015 é R\$ 26.428 (R\$ 37.814 em 31 de dezembro de 2014), relativo às subvenções dos meses de outubro a dezembro de 2015. (d) **Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – PCLD:** A PCLD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias. Considera também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

	Consumidores	Títulos a receber	Comercialização de energia na CCEE	Outros créditos	Total
Saldos em 01 de janeiro de 2014	(54.614)	(1.175)	(13.099)	(17.000)	(85.888)
Adições	(20.630)	(102)	-	-	(20.732)
Reversões	29.846	-	-	-	29.846
Saldo em 31 de dezembro de 2014	(45.398)	(1.277)	(13.099)	(17.000)	(76.774)
Adições	(21.194)	(2)	-	(1.234)	(22.430)
Reversões	503	1.279	-	16.702	18.484
Saldo em 31 de dezembro de 2015	(66.089)	-	(13.099)	(1.532)	(80.720)

7. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

	2015	2014
Circulante		
Imposto de renda - IR	(a)	19.774
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	(a)	8.445
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	(b)	12.091
Programa de integração social - PIS	(c)	5.162
Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	(c)	29.422
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS		796
Imposto sobre serviços - ISS		1.481
Outros		3
	77.174	45.777
Não circulante		
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	(b)	16.950
	16.950	15.242
Total	94.124	61.019

(a) IR e CSLL, correspondente ao saldo negativo do Imposto de Renda (IR) e base de cálculo negativa da CSLL referente ao período de 2008, 2013 a 2015. (b) O saldo do ICMS é composto da seguinte forma: b.1) ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo operacional, no montante de R\$ 28.802 (R\$ 26.069 em 31 de dezembro de 2014). b.2) Diversos créditos de ICMS a recuperar, no montante de R\$ 240 (R\$ 319 em 31 de dezembro de 2014). (c) PIS e COFINS a compensar decorrente do regime de apuração não-cumulativo, nos montantes de R\$ 34.584 em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 11.588 em 31 de dezembro de 2014).

8. VALORES A RECEBER DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS

Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são 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 da Companhia sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo período tarifário ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção, por qualquer motivo, da concessão. Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL aditou os contratos de concessão e permissão com vistas a eliminar eventuais incertezas, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporárias, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo aditivo, a ANEEL garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão. A composição dos ativos e passivos setoriais encontra-se demonstradas a seguir:

	31/12/2015					
	Ativo		Passivo (-)		Total	
Ref	Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Circulante	Não Circulante
Parcela "A"						
(a) Valores Tarifários Não Gerenciáveis da "Parcela A"	1.360	-	1.360	(9.021)	-	(9.021)
CVA e Neutralidade						
(b) Energia	47.424	3.492	50.916	-	-	50.916
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	-	-	-	(33.114)	(5.730)	(38.844)
Neutralidade dos encargos setoriais	83	28	111	(1.321)	(169)	(1.490)
Sobrecaptação	-	-	-	(26.119)	(4.766)	(30.885)
Outros CVA's	14.631	4.027	18.658	(44)	-	(44)
Componentes Financeiros e Subsídios						
(c) Energia Eletromecânica	968	-	968	-	-	968
Exposição Financeira	3.958	674	4.632	-	-	4.632
Outros componentes financeiros	639	162	801	-	-	801
	69.063	8.383	77.446	(69.619)	(10.665)	(80.284)

	31/12/2014					
	Ativo		Passivo (-)		Total	
Ref	Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Circulante	Não Circulante
Parcela "A"						
(a) Valores Tarifários Não Gerenciáveis da "Parcela A"	1.199	-	1.199	(7.950)	-	(7.950)
CVA e Neutralidade						
(b) Energia	110.416	34.176	144.592	(260)	-	(260)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	-	-	-	(43.956)	(14.408)	(58.364)
Neutralidade dos encargos setoriais	1.384	461	1.845	(1.950)	(376)	(2.326)
Sobrecaptação	5.153	-	5.153	(12.783)	(4.261)	(17.044)
Outros CVA's	7.080	1.724	8.804	(443)	-	(443)
Componentes Financeiros e Subsídios						
(c) Descontos Tarifa Irrigação e Aquicultura	378	-	378	(2.859)	(953)	(3.812)
Desconto Tarifa Autoprodutores	6.435	2.086	8.521	-	-	8.521
Energia Eletromecânica	-	4.280	4.280	-	-	4.280
Exposição Financeira	6.747	2.249	8.996	(867)	-	(867)
Desconto Rural	3.286	867	4.153	-	-	4.153
Outros componentes financeiros	543	117	660	(56)	(19)	(75)
	142.621	45.960	188.581	(71.124)	(20.017)	(91.141)

(a) Parcela "A": A conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A" – CVA tem o propósito de registrar as variações de custos relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais e são atualizadas monetariamente com base na taxa SELIC. (b) CVA e Neutralidade: • **Neutralidade dos encargos sociais:** Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores contemplados na tarifa. • **Sobrecaptação:** O Decreto nº 7.945 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% (cento e cinco por cento) do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 5% do requisito de carga. A movimentação dos ativos e passivos está demonstrada a seguir:

	2015	2014
Saldos em 01 de janeiro de	97.440	-
Constituição	(55.932)	107.172
Amortização	(54.196)	(9.820)
Remuneração financeira setorial	9.850	88
Saldos em 31 de dezembro de	(2.838)	97.440

9. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES DIFERIDOS

A composição dos impostos e contribuições diferidos é a seguinte:

	2015	2014
Imposto de renda e contribuição social	(a)	15.324
Diferido ativo		36.661
Diferido passivo		(21.337)
Benefício fiscal do ágio e reversão PMPL	(b)	71.488
		86.812

(a) Imposto de renda e contribuição social. O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Demonstrações Financeiras e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no fim de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar. A Companhia registrou o IRPJ e a CSLL diferidos sobre as diferenças temporárias, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem as bases de cálculo. O IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a CSLL está constituída a alíquota de 9%.

	2015		2014	
	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de renda	45.070	11.268	80.183	20.044
Diferenças temporárias		4.056		8.846
Contribuição Social		15.324		28.895
Diferenças temporárias	45.070		98.298	

A base de cálculo das diferenças temporárias é composta como segue:

	2015		2014	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Ativo				
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	24.856	24.856	44.273	44.273
Provisão contenciosa	39.784	39.784	43.283	43.283
Provisão agente arrecadador	2.099	2.099	2.099	2.099
Provisão PLR	8.642	8.642	3.350	3.350
Direito de uso da concessão receita de ultrapassagem	27.657	27.657	17.190	17.190
Déficit plano previdenciário	-	-	134	134
Outros	4.792	4.792	7.305	7.305
Total ativo	107.830	107.830	117.634	117.634
Passivo (-)				
Incentivo Fiscal Sudene	-	-	(18.115)	-
Valor justo de derivativos financeiros	(1.020)	(1.020)	-	-
Valor justo do ativo indenizável	(42.950)	(42.950)	(708)	(708)
Capitalização/amortização de juros de acordo com o IFRS	(12.669)	(12.669)	(13.521)	(13.521)
Superávit plano previdenciário	(5.109)	(5.109)	(4.030)	(4.030)
Custo de captação	(1.012)	(1.012)	(1.077)	(1.077)
Total passivo	(62.760)	(62.760)	(37.451)	(39.335)
Total líquido	45.070	45.070	80.183	98.298

Os estudos técnicos de viabilidade aprovados pelo Conselho de Administração e apreciados pelo Conselho Fiscal da Companhia indicam a plena capacidade de recuperação, nos exercícios subsequentes, dos valores de impostos diferidos reconhecidos e correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado em que a mesma opera cuja expectativa de realização de créditos fiscais está apresentada a seguir:

Expectativa de Realização	2016	2017	2018	2019	2020-2022	Total
Imposto de Renda	3.042	3.155	3.042	2.028	-	11.268
Contribuição Social	1.095	1.136	1.095	730	-	4.056
Benefício fiscal do ágio e reversão PMPL	7.441	7.135	6.840	6.555	43.517	71.488
	11.578	11.426	10.977	9.313	43.517	86.812

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2015 e 2014.

	2015		2014	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	249.223	249.223	229.756	229.756
Amortização do ágio e reversão da PMPL	(7.755)	(7.755)	(8.115)	(8.115)
Ajustes decorrentes do RIT	-	-	(25.887)	(25.887)
Juros sobre capital próprio	(33.595)	(33.595)	(35.721)	(35.721)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	207.873	207.873	160.033	160.033
Alíquota do imposto de renda e contribuição social	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	51.968	18.709	40.008	14.403
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do exercício:				
(+) Adições				
Contribuições e doações	395	142	400	144
Multas indevidáveis	5	2	1.604	577
Depreciação veículos executivos	289	104	224	80
Outras adições	1.020	367	427	150
	1.709	615	2.655	954
(-) Exclusões				
Reversão da PMPL	(3.764)	(1.355)	(3.938)	(1.418)
Incentivo fiscal SUDENE	(26.295)	-	(32.198)	-
Incentivos audiovisual/rouanet e PAT	(1.483)	-	(1.182)	-
Outras exclusões	(1.093)	(384)	(24)	-
	(32.635)	(1.739)	(37.342)	(1.418)

Imposto de renda e contribuição social no exercício Diferido de diferença temporária de RIT (4.529) - - 1.686 2.332 Imposto de renda e contribuição social no resultado Corrente 16.513 17.585 7.007 16.272 Recolhidos e pagos 8.454 12.191 6.920 15.966 Compensados e deduzidos 3.470 1.184 - - Impostos antecipados a recuperar (3.952) (496) (1.120) (1.853) Diferido 8.541 4.706 1.207 2.159 16.513 17.585 7.007 16.272

A Companhia, a partir de Janeiro de 2015, está sujeita às implicações introduzidas pela Lei nº 12.973/14, que extinguiu o Regime Tributário de Transição (RTT). (b) Benefício fiscal - Ágio Incorporado da Controladora. O benefício fiscal do ágio incorporado refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado. Os registros contábeis apresentam contas específicas relacionadas com o ágio incorporado, provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal, correspondentes, cujos saldos são como segue:

Ano	Fator	Ano	Fator
2016	0,03430	2022	0,02666
2017	0,03289	2023	0,02551
2018	0,03153	2024	0,02442
2019	0,03022	2025	0,02336
2020	0,02907	2026	0,02235
2021	0,02784	2027	0,02138

O ágio fiscal está sendo amortizado pelo período remanescente de exploração da concessão, desde dezembro de 2000, em 325 parcelas mensais e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, conforme curva abaixo:

Ano	Curvas de amortização de ágio	
	Fator	Fator
2016	0,03430	0,02666
2017	0,03289	0,02551
2018	0,03153	0,02442
2019	0,03022	0,02336
2020	0,02907	0,02235
2021	0,02784	0,02138

Trabalhistas 8.326 9.261 Cíveis 2.538 3.694 Fiscais 5.106 9.549 PIS / COFINS 3.306 1.668 INSS 1.020 6.227 CSLL 780 937 Outros 15.970 22.504

Estão classificados nesse grupo os depósitos judiciais recursais a disposição da justiça para permitir a interposição de recursos nos termos da Lei. Os depósitos judiciais são atualizados mensalmente, pelos índices aplicáveis para a atualização das cadernetas de poupança (TR), nos casos de depósitos de natureza civil e trabalhista e taxa SELIC para os depósitos de natureza fiscal/tributária.

11. CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO (ATIVO FINANCEIRO)

O Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica detido pela Companhia está enquadrado nos critérios de aplicação da Interpretação Técnica IPCC 01 (IFRIC 12), que trata da contabilidade de concessões e dos investimentos em infraestrutura que serão objeto de indenização do Poder Concedente ao final da concessão. A parcela dos ativos da concessão que será integralmente utilizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão. A parcela dos ativos que não estará integralmente amortizada até o final da concessão é registrada como um ativo financeiro, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. 11.1 **Ativo financeiro.** O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR), aplicado sobre o saldo residual dos ativos que compõem a Base de Remuneração Regulatória (BRR) ao final do prazo contratual da concessão. Dessa forma, o ativo financeiro da concessão é composto pelo valor residual dos ativos da BRR do 3º Ciclo de Revisão Tarifária, devidamente movimentado por adições, baixas, transferências, depreciações e atualizações. Em 31 de dezembro de 2015 e 2014 a movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável da Concessão está assim apresentada:

	2015	2014
Saldos em 01 de janeiro	389.194	283.476
Baixas	(154)	(993)
Transferências	(a)	54.541
Atualização monetária / valor justo	39.197	10.600
Saldos em 31 de dezembro	482.778	389.194

(a) Transferência do intangível em curso em decorrência do reconhecimento de novos ativos incorporados no exercício. O ativo financeiro da concessão é remunerado ao seu valor justo mais o custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório, incluído na tarifa e reconhecido no resultado mediante faturamento aos consumidores (Vide nota 20). A realização do WACC sobre a totalidade da infraestrutura ocorre através do faturamento das contas de energia elétrica. Adicionalmente, para estimar o valor da indenização ao final da concessão, o

17. PROVISÕES

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultantes de eventos passados, para as quais seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. A Companhia, com base nas opiniões da Administração e de seus assessores legais, registrou provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias, cuja probabilidade de perda foi classificada como provável:

	Contingências			
	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Total
Saldos em 01 de janeiro de 2014	20.768	10.987	5.501	37.256
Constituição	6.779	5.059	243	12.081
Baixas/reversão	(1.086)	(9.304)	(21)	(10.411)
Atualização	2.431	1.556	484	4.471
Saldos em 31 de dezembro de 2014	28.892	8.298	6.207	43.397
Constituição	3.188	1.862	1.560	6.610
Baixas/reversão	(6.406)	(4.209)	(5.118)	(15.733)
Atualização	3.172	1.748	873	5.793
Saldos em 31 de dezembro de 2015	28.846	7.699	3.522	40.067
Circulante	-	-	-	9.721
Não circulante	-	-	-	30.346

Trabalhistas: Referem-se às ações movidas por ex-empregados contra a Companhia, envolvendo cobrança de horas extras, adicional de periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial, discussão sobre plano de cargos e salários e outras, e também, ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras. Além dos valores provisionados, a Companhia possui um total estimado de R\$ 14.445 (R\$ 14.737 em 31 de dezembro de 2014) em processos trabalhistas com expectativa de perda possível. Os valores provisionados foram atualizados monetariamente pela variação da Taxa Referencial (TR), índice de atualização de processos trabalhistas divulgado pelo Conselho Superior da Justiça do Trabalho, acrescidos de juros de 1% a.m. **Cíveis:** Referem-se às ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e jurídicas, envolvendo repetição de indébito, danos materiais e/ou danos morais. Além dos valores provisionados, a Companhia possui um total estimado de R\$ 1.109.816 (R\$ 676.750 em 31 de dezembro de 2014) em processos cíveis com expectativa de perda possível. Os valores foram atualizados monetariamente pela variação do INPC acrescidos de juros de 1% a.m. **Fiscais:** Referem-se às ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal. Além dos valores provisionados, a Companhia possui um total estimado de R\$ 270.847 (R\$ 250.465 em 31 de dezembro de 2014) em ações tributárias de naturezas diversas com expectativa de perda possível. Neste montante, destacamos os autos de infração motivados por (i) não adição da despesa de amortização do ágio nas bases de cálculo do IRPJ e CSLL estimados em R\$ 144.265 (R\$ 132.463 em 31 de dezembro de 2014) e (ii) ações movidas pelos municípios do RN objetivando a nulidade da remissão do ICMS para Companhia antes da privatização, estimados em R\$ 1.184 (R\$ 1.153 em 31 de dezembro de 2014). Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da taxa SELIC.

18. OUTROS PASSIVOS

	2015	2014
Consumidores	(a) 22.770	17.347
Caução em garantia	(b) 16.149	16.190
Adiantamentos recebidos	3.515	3.249
Outras	4.896	1.785
	<u>47.330</u>	<u>38.571</u>
Circulante	41.246	35.396
Não circulante	6.084	3.175

(a) Obrigações perante consumidores de energia elétrica decorrentes de antecipação de recursos para construção de obras em municípios ainda não universalizados, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamento e outros. (b) Garantia constituída em espécie para assegurar o cumprimento dos contratos, tanto no que diz respeito a suas cláusulas operacionais, como na obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços. (c) Cartão de Crédito - Pagamentos diversos efetuados via cartão de crédito, liquidados na data de vencimento da obrigação em janeiro de 2016.

19. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital social: O capital social autorizado e integralizado da Companhia em 31 de dezembro de 2015 e 2014 é de R\$ 179.787. A composição do capital social realizado por classe de ações, sem valor nominal, e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Nº de Ações (em unidades)							
	Ações Ordinárias				Ações Preferenciais			
	Única	%	A	%	B	%	Total	%
Neoenergia S.A	118.961.939	91,7%	18.725.182	90,9%	16.062.793	90,6%	153.749.914	91,5%
Previ	1.854.848	1,4%	359.031	1,7%	382.135	2,2%	2.596.014	1,5%
Outros	8.929.432	6,9%	1.521.915	7,4%	1.276.753	7,2%	11.728.100	7,0%
Total	129.746.219	100,0%	129.746.219	100,0%	129.746.219	100,0%	129.746.219	100,0%

Acionistas	R\$ (em reais)							
	Ações Ordinárias				Ações Preferenciais			
	Única	%	A	%	B	%	Total	%
Neoenergia S.A	127.252	91,7%	20.030	90,9%	17.182	90,6%	164.464	91,5%
Previ	1.984	1,4%	384	1,7%	409	2,2%	2.777	1,5%
Outros	9.552	6,9%	1.628	7,4%	1.366	7,2%	12.546	7,0%
Total	138.788	100,0%	22.042	100,0%	18.957	100,0%	179.787	100,0%

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurado ainda: (i) as ações preferenciais "Classe A" têm prioridade na distribuição de dividendos, que serão no mínimo 10% (dez por cento) sobre o capital social representado por ações preferenciais "Classe A"; (ii) as ações preferenciais "Classe B", têm prioridade na distribuição de dividendos, somente após a distribuição de dividendos às preferenciais "Classe A", sendo tais dividendos no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias. **Reservas de Capital:** a) Reserva Especial de Ágio. Reserva no montante de R\$ 179.315 foi gerada em função da reestruturação societária da Companhia que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente ao patrimônio líquido, quando o ágio foi transferido para a Companhia através da incorporação. Até 31 de dezembro de 2015, a parcela relativa à reserva especial de ágio já realizada e disponível para capitalização por parte do acionista controlador monta R\$ 145.438 (R\$ 137.683 em 31 de dezembro de 2014). b) Reserva de Incentivo Fiscal: A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infraestrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada. O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007, no montante de R\$ 82.428, foi mantido como reserva de capital e, somente poderá ser utilizado conforme previsto em lei. **Reservas de Lucros:** a) Reserva de incentivo fiscal. O valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei 11.638/07 foi contabilizado no resultado do exercício, e posteriormente transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis. O incentivo fiscal SUDENE, com validade até 2019, provê à Companhia o benefício fiscal da redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração. A Companhia apurou no exercício findo em 31 de dezembro de 2015 o valor de R\$ 26.295 (R\$ 32.198 em 31 de dezembro de 2014) de incentivo fiscal SUDENE. Em 31 de dezembro de 2015, propomos "ad referendum" a Assembleia dos Acionistas a reversão de parcela da reserva de incentivo fiscal constituída a maior no exercício de 2013 no montante de R\$ 10.213. b) Reserva legal: A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social. **Dividendos e juros sobre capital próprio:** O Conselho de Administração e/ou Assembleia de Acionistas da Companhia aprovaram a declaração de dividendos propostos e juros sobre capital próprio como segue:

Deliberação	Provento	Valor por ação		
		deliberado	ON	PNA
2015				
AGÜ de 22 de abril de 2015	Dividendos adicionais 2014	77.052	0,4482	0,4930
RCA de 19 de junho de 2015	Dividendos complementares 2014	10.213	0,0594	0,0654
RCA de 30 de setembro de 2015	JSCP	33.596	0,1954	0,2150
RCA de 30 de setembro de 2015	Dividendos Intermediários	54.939	0,3196	0,3515
		<u>175.800</u>		
2014				
RCA de 22 de agosto de 2014	Dividendos Intermediários	53.391	0,3106	0,3416
RCA de 23 de maio de 2014	JSCP	8.930	0,0519	0,0571
RCA de 30 de dezembro de 2014	JSCP	26.790	0,1558	0,1714
AGÜ de 24 de abril de 2014	Dividendos adicionais	124.612	0,7249	0,7974
AGÜ de 24 de abril de 2014	Dividendos/Distribuição da reserva de retenção lucros	27.623	0,1607	0,1768
AGÜ de 24 de abril de 2014	Dividendos/Distribuição da reserva de lucros a realizar	21.424	0,1246	0,1371
		<u>262.770</u>		

O pagamento dos juros sobre o capital próprio está sendo considerado no cômputo do dividendo mínimo obrigatório. 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. As ações preferenciais classe "B" terão direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores aqueles atribuídos às ações ordinárias. A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

	2015	2014
Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido ajustado		
Lucro líquido do exercício	207.370	207.370
Incentivo fiscal SUDENE	(26.295)	(26.295)
Base de cálculo do dividendo	181.075	181.075
Dividendos mínimos obrigatórios	45.269	45.269
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos e propostos:		
Dividendos intermediários	54.939	54.939
Juros sobre capital próprio	33.596	33.596
Dividendos adicionais propostos	92.540	92.540
Total Bruto	181.075	181.075
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio 15% (*).	(345)	(345)

(*) Na parcela de acionistas imunes não ocorre a incidência de imposto de renda.

A movimentação dos saldos de dividendos e juros sobre capital próprio a pagar em 31 de dezembro de 2015 e 2014, é como segue:

	2015	2014
Saldos em 01 de janeiro de	52.405	41.659
Declarados	175.800	262.770
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	(345)	(741)
Pagos no período	(226.529)	(251.149)
Prescritos	-	(134)
Saldos em 31 de dezembro de	1.331	52.405

Os dividendos e juros sobre o capital próprio, não reclamados no prazo de três anos, são revertidos para a Companhia. **Outros resultados abrangentes:** Estão sendo reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes os ajustes decorrentes da mudança no conceito de retornos esperados sobre ativos do plano de benefício definido de previdência privada. A Companhia reconheceu em 31 de dezembro de 2015 o montante líquido negativo de R\$ 621 (R\$ 2.119 negativo em 31 de dezembro de 2014).

20. RECEITA LÍQUIDA

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia, podendo ser confiavelmente mensurados. A receita é mensurada pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é composta pela receita de fornecimento de energia elétrica (faturada ou não faturada), receita de construção e outras receitas relacionadas a outros serviços prestados pela Companhia. O faturamento, e respectivo reconhecimento da receita, dos serviços de distribuição de energia elétrica é efetuado de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. A receita não faturada corresponde à energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor, e é calculada em base estimada, até a data do balanço. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração. Segue a composição da receita líquida por natureza e suas deduções:

	2015	2014
Fornecimento de energia	(a) 1.334.002	1.027.884
Receita de distribuição	1.299.692	999.003
Remuneração financeira wacc	34.310	28.881
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b) 65.366	8.996
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	(c) 1.122.123	862.947
Receita de distribuição	1.093.263	838.700
Remuneração financeira wacc	28.860	24.247
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	(d) (70.162)	97.352

	2015	2014
Receita de construção da infraestrutura da concessão	172.198	180.773
Outras receitas	(e) 83.338	44.660
Total receita bruta	2.706.865	2.222.612
(-) Deduções da receita bruta	(900.878)	(609.607)
Total receita operacional líquida	1.805.987	1.613.005

(a) Fornecimento de Energia
A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores é a seguinte:

	2015	2014
Consumidores	1.012.879	748.536
Residencial	208.377	165.713
Industrial	584.045	434.740
Comercial	139.789	101.059
Rural	149.882	112.399
Poder público	55.850	39.442
Iluminação pública	100.312	74.468
Serviço público	5.781	15.748
Fornecimento não faturado	1.191.545	878.294
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor cativo *	(1.065.370)	(813.811)
	<u>142.457</u>	<u>149.590</u>
	<u>1.334.002</u>	<u>1.027.884</u>

(*) Em atendimento ao Despacho ANEEL nº. 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetuou a segregação da receita de comercialização e distribuição utilizando uma "TUSD média" calculada a partir da TUSD homologada para consumidores cativos. (b) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCEE, foram informados pela mesma e referendados pela Companhia. (c) Receita pela disponibilidade da rede elétrica. A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD refere-se basicamente a venda de energia para consumidores livres com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

	2015	2014
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor livre	56.753	49.136
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor Cativo	(1) 1.065.370	813.811
	<u>1.122.123</u>	<u>862.947</u>

(1) Vide comentários nota (a), acima. (d) Ativos e passivos financeiros setoriais, líquido

	2015	2014
Parcela "A"	-	(6.712)
Valores tarifários não gerenciáveis da "Parcela A"	-	-
CVA e Neutralidade	-	-
Energia	(97.390)	143.830
Encargo de serviço do sistema - ESS	24.915	(58.075)
Neutralidade dos encargos setoriais	(687)	(496)
Sobrecontratação	11.076	(11.726)
Outras CVA s	8.474	8.342
Componentes financeiros e subsídios	3.433	(3.434)
Descontos tarifa irrigação e aquicultura	(8.520)	8.523
Desconto tarifa autoprodutores	(3.312)	4.280
Energia eletrônica	(4.175)	8.080
Exposição financeira	(4.153)	4.153
Desconto rural	177	587
Outros componentes financeiros	(70.162)	97.352

(e) Outras receitas

	2015	2014
Renda da prestação de serviços	1.599	771
Arrendamentos e alugueis	13.861	9.420
Serviço taxado	2.962	3.291
Taxa de iluminação pública	4.565	4.141
Acrescimo moratório	20.057	14.755
Valor justo do ativo indenizável da concessão (a)	39.197	10.576
Outras receitas	1.097	1.706
	<u>83.338</u>	<u>44.660</u>

(a) Conforme mencionado na Nota 11, a Companhia atualiza o ativo financeiro indenizável da concessão com base no mesmo índice de atualização da BRR. Em 23 de novembro de 2015 a Resolução Normativa ANEEL nº 686/2015 aprovou a revisão do índice de atualização da Base de Remuneração Regulatória (BRR) passando a ser utilizado o IPCA em substituição ao IGP em uma data base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária. Essa alteração impactou o resultado do exercício em R\$ 10.576.

(f) Deduções da receita bruta:

	2015	2014
IMPÓSTOS		
ICMS	(491.362)	(378.509)
PIS	(36.412)	(36.856)
COFINS	(162.072)	(171.510)
ISS	(957)	(780)
ENCARGOS SETORIAIS		
Quota para reserva global de reversão - RGR	(450)	(5)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(157.076)	(4.858)
Programa de Eficientização Energética - PEE	(6.931)	(5.987)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(2.772)	(2.395)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(1.387)	(1.197)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(2.772)	(2.395)
Encargos do Consumidor - PROINF	(11.005)	(5.115)
Encargos do Consumidor - CCRBT	(27.882)	-
	<u>(900.878)</u>	<u>(609.607)</u>

21. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS DO SERVIÇO

(a) Custo com Energia Elétrica

	2015	2014
Energia comprada para revenda		
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado - ACR	(666.072)	(680.218)
Energia adquirida contrato bilateral	(129.203)	(114.141)
Contratos por cotas de garantia física	(49.101)	(45.368)
Cotas das Usinas Angra I e Angra II	(30.345)	(27.597)
Energia curto prazo - PLD	(136.673)	(251.051)
PROINF	(15.574)	(22.174)
Ressarcimento de energia	17.326	36.727
Aporte CDE/ Conta ACR -CCEE	-	147.065
Créditos de PIS e COFINS	104.248	105.967
Encargos de energia de reserva - EER	(6.061)	-
Total	<u>(911.455)</u>	<u>(850.790)</u>

Encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição

Encargos de rede básica	(52.856)	(47.931)
Encargos de conexão	(6.586)	(5.933)
Encargo de serviço do sistema - ESS	(68.470)	(19.053)
Encargos de energia de reserva - EER	11.396	46.475
Créditos de PIS e COFINS	5.448	4.879
	<u>(111.068)</u>	<u>(21.563)</u>
	<u>(1.022.523)</u>	<u>(872.353)</u>

(b) Custo de operação e despesas operacionais

Valor Justo: O quadro a seguir apresenta os valores contábil e justo dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2015 e 2014:

	31/12/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Ativo financeiro (Circulante / Não circulante)				
Empréstimos e recebíveis	524.064	524.064	587.317	587.317
Contas a receber de clientes e outros	524.064	524.064	489.877	489.877
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	-	-	97.440	97.440
Mantidos até o vencimento	1.125	1.125	409	409
Titulos e valores mobiliários	1.125	1.125	409	409
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	253.920	253.920	39.990	39.990
Caixa e equivalentes de caixa	250.878	250.878	36.507	36.507
Titulos e valores mobiliários	3.042	3.042	3.483	3.483
Disponível para venda	482.778	482.778	389.194	389.194
Concessão do Serviço Público - Indenização	482.778	482.778	389.194	389.194
Passivo financeiro (Circulante / Não circulante)				
Mensurado pelo custo amortizado	694.326	694.326	622.925	622.925
Fornecedores	256.454	256.454	198.550	198.550
Empréstimos e financiamentos	437.872	437.872	424.375	424.375
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	457.560	457.560	236.913	236.913
Empréstimos e financiamentos	457.560	457.560	236.913	236.913

A Companhia entende que valor justo de contas a receber e fornecedores, por possuir a maior parte dos seus vencimentos no curto prazo, já está refletido em seu valor contábil. Assim como para os títulos e valores mobiliários classificados como mantidos até o vencimento. Nesse caso a companhia entende que o seu valor justo é similar ao valor contábil registrado, pois estes têm taxas de juros indexadas à curva Di (Depósitos Interfinanceiros) que reflete as variações das condições de mercado. Para os passivos financeiros classificados e mensurados ao custo amortizado a metodologia utilizada é a de taxas de juros efetiva. Essas operações são bilaterais e não possuem mercado ativo nem outra fonte similar com condições comparáveis as já apresentadas que possam ser parâmetro a determinação de seus valores justos. Dessa forma, a Companhia entende que os valores contábeis refletem o valor justo da operação. Os ativos financeiros classificados como mensurados a valor justo estão, em sua maioria, aplicados em fundos restritos, dessa forma o valor justo está refletido no valor da cota do fundo. Para os passivos financeiros (empréstimos) classificados como mensurados a valor justo incluindo os instrumentos financeiros derivativos com a finalidade de proteção (hedge), a Companhia mensura o valor justo através do valor presente dos fluxos projetados considerando características contratuais de cada operação. Ao final de cada exercício, a companhia utiliza as taxas referenciais de mercado disponíveis na BM&F como taxa de desconto para precificação dos ativos e passivos após a interpolação exponencial para obtenção das taxas estimadas durante todo o período dos contratos respeitando as características de cada um deles. As taxas de desconto para cada tipo de operação são: a) Para empréstimos indexados ao Dólar e Ponta Ativa do SWAP em Dólar - Di x Dólar; b) Para a Ponta Passiva do SWAP indexado ao CDI - Di x Pré; A Companhia entende que adotando a metodologia descrita acima reflete 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. A mensuração contábil da indenização e dos recebíveis decorrente da concessão é feita mediante a aplicação de critérios regulatórios contratuais e legais já descritos nesta demonstração. Para esses ativos não existe mercado ativo, e uma vez que todas as características contratuais estão refletidas nos valores contabilizados, o Grupo entende que o valor contábil registrado reflete os seus valores justos. **Hierarquia de Valor Justo:** A tabela abaixo apresenta os instrumentos financeiros classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado, de acordo com o nível de mensuração: • Nível 1 - Preços negociados (sem ajustes) em mercados ativos para ativos idênticos ou passivos; • Nível 2 - Inputs diferentes dos preços negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços); e • Nível 3 - Inputs para o ativo ou passivo que não são baseados em variáveis observáveis de mercado (inputs não observáveis).

	31/12/15			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Ativos financeiros				
Disponível para venda				
Concessão do Serviço Público - Indenização	-	-	482.778	482.778
Mantidos para negociação				
Caixa e equivalentes de caixa	250.878	-	-	250.878
Titulos e valores mobiliários	-	3.042	-	3.042
Passivos				
Empréstimos e Financiamentos				
Bank of America	-	(36.141)	-	(36.141)
Citibank	-	(318.239)	-	(318.239)
Itaú I	-	(29.745)	-	(29.745)
Itaú II	-	(78.561)	-	(78.561)
Itaú III	-	(74.544)	-	(74.544)
Itaú IV	-	(49.664)	-	(49.664)
Itaú V	-	(48.912)	-	(48.912)
Outros Passivos financeiros				
Derivativos				
Bank of America	-	21.877	-	21.877
Citibank	-	120.755	-	120.755
Itaú I	-	9.512	-	9.512
Itaú II	-	15.994	-	15.994
Itaú III	-	12.026	-	12.026
Itaú IV	-	(989)	-	(989)
Itaú V	-	(927)	-	(927)
	250.878	(454.516)	482.778	279.140

Fatores de risco: • Riscos financeiros - Risco de variação cambial: A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo com exposição cambial não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2015, operações de "hedge" cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial. No exercício findo em 31 de dezembro de 2015 a Companhia apurou um resultado positivo nas operações de "hedge" cambial no montante de R\$ 129.253 (R\$ 9.813, resultado positivo em 31 de dezembro de 2014).

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade do risco da variação da taxa de câmbio do dólar no resultado da Companhia, mantendo-se todas as outras variáveis constantes. Para a análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos a Administração da Companhia entende que há necessidade de considerar os passivos com exposição à flutuação das taxas de câmbio e seus respectivos instrumentos derivativos registrados no balanço patrimonial. Como 100% das dívidas em moeda estrangeira estão protegidas por swaps, o risco de variação cambial é irrelevante, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Operação	Moeda	Risco	Cotação	R\$ Mil			
				Saldo	Cenário Provável	Cenário (II)	Cenário (III)
Operação em Dólar	Dólar(\$)	Alta do Dólar	3,9048	657.107	(3.410)	(4.262)	(5.115)
Swap ponta ativa em dólar				198.528	-	818	1.022
Exposição líquida					(2.592)	(3.240)	(3.889)

Para o cálculo dos valores no cenário provável acima, foram projetados os encargos e rendimentos para o trimestre seguinte, considerando os saldos e as taxas de câmbio vigentes ao final do exercício. No cenário II esta projeção foi majorada em 25% e no cenário III em 50% em relação ao cenário provável. - Risco de taxa de juros e índice de preços: Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores (índices de preços) associados aos empréstimos, financiamentos e debêntures, como também sobre aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários. A política para utilização de derivativos aprovada pelo Grupo Neoennergia não compreende a contratação de instrumentos contra esse risco, no entanto, a Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas. A Companhia possuía, em 31 de dezembro de 2015, aplicações financeiras atreladas ao CDI, bem como contratos de empréstimos e financiamentos atrelados ao CDI e à TJLP. A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos corrigidos por taxas pré-fixadas no montante de R\$ 93.522 (R\$ 104.653 em 31 de dezembro de 2014) registrados pelo valor contábil. Alterações nas taxas de juros não influenciam o resultado decorrente desses contratos, por este motivo não foram considerados na análise de sensibilidade. A análise de sensibilidade demonstra os impactos no resultado da Companhia de uma possível mudança nas taxas de juros, mantendo-se todas as outras variáveis constantes. A tabela abaixo demonstra a perda (ganho) que poderá ser reconhecida no resultado da Companhia no exercício seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo.

Operação	Inde-zador	Risco	R\$ Mil			
			Taxa no período	Saldo	Cenário Provável	Cenário (II)
ATIVOS FINANCEIROS						
Aplicações financeiras em CDI	CDI	Queda do CDI	13,2%	235.835	7.443	5.646
PASSIVOS FINANCEIROS						
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures						
Dívidas em CDI	CDI	Alta do CDI	9,5%	115.955	3.937	4.863
Swap Ponta Financeira em CDI	CDI	Alta do CDI	9,5%	459.766	15.746	19.465
Dívida em TJLP	TJLP	Alta da TJLP	4,5%	197.905	4.550	5.416
Dívida em Selic	SELIC	Alta da SELIC	9,6%	29.296	1.063	1.278

Para o cálculo dos valores no cenário provável acima, foram projetados os encargos e rendimentos para o exercício seguinte, considerando os saldos e as taxas vigentes ao final do exercício. No cenário II esta projeção foi majorada em 25% e no cenário III em 50% em relação ao cenário provável. Para os rendimentos das aplicações financeiras, foi considerada a projeção do CDI da BM&FBOVESPA para o exercício no cenário provável, uma redução de 25% no CDI projetado para o

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COsERN, tendo examinado, em reunião nesta data, as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2015, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, bem como a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pela contadora da Companhia e considerando, ainda, o relatório dos auditores independentes, EY e o parecer do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Eduardo Nascimento Fernando Arronte	Natal, 04 de fevereiro de 2016. Fernando Santos Mozart Bandeira Arnaut	Pedro Damásio Solange Ribeiro
--	--	----------------------------------

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

TITULARES	SUPLENTEs
Márcio Hamilton Ferreira - Presidente	João Martins Felcar
Mário José Ruiz-Tagle Larrain - Vice-Presidente	Everton dos Santos Teixeira
Fernando Santos do Nascimento	Fabiano Macanhães Fontes
Eduardo César do Nascimento	Fernando Arrontes Fontes
Solange Maria Pinto Ribeiro	Lara Cristina Ribeiro Piau Marques
Mozart Bandeira Arnaut	Roberto Medeiros dos Santos
Pedro Damásio da Costa Neto	Ceres Varella Bezerra de Araújo Matoso
	Ari dos Santos de Azevedo Filho

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da

Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COsERN

Natal - RN

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern ("Companhia"), 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 naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e 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), assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou 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 pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis estão livres de distorção relevante.

cenário II e uma redução de 50% para o cenário III. - Risco de liquidez: O risco de liquidez é caracterizado pela possibilidade da Companhia não honrar com seus compromissos no vencimento. A Política Financeira adotada pela Companhia busca constantemente a mitigação do risco de liquidez, tendo como principais pontos o alongamento de prazos dos empréstimos e financiamentos, desconcentração de vencimentos, diversificação de instrumentos financeiros e o hedge da dívida em moeda estrangeira. O permanente monitoramento do fluxo de caixa da empresa permite a identificação de eventuais necessidades de captação de recursos, com a antecedência necessária para a estruturação e escolha das melhores fontes. A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica. O prolongamento da geração de energia por meio de termelétricas pode pressionar o aumento dos custos para as distribuidoras de energia, o que ocasiona uma maior necessidade de caixa no curto prazo, que são recuperáveis dentro do arcabouço regulatório vigente, e pode impactar em aumentos tarifários futuros. Havendo sobras de caixa são realizadas aplicações financeiras para os recursos excedentes com base na Política de Crédito do Grupo Neoennergia, com o objetivo de preservar a liquidez e mitigar o risco de crédito (atribuído ao rating das instituições financeiras). As aplicações da Companhia são concentradas em fundos exclusivos do Grupo Neoennergia, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária. Em 31 de dezembro 2015 a Companhia mantinha um total de aplicações no curto prazo de R\$ 236.342, sendo R\$ 235.835 em fundos restritos e R\$ 507 em outros ativos. A tabela abaixo demonstra o valor total dos fluxos de obrigações da Companhia, com empréstimos, financiamentos, debêntures e fornecedores, e outros, por faixa de vencimento, correspondente ao período remanescente contratual.

	31/12/2015						
	Valor contábil	Fluxo de caixa contratual	2016	2017	2018	2019	Acima de 5 anos
Passivos financeiros não derivativos:							
Empréstimos e financiamentos	1.073.678	1.292.703	228.238	337.243	332.001	206.706	188.515
Fornecedores	256.454	-	-	-	-	-	-
Passivos financeiros derivativos							
Bank of America	(21.877)	(23.487)	(23.487)	-	-	-	-
Citibank	(120.755)	(210.366)	22.753	21.726	(254.844)	-	-
Itaú	(9.511)	(13.785)	2.199	(15.984)	-	-	-
Itaú II	(15.994)	(20.031)	6.261	(26.292)	-	-	-
Itaú III	(12.026)	(17.706)	6.647	(24.353)	-	-	-
Itaú IV	989	(2.893)	6.345	6.979	-	(16.218)	-
Itaú V	928	(2.969)	6.283	6.973	-	(16.225)	-

• Riscos operacionais - Risco de crédito: O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de converter em caixa seus ativos financeiros. Para os ativos financeiros oriundos das principais atividades realizadas pela Companhia de distribuição, existem limitações impostas pelo ambiente regulado, onde cabe a esse agente determinar alguns processos operacionais e administrativos, dentre eles, políticas de cobrança e mitigação dos riscos de crédito de seus participantes, os consumidores livres e cativos, concessionárias e permissionárias. Para os demais ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes e títulos e valores mobiliários a Companhia segue as disposições da Política de Crédito da Companhia que tem como objetivo a mitigação do risco de crédito através da diversificação junto às instituições financeiras, centralizando as aplicações em instituições de primeira linha. **Garantias e outros instrumentos de melhoria de créditos obtidos:** De uma forma geral, por questões econômicas ou regulatórias, não são tomadas garantias físicas ou financiadoras dos créditos obtidos nas atividades fins da Companhia, o Contas a receber de clientes e outros. A exposição máxima ao risco de crédito é o valor registrado de cada classe de ativos financeiros, conforme demonstra abaixo:

	2015	2014
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado		
Caixa e equivalentes de caixa	250.878	36.507
Titulos e valores mobiliários	3.042	3.483
Empréstimos e recebíveis		
Contas a receber de clientes e outros (*)	604.784	566.651
Ativos financeiros setoriais		
Mantidos até o vencimento		
Titulos e valores mobiliários	1.125	409
Disponível para venda		
Concessão do Serviço Público - Indenização	482.778	389.194

(*) Valor bruto não considerando PCLD

Sua principal exposição de risco de crédito é oriundo da possibilidade das empresas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, o Grupo monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira. Todas essas ações estão em conformidade com a regulamentação da atividade. - Risco de vencimento antecipado: A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis ("covenants" financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida (vide nota 13). - Risco quanto à escassez de energia: O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica apesar de ser um sistema hidrotérmico. Nos últimos anos houve um incremento significativo sua base de geração com outras fontes de energias renováveis. Contudo, um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduz o volume de água nos reservatórios das usinas hidráulicas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo, mesmo considerando a recente redução do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), além da elevação dos valores de encargos do sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita, em função da necessidade de ajustes nos montantes dos contratos de compra e venda de energia. O acompanhamento do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas do país tem indicado uma considerável redução do volume de armazenamento, em relação aos anos anteriores. Essa redução, associada ao aumento do consumo de energia observado, aumenta a probabilidade de racionamento de energia. Visando mitigar o risco de racionamento, o governo tem acionado uma quantidade maior de usinas termelétricas para atender a demanda de energia elétrica no país.

25. COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia são como segue:

Vigência	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
2016 a 2042	945.641	911.080	951.550	1.012.873	1.099.455	21.348.585

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 6 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço corrente no final do exercício de 2015, e foram homologados pela ANEEL.

26. ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

A Companhia patrocina planos de complementação de aposentadoria e pensão (Planos Previdenciários I e II) e de assistência médica e odontológica (Plano Assistencial), para seus empregados ativos, aposentados e pensionistas e seus dependentes legais. **Planos Previdenciários:** A Companhia é patrocinadora da FASERN - Fundação COsERN de Previdência Complementar, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus participantes, e respectivos beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, conforme regulamentos dos planos de benefícios a que estiverem vinculados. As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes) destinam-se à constituição de reservas para cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, e são acumuladas desde sua admissão nos planos. No Plano de Benefícios Previdenciários da FASERN - Regulamento 001 (Benefício Definido) eventuais insuficiências serão de co-responsabilidade da Companhia. A partir de março de 1999, a FASERN implantou o Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº. 001, de Contribuição Definida, ao qual estão vinculados todos os empregados ativos. O Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº. 001 proporciona aos seus participantes ativos benefícios relacionados à possibilidade de ocorrência de invalidez e morte durante a vida laborativa, classificados como benefícios de risco, totalmente custeados pela Companhia e pelos participantes autopatrocinados. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, com pagamento único ou parcelado, a critério do participante ou de seus beneficiários. Por suas características, este plano não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes. A contribuição da Companhia para o Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº. 001 corresponde a 7,68% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 5,45% correspondem à contribuição normal (igual a dos participantes), 0,42% à contribuição dos benefícios de risco e 1,81% à cobertura das despesas administrativas dos planos previdenciários administrados pela FASERN. As contribuições pagas ou provisionadas em 31 de dezembro de 2015 e 2014 foram as seguintes:

	2015	2014
Custo do intangível em curso	736	737
Despesas operacionais	(3.995)	(2.986)
	(3.260)	(2.249)

Deliberação CVM nº. 695 - CPC 33 - Benefícios e empregados: A Deliberação CVM nº. 600/09, alterada pela Deliberação CVM 695/12 de 13 de dezembro de 2012, em linha com os procedimentos contábeis estabelecidos no CPC 33 - Benefícios a Empregados, determina o registro de um passivo quando o montante das obrigações ultrapassa o valor dos ativos do plano de benefícios, e de um ativo quando o montante dos ativos supera o valor das obrigações do plano. Nesta última hipótese, o ativo somente deverá ser registrado quando existirem evidências de que este poderá reduzir efetivamente as

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COsERN, dando cumprimento ao que dispõe o artigo 163 da Lei nº 6404/76, e suas posteriores alterações, examinou o relatório da administração e demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015, compreendendo: balanço patrimonial, demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas. Com fundamento nas análises apresentadas e na opinião refletida no relatório dos Auditores Independentes, este Conselho opina no sentido de que as Demonstrações Financeiras, acima referidas, estão em condições de serem submetidas à apreciação dos Senhores Acionistas.

	Rio de Janeiro, 04 de fevereiro de 2016. Fabrício Duque Estrada Meyer Chagas - Presidente José Ivo dos Santos Loss Leonardo Loyola
--	--

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

CONSELHO FISCAL	SUPLENTEs
TITULARES	
Fabrício Duque Estrada Meyer Chagas - Presidente	Wagner dos Reis
Leonardo Loyola	Nilton Brunelli de Azevedo
José Ivo dos Santos Loss	José Augusto Rios Bastos

CONTADORA

Erika de Paiva Barros - CRC: RN-006249/0-6

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e 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 erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Entidade para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Entidade. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas