

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO | 2017**

**MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

Prezados Acionistas, O ano de 2017 será lembrado como o início da grande transformação do Grupo Neoenergia, controlador da COSERN, com 91,5% de participação em seu capital social. Com a incorporação da Elektro Holding, em agosto, o Grupo Neoenergia passou a ser o maior grupo privado do setor elétrico brasileiro em número de clientes. São 13,5 milhões de unidades consumidoras atendidas pelas quatro distribuidoras (Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes), um universo de 34 milhões de pessoas – quase 20% da população brasileira. Em Geração, o Grupo Neoenergia possui capacidade instalada de 4,3 GW, entre ativos em operação ou em construção. A base de ativos regulatórios é de R\$ 15 bilhões, a maior entre os players privados do setor no Brasil e América Latina. O Grupo está presente em 16 estados brasileiros e nosso viés é de crescimento sustentável. Dando sequência a uma parceria de sucesso, construída nestes 20 anos junto ao Banco do Brasil e à PREVI, com a incorporação da Elektro Holding, a Neoenergia tem uma nova composição acionária na qual a Iberdrola torna-se a controladora. O compromisso da Iberdrola no Brasil é claro, histórico e consistente: a Neoenergia é o único veículo de investimentos da Iberdrola no país. Em 2017, os investimentos da Neoenergia, considerando inclusive o investido em suas coligadas, atingiram R\$ 4,4 bilhões, 13% a mais do que em 2016. E esse patamar deverá se manter pelos próximos anos, sobretudo com o desenvolvimento de novos projetos, como as seis linhas de transmissão (1.600 quilômetros no total) e os nove parques eólicos (281,4 MW) conquistados nos leilões de abril e dezembro. O Grupo tem muito a avançar. A COSERN encerra o ano de 2017 com 1,4 milhão de consumidores ativos, um aumento de 2,4% em sua base de clientes em relação a 2016. A energia se manteve estável em relação ao ano anterior, totalizando 5.623 GWh, sendo 83% referente ao consumo do mercado cativo e 17%, ao mercado livre, que teve um crescimento de 17%. Considerando os resultados econômico-financeiros da COSERN, comparados a 2016, a Receita Operacional Líquida (ROL) cresceu 20,39% e chegou a R\$ 2,2 bilhões, o EBITDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) teve um crescimento de 15,56% e fechou 2017 em R\$ 367 milhões e o lucro saltou de R\$ 171 milhões, em 2016, para R\$ 188 milhões em 2017, um aumento de 9,94%. São números que nos encorajam a investir cada vez mais na qualidade dos serviços prestados a nossos clientes e na expansão da infraestrutura elétrica de que o Brasil tanto precisa. Refletindo sua atuação socioambiental, merece destaque o compromisso da COSERN junto aos Dez Princípios do Pacto Global da ONU. A COSERN reitera seu compromisso com os clientes por meio da melhoria contínua na gestão de suas operações, seu foco em resultados sustentáveis e sua capacidade de geração de valor para o acionista, mesmo num ambiente de negócio desafiador. É com muito orgulho dessas conquistas que apresento os nossos resultados de 2017. E quero deixar uma palavra que nos estimula para enfrentar os novos desafios que virão: compromisso.

**DESTAQUES**

Resultados Econômico-Financeiros - R\$ mil <sup>(1)</sup>	2017	2016	Variação %
Receita Operacional Bruta	3.176.583	2.787.437	13,96
Receita Operacional Líquida	2.160.031	1.794.204	20,39
Margem Operacional Líquida	408.287	398.225	2,53
EBITDA	367.403	317.925	15,56
Resultado Financeiro	(63.041)	(62.848)	0,31
Lucro Líquido	188.278	171.260	9,94
Margem Operacional (%)	18,90%	22,20%	(3,29)
Margem EBITDA (%)	17,01%	17,72%	(0,71)
Margem Líquida (%)	8,72%	9,55%	(0,83)
Outros Resultados	2017	2016	Variação %
Volume de fornecimento para mercado cativo (GWh)	4.650	4.749	(2,09)
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	5.623	5.582	0,73
Número de Clientes	1.419.663	1.386.812	2,37
DEC anualizado (horas)	12,47	13,52	(7,77)
FEC anualizado (interrupções)	6,43	7,96	(19,22)
Perdas de Distribuição (%)	10,04%	10,36%	(0,32)
Rating corporativo (S&P)	brAA-	AA-	
Investimento (R\$ mil) <sup>(2)</sup>	312.027	261.144	19,48
Informações Patrimoniais - R\$ mil <sup>(1)</sup>	dez/17	dez/16	Variação %
Ativo Total	2.865.493	2.403.868	19,20
Dívida Bruta	1.430.437	948.546	50,80
Dívida Líquida <sup>(3)</sup>	1.079.924	735.138	46,90
Patrimônio Líquido	852.438	845.143	0,86

<sup>(1)</sup> Em milhares de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida  
<sup>(2)</sup> Investimento líquido de subvenções  
<sup>(3)</sup> Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

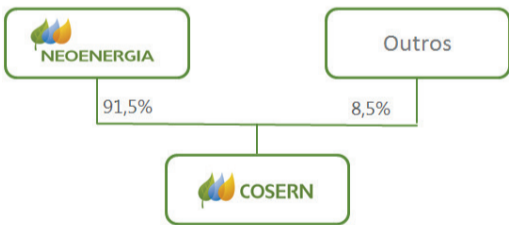
Indicadores Financeiros de Dívida	dez/17	dez/16	Variação (p.p)
Dívida Líquida/EBITDA <sup>(4)</sup>	2,94	2,31	0,63
EBITDA/Resultado Financeiro <sup>(4)</sup>	5,83	5,06	0,77

<sup>(4)</sup> EBITDA e Resultado Financeiro dos últimos 12 meses

- A COSERN encerrou o período de 2017 com Receita Operacional Líquida de R\$ 2.160 milhões, um aumento de 20,39% quando comparado ao período anterior, impactada majoritariamente pelo aumento de 3,74% da Receita de Fornecimento Futurado do mercado cativo;
- A Companhia apresentou os melhores indicadores de qualidade de fornecimento em 5 anos, fechando o ano com DEC em 12,47 (melhoria de 7,77% em relação ao indicador registrado em 2016 e 6,84% abaixo do limite regulatório) e FEC em 6,43 (melhoria de 19,22% e 31,09% menor que a meta definida pela ANEEL), majoritariamente em função do plano de manutenção de transmissão e distribuição da empresa, que visa maior robustez da rede;
- Alinhada com o compromisso de excelência de seus serviços, a COSERN investiu um montante 19,48% maior que em 2016: foram R\$ 312 milhões investidos em expansão, melhorias e preservação da rede e sistemas de distribuição;
- A COSERN foi destaque no Prêmio ABRADEE 2017, reconhecida como a 3ª melhor distribuição da região Nordeste e a 5ª melhor do Brasil. Pela Great Place to Work – Brasil, foi classificada entre as 30 melhores empresas para se trabalhar no país.

**1. A COSERN**

**1.1. Histórico**  
 Com concessão vigente até 30 de dezembro de 2017, a Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN) é a única concessionária de energia elétrica do Estado do Rio Grande do Norte (RN), sexta maior concessionária de energia elétrica dentre as onze do Nordeste em número de clientes e a quinta em volume de energia fornecida. Presente nos 167 municípios potiguaras, atende a uma população de mais de 3,4 milhões de habitantes em uma área total de 52.811 km². Fundada em 14 de dezembro de 1961, como uma sociedade de economia mista, controlada pelo Estado do RN, foi privatizada em 12 de dezembro de 1997 por meio de leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, com o consórcio formado pela COELBA, Guarani (atual Neoenergia) e UPTICK Participações. Em 04 de janeiro de 1999, tornou-se companhia aberta (CVM n.º 01813-9), tendo iniciado negócios com ações de emissão própria na Bovespa a partir de 17 de maio de 1999.  
**1.2. Estrutura Societária**  
 Em março de 2003, em virtude de determinação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) de desverticalizar as atividades de geração e distribuição, a Companhia procedeu à venda de suas ações da Termoacú 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 27 de fevereiro de 2015, a Neoenergia adquiriu as ações pertencentes à Iberdrola referente à empresa COSERN. Com esta aquisição, a Neoenergia passou a deter 91,5% da COSERN. Em 30 de junho de 2017, a Assembleia Geral Extraordinária da Neoenergia, controladora da Companhia, aprovou a incorporação da Elektro Holding S.A. ("Elektro") pela Neoenergia, a qual, após a obtenção das aprovações regulatórias necessárias e a satisfação das demais condições precedentes aplicáveis, foi consumada em 24 de agosto de 2017 ("Incorporação"). Com esse movimento a Iberdrola passa ser a controladora da Neoenergia e a partir desse momento a empresa e suas subsidiárias, dentre elas a COSERN, incorporam práticas de gestão e de Governança além da cultura do Grupo Iberdrola. Em 31 de dezembro de 2017 a Estrutura Acionária da Companhia era:



**2. AMBIENTE ECONÔMICO**

Em 2017, a economia brasileira apresentou uma leve recuperação, quando comparada aos dois últimos anos. O Produto Interno Bruto – PIB, estimado na divulgação do Monitor do PIB elaborado pelo Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas – Ibre-FGV, encerrou o ano com crescimento de 1,1% da economia (pouco acima dos 1,01% previsto pelo boletim Focus do Banco Central do Brasil – BC), baseado nos indicadores de atividade econômica disponíveis referentes a dezembro.

O Governo Central, considerando os números preliminares dos últimos dias de 2017, espera um resultado primário em média R\$30 bilhões melhor do que a meta estimada de R\$159 bilhões para o fim do ano. Essa melhoria da arrecadação da União teve ajuda da massa salarial, cujo ganho real se elevou frente à queda da inflação. Além disso, de acordo com a Secretaria do Tesouro Nacional, o governo conta com uma sobra de recursos para o cumprimento da "regra de ouro" (norma constitucional que visa impedir o endividamento público para pagamento de despesas correntes) das contas públicas em 2017, comprovando mais uma vez a recuperação de receita, e indicando importante redução do déficit primário do Governo Central (Tesouro, BC e Previdência Social), que deve ser menor que R\$130 bilhões. Isto sinaliza um possível caminho ao reequilíbrio de suas contas e uma retomada da economia. Segundo dados apurados pelo BC, o Índice de Commodities Brasil – IC-BR, construído a partir dos preços em reais (R\$) das commodities agrícolas, metálicas e energéticas, fechou 2017 com queda de 0,39%. Isto quer dizer que as matérias-primas que influenciam a inflação encerraram o ano em desvalorização. Nessa mesma linha, em 2017, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA alcançou o valor de 2,95% (menor que os 6,29% de 2016), e o Índice Geral de Preços-Mercado – IGP-M apresentou queda de 0,52% em 2017 (frente a alta de 7,17% de 2016). O primeiro, divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, foi impactado principalmente pelo comportamento atípico dos preços dos alimentos, responsável por 24,71% do índice, que registraram queda recorde no ano de 2,40%. O segundo, elaborado pela FGV, sofreu com a queda de 2,55% do Índice de Preços ao Produtor Amplo – IPA, que tem peso de 60% sobre o IGP-M, regido pela queda de 12,99% dos produtos agropecuários. Na área de energia, a realização de leilões impulsionou um aumento expressivo de desembolsos do Banco Nacional do Desenvolvimento – BNDES no segmento de infraestrutura em 2017. O banco liberou R\$19,83 bilhões para infraestrutura (crescimento de 13%), sendo R\$19,45 bilhões para contratação de projetos ou novos financiamentos (aumento de 26%). Especificamente para energia, liberou R\$ 15,46 bilhões (crescimento de 52%) para contratações, e registrou um aumento de 69% dos desembolsos, alcançando R\$13,43 bilhões. O custo básico desses financiamentos concedidos pelo banco, a chamada Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, começou o ano a 7,5% (de janeiro a março), permanecendo a maior parte do período a 7%. Ainda falando de taxas, o desempenho de investimentos atrelados à Selic (taxa básica de juros da economia brasileira) no ano passado foi prejudicado pelo movimento de baixa da taxa que caiu de 13,65% no fim de 2016 para 6,90% no encerramento de 2017. O mesmo viés tomaram os investimentos vinculados à taxa DI (taxa de Depósito Interbancário), que, seguindo a Selic, caiu de 13,63% no fim de 2016 para 6,89% no encerramento de 2017. A taxa DI é a taxa de negociação dos CDI's (Certificados de Depósito Interbancário), calculada com base nas operações de empréstimos diárias realizadas no mercado entre bancos para não encerrar o caixa diário no negativo. Apesar de ter um impacto negativo na rentabilidade dos investimentos atrelados ao indicador, a queda do DI é benéfica para as dívidas também referenciadas a essa taxa. Considerando números consolidados do Grupo Neoenergia, incluindo Instrumentos Financeiros Derivativos, em 31/12/2017, 70,6% da nossa dívida estava indexada ao CDI.

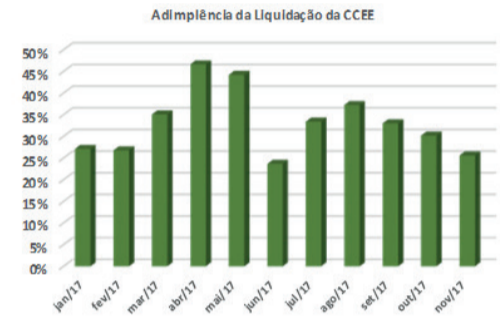
**3. AMBIENTE REGULATÓRIO**

**3.1. Hidrologia**  
 Em 2017, observou-se cenário hidrológico desfavorável em grande parte do ano no Sistema Interligado Nacional – SIN, permanecendo desfavorável ao longo do ano de 2017. Neste ano, as águas naturais afluentes da região Nordeste bateram recordes negativos: foi o pior março, maio, julho, agosto e o pior outubro em um histórico de 87 anos. A baixa afluência, principalmente nos meses de agosto, setembro e outubro, elevou o PLD para próximo do teto nesse período. Além disso, o ano de 2017 fechou com PLD médio de RS/MWh 323 no submercado SE/CO e RS/MWh335 no Nordeste. O Generation Scaling Factor - GSF também registrou recordes negativos: de julho a agosto o índice foi inferior a 65%. O ano de 2017, dezembro ainda estimado, teve GSF médio de 81%. Em 2017, o destaque positivo foi o incremento da geração eólica, principalmente no Nordeste. Foram gerados mais de 4.500 MWmed, o que corresponde a 40% da carga dessa região. Em relação ao ano de 2016, houve crescimento de 28%. Outro ponto favorável é que alguns sinais de recuperação da economia foram observados no comportamento da carga do SIN. A carga de energia do SIN, considerando o Brasil como um todo, no ano de 2017, registra variação de 1,5% sobre igual período de 2016. Fatores como a queda na taxa de inflação e a redução das taxas de juros ampliam a renda disponível e ajudam na recuperação do consumo em algumas regiões do país. Esse efeito já pode ser percebido nos setores de comércio e serviços mas uma vez em algumas regiões do país.  
**3.2. Nível Contratual das Distribuidoras**  
 Em 2016 a situação de sobrecontratação das distribuidoras agravou-se em função da crise econômica. A partir de tratativas da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADEE junto ao Ministério de Minas e Energia (MME) e ANEEL, várias ações foram empreendidas ao longo de 2016 com o intuito de mitigar a sobrecontratação das distribuidoras. No ano de 2017 com o intuito de mitigar a posição de sobrecontratação para os anos de 2016 e 2017, a empresa fez uso dos mecanismos implementados pela ANEEL e MME para gerir seu portfólio. Sendo assim, a COSERN encerrou o ano de 2017 com uma sobrecontratação de 3,32% o que representa 20,54 MW médios de sobrecontratação. Esses excedentes são liquidados no âmbito da CCEE ao valor de PLD do respectivo período. Até uma sobrecontratação de 5% os efeitos econômicos são repassados para a tarifa. O volume que exceder poderá constituir ganho ou perda econômica para a companhia em função da diferença entre o valor do PLD a cada período no respectivo submercado e o preço médio da energia contratada.  
**3.3. Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo**  
 A liquidação financeira do mercado de curto prazo representa o acerto de eventuais diferenças entre a energia medida e a contratada pelos agentes que operam no âmbito da CCEE. Os débitos e créditos, apurados pelo processo de contabilização das operações do mercado pela Câmara de Comercialização, são valorados ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, calculado semanalmente. No ano de 2017 as liquidações financeiras do Mercado de Curto Prazo - MCP continuaram sendo impactadas pelos desdobramentos judiciais, atrelados ao impacto financeiro decorrente dos riscos hidrológicos assumidos pelos agentes de geração participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE por conta do deslocamento da geração hidráulica que, em função de baixa hidrologia exigiu o despacho das usinas térmicas. Esse deslocamento da geração hidráulica é medido pelo indicador conhecido como Generation Scaling Factor – GSF. Em função desses processos judiciais foi criado um mecanismo para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica, cujas diretrizes foram

estabelecidas por meio da Lei nº 13.203/2015. Em dezembro de 2015 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 684/2015 que estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico por agentes participantes do MRE. No entanto, para os contratos do ACL, quase a totalidade dos geradores não assinaram o Acordo GSF, portanto permanecem com liminar protegendo-os dos efeitos do GSF e em função disso continuam sem pagar suas despesas com Risco Hidrológico. A partir desta situação surgiu o impasse sobre quem deve arcar com os custos associados ao risco hidrológico ou GSF, uma vez que os referidos geradores estavam sobre proteção de liminares judiciais. Os demais membros do MRE alegam que não podem sofrer os efeitos de decisões proferidas em processos dos quais eles não participam, e além disso, já arcam com a correspondente exposição ao GSF. Com isso, surgiram dezenas de liminares que desoneraram membros do MRE de arcar com os custos de GSF desses geradores com contratos no ACL. A conta restou transferida para os credores em geral do Mercado de Curto Prazo (MCP). As associações que representam agentes com posição credora no MCP também sustentam que não podem pagar esta conta. Diante de todo esse impasse o ano de 2017 foi encerrado com essa questão ainda em discussão sem que houvesse uma decisão uniforme por parte dos tribunais. A maior parte da inadimplência continua sendo atribuída aos credores do MCP. O quadro e gráfico seguintes apresentam a situação de adimplência global verificada na liquidação das operações da CCEE, até o mês de novembro, último até então liquidado referente ao ano de 2017.

**Contabillliatão x Adimplência CCEE - em bilhões de R\$**

Mês	Contabilizado	GSF Nao Repactuado	Exposição	Liquidado
jan/17	2,58	1,60	0,98	0,70
fev/17	2,54	1,59	0,95	0,68
mar/17	2,85	1,58	1,27	1,00
abr/17	3,71	1,64	2,07	1,73
mai/17	4,23	2,00	2,23	1,87
jun/17	3,17	2,10	1,07	0,75
jul/17	4,43	2,55	1,88	1,48
ago/17	6,82	3,72	3,10	2,54
set/17	8,27	4,66	3,61	2,73
out/17	9,84	5,61	4,23	2,97
nov/17	10,00	6,00	4,00	2,56



No mês de novembro, ocorreu a revogação da decisão judicial, que limitava o Ajuste do MRE (GSF) em 95% para agentes associados à Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa – Abragel. A CCEE tem atuado na esfera jurídica para garantir o tratamento isonômico de todos os agentes e a aplicação das regras de comercialização. A operação de contabilização, realizada em novembro de 2017, envolveu 6.542 agentes, sendo 568 devedores e 5.974 credores. É importante destacar, por fim, que embora o impasse relativo à judicialização no mercado de curto prazo ainda não tenha uma solução definitiva, ao longo de 2017 a COSERN não sofreu maiores impactos uma vez que a distribuidora se manteve na posição de "devedora" ao longo dos meses e a regra atual determina que o valor não pago por um determinado agente seja suportado pelos credores da liquidação.  
**3.4. Contratos de Concessão das Distribuidoras**  
 Em 2016 a ANEEL promoveu ajustes nos contratos das distribuidoras, destacando-se os seguintes aspectos:  
 a) Agrupamento de Áreas de Concessão  
 A Resolução Normativa nº 716/2016 publicada em maio de 2016 permitiu que áreas de concessão atendidas por distribuidoras sujeitas a controle societário comum possam ser agrupadas, com a unificação dos respectivos termos contratuais, mediante solicitação enviada à ANEEL até 31 de agosto do ano anterior ao do efetivo agrupamento, com as características das concessões que serão agrupadas, a operação escolhida para a reorganização societária e a justificativa para o agrupamento quanto à sua racionalidade operacional e econômica. A ANEEL deliberará pela unificação a partir de 1º de janeiro do ano seguinte ao da solicitação. A referida resolução define ainda que a data-base dos reajustes e revisões da concessionária agrupada será na data-base do último processo tarifário previsto dentre as concessionárias originais no primeiro ano do agrupamento.  
 b) Aditivo ao Contrato de Concessão  
 Em agosto de 2016 a ANEEL publicou o Despacho nº 2.194/2016 no qual aprova a minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição, de caráter opcional, para as concessionárias que não tiveram os contratos prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013. A intenção da agência foi fazer um aprimoramento na regra para dar possibilidade às distribuidoras que ainda não tiveram suas concessões prorrogadas, a assinarem o novo modelo de contrato de concessão. As distribuidoras que se enquadrar nesta condição poderão aderir integralmente ao novo modelo de contrato, instrumento que poderá contemplar nova data para realização dos processos tarifários, o que deve ser objeto de audiência pública específica para cada concessionária. Para as distribuidoras que já assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão a Resolução Normativa nº 747/2016, publicada em dezembro de 2016, estabeleceu critérios para limitação de distribuição de dividendos e pagamento de juros sobre o capital próprio em razão da violação de indicadores de continuidade, uma vez que o termo aditivo possui cláusulas relativas à restrição de proventos. Importante ressaltar que essa regra apenas afetará aquelas empresas que tiverem a renovação da concessão ou que aderiram ao novo aditivo, o que não é caso da COSERN cuja renovação ocorrerá em 2027.  
**3.5. Lei 13.360/2016**  
 No dia 18.11.2016 o Governo publicou a Lei nº 13.360/2016, conversão da Medida Provisória 735/2016. Ao todo a Lei 13.360/2016 alterou 16 leis que estavam em vigor e promoveu mudanças significativas no âmbito da distribuição de energia. Uma dessas mudanças implementadas foi a autorização para as distribuidoras venderem seus excedentes contratuais aos consumidores livres, sem restringir tal venda à respectiva área de concessão. Em 22 de agosto de 2017 foi publicado o Decreto 9.143/2017 que regulamentou a venda de excedentes, definindo que os agentes de distribuição poderão negociar, no Ambiente de Contratação Livre - ACL, contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado, podendo negociar a energia com os consumidores livres, geradores, comercializadores e agentes de autoprodução. O decreto determinou ainda que a ANEEL edite as normas necessárias para cumprimento do dispositivo. Para o cumprimento de tal objetivo, a ANEEL abriu no dia 30/11/2017 a Audiência Pública nº 70/2017 que busca não só obter subsídios e informações adicionais para a criação do Mecanismo de Venda de Excedentes do Ambiente de Contratação Regulada - ACR, como também revogar a Resolução Normativa nº 711/2016 e promover alterações no MCSO de Energia Nova. Essa Audiência será encerrada em 2018.  
**3.6. Contratação das Distribuidoras com Partes Relacionadas**  
 Com a publicação da Resolução Normativa nº 699/2016 em fevereiro de 2016, foi regulamentado o inciso XIII do art. 3º da Lei nº 9.427/1996, que trata dos controles prévios e a posteriori sobre atos e negócios jurídicos entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas. As principais mudanças introduzidas pela nova resolução foram:  
 • Conceito de Parte Relacionada: além da manutenção do conceito anterior, que remetia aos controladores, suas sociedades e coligadas bem como as controladas e coligadas de controlador comum, foram incluídos (i) seus administradores e diretores, quando o objeto do negócio for estranho às competências e atribuições estatutárias inerentes ao cargo; (ii) pessoas jurídicas que possuam diretores ou administradores em comum, indicados pelos acionistas controladores, quando estes representem a maioria do capital votante; e (iii) as pessoas jurídicas que possuam diretores ou administradores comuns à Permissionária;  
 • Foram regulamentados os contratos de prestação de serviço e de compartilhamento de infraestrutura e de recursos humanos. Os contratos estabelecidos anteriormente poderão ser prorrogados, desde que anuídos pela ANEEL, caso se demonstre vantagem operacional, econômica e financeira para o Agente contratante em aditar a avença frente a uma nova contratação;  
 • O rateio dos custos de compartilhamento de recursos humanos ocorrerá de forma proporcional ao Ativo Imobilizado Bruto – AIB do agente participante do compartilhamento. No compartilhamento de recursos humanos pelas Distribuidoras, essas deverão manter a autonomia integral dos processos de operações, de engenharia e de ouvidoria;  
 • Com relação às áreas de suprimentos, contábil, comercial, financeira, de auditoria, além de outras a critério da ANEEL, as Distribuidoras deverão, no pedido de anuência prévia, apresentar a forma de gestão a ser aplicada aos referidos processos, de modo a evidenciar sua autonomia para que o serviço concedido se mantenha adequado por todo o período da contratação, sendo que a ANEEL poderá demandar a autonomia integral ou parcial dos processos.  
**3.7. Tarifas**  
**3.7.1. Reajuste Tarifário Anual**  
 A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.221, de 18 de abril de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de Abril de 2017, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 3,10%, dos quais 3,35% correspondem ao reajuste tarifário econômico e -0,25% aos componentes financeiros pertinentes. Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 3,38%, conforme tabela a seguir. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2017 com vigência até 21 de abril de 2018.

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	4,07%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	3,08%
<b>Efeito tarifário médio AT+BT</b>	<b>3,38%</b>

**3.7.2. CDE – Encargos**

Através da Resolução Homologatória nº 2.202/2017, a ANEEL estabeleceu o encargo anual da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para o ano de 2017. Posteriormente essa resolução foi revogada e publicada a Resolução Homologatória nº 2.204/2017. Algumas parcelas desse encargo estão sendo questionadas judicialmente por algumas associações. Em janeiro de 2016 uma nova liminar foi concedida pela Justiça Federal em Brasília ampliando o número de grandes consumidores de energia que tiveram o pagamento de parte dos custos da CDE suspensos. A decisão impede a inclusão desses consumidores no rateio das quotas de CDE, similar ao que ocorreu em 2015 para as empresas afiliadas à Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE. A concessão da antecipação de tutela beneficia empresas da Associação Nacional dos Consumidores de Energia – ANACE; Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro – ABIVIDRO; Associação Brasileira da Indústria de Alcais, Cloro e Derivados – ABICLOR; e Associação Brasileira da Indústria Química – ABIQUIM. A parcela questionada é que deve ser excluída da cobrança da CDE refere-se às despesas relativas ao pagamento de indenizações das concessões renovadas, subsídios tarifários, exposição das distribuidoras, restos a pagar, dispêndios com a compra de combustível para as térmicas dos sistemas isolados e com a implantação do gasoduto Urucu-Coari-Manaus e subsídios ao carvão mineral nacional. Em setembro de 2016 a ANEEL, em cumprimento à decisão liminar, decidiu homologar novos valores das componentes tarifárias das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, com vigor a partir de 29 de junho de 2016, referentes ao processo tarifário de 2016 das distribuidoras que atendem às unidades consumidoras filiadas a ABRACE, alcançadas pelos efeitos da decisão de antecipação de tutela de que trata a liminar. Em março de 2017 a ANEEL homologou os valores das componentes tarifárias de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD e das Tarifas de Energia – TE, em cumprimento à decisão liminar alcançada pela concessão da antecipação de tutela beneficia empresas associadas ao Sindicato Nacional das Empresas das Indústrias de Cimento NACIONAL DAS INDÚSTRIAS DE CIMENTO - SNIC. A parcela questionada é que deve ser excluída da cobrança da CDE refere-se às despesas relativas ao pagamento de indenizações das concessões renovadas, subsídios tarifários, exposição das distribuidoras, restos a pagar, dispêndios com a compra de combustível para as térmicas dos sistemas isolados e com a implantação do gasoduto Urucu-Coari-Manaus e subsídios ao carvão mineral nacional. Os valores em reais, que foram abatidos das Cotas da CDE Uso e CDE Energia em 2017, foram os seguintes:

	CDE USO	CDE ENERGIA
ABRACE	14.688,36	-
ANACE	-	-
SNIC	29.469,99	24.939,74
<b>TOTAL</b>	<b>44.158,35</b>	<b>24.939,74</b>

**3.8. Bandeiras Tarifárias**

**3.8.1. 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. O sistema possui três classificações de bandeiras que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. Em 27 de fevereiro de 2015 os valores das Bandeiras Tarifárias foram definidos conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 1.859/2015. No ano de 2016, tais valores e faixas foram ajustados por meio da Resolução Homologatória nº 2.016, de 26 de janeiro de 2016, decorrente da Audiência Pública nº 081/2015. Em fevereiro de 2017, os valores foram ajustados por meio da Resolução Homologatória nº 2.203, de 14 de fevereiro de 2017. A partir de novembro de 2017 o valor de cada bandeira passou a ser definido conforme Decisão proferida pela Diretoria Colegiada na instauração da Audiência Pública nº 61/2017, que aplicou, em caráter extraordinário, as regras propostas na referida AP, conforme segue abaixo:  
 • Bandeira verde: A tarifa não sofre nenhum acréscimo.  
 • Bandeira amarela: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 1,00 para cada 100 KWh consumidos, sem contar com os impostos.  
 • Bandeira vermelha patamar 1: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 3,00 para cada 100 KWh consumidos, sem contar com os impostos.  
 • Bandeira vermelha patamar 2: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 5,00 para cada 100 KWh consumidos, sem contar com os impostos.

Abaixo as bandeiras acionadas no período de janeiro de 2016 a dezembro de 2017:

	Cor da Bandeira	2016
jan	Verde	Vermelha Patamar 2
fev	Verde	Vermelha Patamar 1
mar	Amarela	Amarela
abr	Vermelha Patamar 1	Verde
mai	Vermelha Patamar 1	Verde
jun	Verde	Verde
jul	Amarela	Verde
ago	Vermelha Patamar 1	Verde
set	Amarela	Verde
out	Vermelha Patamar 2	Verde
nov	Vermelha Patamar 2	Amarela
dez	Vermelha Patamar 1	Verde

### 3.8.2. Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias

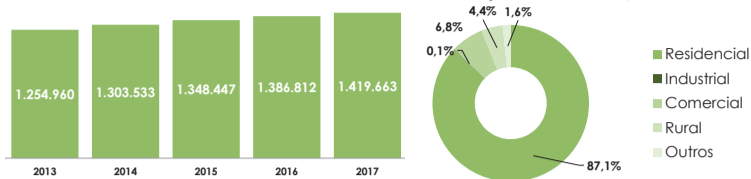
O Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015 determinou que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias fossem revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os agentes de distribuição 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 8.401/2015 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 2017 a COSERN passou a receber antecipadamente Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$ 93,18 milhões recebidos através do faturamento das contas de energia parcialmente compensados pelo pagamento à CCRBT no montante de R\$ 23,25 milhões.

### 3.9. Desempenho Operacional

#### 3.9.1. Número de Consumidores Ativos

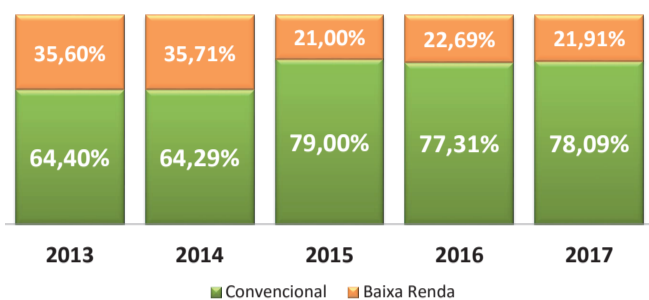
Em 2017 a COSERN registrou 1.419.663 consumidores ativos, o que representou um acréscimo de 32.851 novos clientes, equivalente a um crescimento de 2,37%, em relação a 2016. Este resultado está dentro da média dos últimos anos, acompanhando a evolução do número de domicílios.



#### 3.9.1.1. Participação do Segmento Baixa Renda na Classe Residencial

Considerando os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 414/2010, que define o conceito de consumidores de baixa renda, estes correspondem a 21,91% do total de consumidores residenciais da COSERN enquanto que os consumidores residenciais convencionais representam 78,09%. 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 2017, a Companhia tinha 270.837 clientes cadastrados com a tarifa subsidiada.

Descrição	Evolução do número de Consumidores Residenciais				
	2013	2014	2015	2016	2017
Convencional	692.935	721.709	919.928	933.928	965.226
Baixa Renda	383.115	400.859	244.310	274.043	270.837
<b>Total</b>	<b>1.076.050</b>	<b>1.122.568</b>	<b>1.163.604</b>	<b>1.207.971</b>	<b>1.236.063</b>



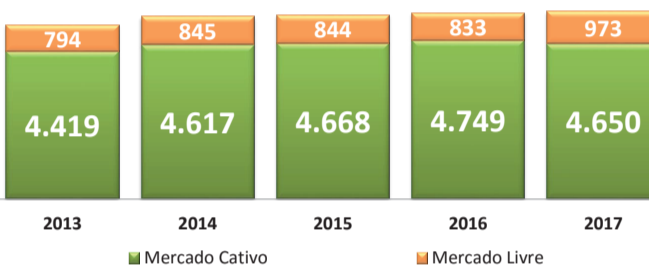
### 3.9.2. Energia Contratada

A energia contratada para atender ao mercado da COSERN em 2017, totalizou 5.595,5 GWh, o que representa um decréscimo de 3,79% em relação a 2016. Esta queda foi decorrente do encerramento dos contratos que alcançaram o fim da vigência e do esforço da distribuidora para enquadrar a sua sobra contratual nos limites regulatórios por meio dos processamentos de redução e/ou cessão contratual, homologados pelo regulador. A energia foi adquirida a um custo médio total acumulado de R\$ 187,64/MWh, enquanto o PLD médio do Nordeste em 2017 foi de R\$ 335,33/MWh.

Em 2017 a COSERN teve uma sobra contratual de 3,32%, o que representa 20,54MW. Esta sobra não constitui perda uma vez que sobrecontratações de até 5% acima do requisito de carga podem ter os seus efeitos econômicos repassados para a tarifa final por configurar-se como margem aceitável de risco de contratação, segundo regra da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

### 3.9.3. Energia Distribuída

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 5.623 GWh, representando um crescimento de 0,73% em relação ao ano de 2016 (aumento de 16,81% do mercado livre e redução de 2,09% do mercado cativo).



O Mercado cativo da COSERN foi de 4.650 GWh, 2,09% menor do que o verificado no ano de 2016. Esse resultado se deu principalmente em função da crise econômica, que afetou fortemente a indústria e comércio.

Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado no ano:

- A classe Residencial registrou um crescimento de 1,51% em 2017, 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 20,73% em relação ao ano anterior, devido à migração de clientes para o mercado livre e diminuição da produção em diversos segmentos industriais. No entanto, ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livres), verifica-se uma redução de apenas de 2,6% no ano de 2017 em relação a 2016. A queda mais acentuada se concentrou no setor de extração de petróleo e gás natural e no setor de fabricação de produtos minerais não metálicos.
- O mercado cativo Comercial obteve uma redução de 4,86% em relação a 2016, reflexo da migração de clientes comerciais para o ambiente de contratação livre. O mercado distribuído da classe (cativo + livres) apresentou um resultado melhor em relação ao ano anterior de 2,2%.
- A classe Rural, cuja participação no mercado cativo é de 9,62%, apresentou uma alta de 2,89% ao longo do ano de 2017 quando comparado com o ano anterior.
- As outras classes, que representam 15,7% do mercado cativo, apresentaram um crescimento de 0,70% em 2017 em relação ao mesmo período de 2016.

Classe	2016		2017		Variação 2016 / 2017		Participação 2017	
	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita	Volume	Receita	Volume
Residencial	1.078	2.082	1.145	2.114	6,21%	1,51%	47,91%	45,46%
Industrial	208	475	180	377	-13,38%	-20,73%	7,53%	8,10%
Comercial	575	1.031	585	981	1,80%	-4,86%	24,50%	21,09%
Rural	141	435	149	447	5,98%	2,89%	6,24%	9,62%
Poder Público	155	293	161	292	4,39%	-0,67%	6,76%	6,27%
Iluminação Pública	56	187	63	194	11,67%	3,63%	2,64%	4,17%
Serviço Público	98	240	106	241	7,26%	0,23%	4,42%	5,18%
Subtotal	2.311	4.744	2.389	4.645	3,39%	-2,09%	100,00%	99,89%
Consumo Próprio	0	5	0	5	-	-4,42%	0,00%	0,11%
<b>Total</b>	<b>2.311</b>	<b>4.749</b>	<b>2.389</b>	<b>4.650</b>	<b>3,39%</b>	<b>-2,09%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

### 3.9.4. Balanço Energético

Em 2017 a energia injetada pela COSERN apresentou crescimento de 0,4% (23 GWh) em relação a 2016. Na COSERN a energia injetada atingiu o patamar de 6.251 GWh em 2017.

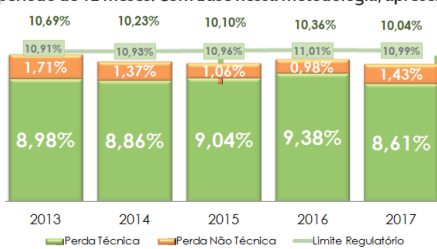
Do total da energia injetada, 74,38% (4.650 GWh) foi destinada ao consumo do mercado regulado, 15,57% (973 GWh) para o consumo do mercado livre, 0,01% (0,909 GWh) para suprimento a outras distribuidoras e 10,04% (627GWh) representaram perdas na energia injetada. O mercado livre apresentou crescimento de 16,8% (140,0 GWh) em relação a 2016.



### 3.9.5. Perdas

As perdas de energia correspondem às perdas totais englobando as perdas técnicas, montante de energia elétrica dissipada no processo de transporte de energia entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não técnicas, que correspondem à diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas. Nesta parcela de perdas não técnicas são considerados, portanto, os furtos de energia, defeito em equipamentos de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc.

As perdas de energia são acompanhadas pela COSERN através do índice percentual que compara a diferença entre a energia requerida/comprada e a energia fornecida/faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, apresentamos abaixo os índices da COSERN.

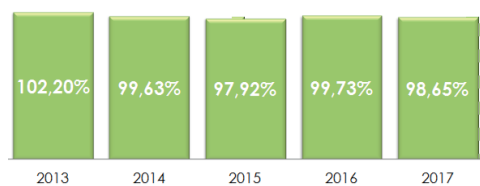


O Índice de Perdas 2017 apresentou uma significativa redução em relação ao ano anterior, passando de 10,36% para 10,04%, representando um delta de -0,32 p.p.; foi o menor valor nos últimos 5 anos. Este decréscimo foi influenciado pelo resultado das ações previstas no Plano de Redução de Perdas. Para a realização desse plano em 2017, foram aplicados cerca de R\$ 16,50 milhões em ações de combate às perdas, sendo as principais citadas abaixo:

- (i) Realização de aproximadamente 59,5 mil inspeções, com uma recuperação total de 14,2 GWh em energia;
- (ii) Substituição de 27,9 mil medidores obsoletos e defeituosos;
- (iii) Atualização em mais de 67,8 mil pontos de iluminação pública através do levantamento cadastral, e 39,1 mil pontos através de ações de fiscalização do parque de iluminação pública, com uma recuperação total de 7,7 GWh em energia;
- (iv) Instalação de equipamentos blindados em 1,5 mil clientes, referente às obras para expansão de rede no Bairro Jardim Progresso.

### 3.9.6. 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. O índice acima de 100% representa a recuperação de clientes em débito com a distribuidora. No gráfico abaixo é apresentado a evolução deste índice nos últimos 5 anos.



Ainda que a economia tenha dado indícios de melhora ao longo do ano de 2017 (fato que pode ser percebido pelo aumento do consumo no mercado livre em toda área de concessão das distribuidoras do Grupo – representando um aumento do consumo das classes industrial e comercial), os efeitos dessa retomada ainda não foram sentidos pelas famílias (fato percebido pela redução do volume distribuído à classe residencial na área de concessão). Dessa forma, a retração do período anterior ainda pode refletir na capacidade de pagamento dos consumidores. Ainda, o custo com energia elétrica para o consumidor no ano de 2017, provocado pelo cenário hidrológico desfavorável, sofreu uma maior incidência das bandeiras tarifárias, no qual tivemos o acionamento das bandeiras amarela ou vermelha, nos patamares 1 ou 2, provocando um acréscimo no custo ao consumidor.

Neste cenário, a COSERN intensificou as ações de combate a inadimplência, aliada às estratégias de cobrança mais incisivas. A seguir, as ações que se destacaram durante o ano de 2017:

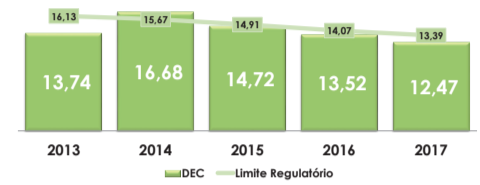
- (i) Realização de ações administrativas de menor custo, com foco nas dívidas de baixo risco de recebimento;
- (ii) 900 mil negociações com efetividade média de 56%;
- (iii) 1,1 milhões de acionamentos por URA (Unidade de Resposta Auditável) e SMS (Serviço de Mensagem);
- (iv) Intensificação da atuação das Assessorias de Cobrança, com R\$ 32 milhões arrecadados e representando aumento de 332% em relação a 2016;
- (v) Otimização das ações de suspensão do fornecimento por meio de atuação em concentrações georeferenciadas;
- (vi) Melhoria do processo de seleção de clientes para a negatificação, aumentando a efetividade da ação;
- (vii) Foco nos maiores débitos dos grandes clientes, com acompanhamento diferenciado e incremento das ações de cobrança;
- (viii) Interação com a área jurídica para revisão do andamento processual e liminares ativos, objetivando a negociação dos débitos;
- (ix) Intensificação das negociações com órgãos do Poder Público, visando à recuperação de dívidas antigas;
- (x) Condicionamento da execução de serviços aos clientes do Poder Público à quitação das dívidas mais antigas;
- (xi) Foco nos maiores débitos dos grandes clientes, com acompanhamento diferenciado das negociações realizadas para garantir o cumprimento do acordo;
- (xii) Parametrização do processo de cobrança, tornando as ações sistemáticas para os grandes clientes.
- (xiii) Ações de cobrança e campanhas direcionadas aos clientes com opção de pagamento em débito automático, com o objetivo de incrementar a base de clientes nesta modalidade e elevar a recuperação do débito.

Todas as ações de cobrança são pautadas por modelos estatísticos que avaliam a propensão de pagamento do cliente, permitindo assim adotar estratégias diferenciadas de acordo com o perfil do cliente.

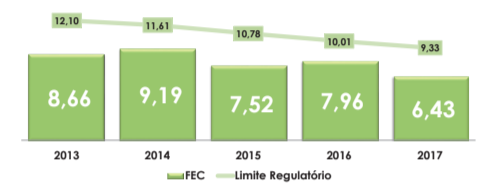
### 3.9.7. DEC e FEC

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 2017, o sistema de distribuição registrou para o indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) valor igual a 12,47 horas, 6,84% menor que a meta global definida pela ANEEL (13,39).



Para o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) foi registrado valor igual a 6,43 interrupções, 31,09% menor que a meta de FEC global definida pela ANEEL (9,33).



Os valores dos indicadores de continuidade DEC e FEC, desconsiderada a contribuição das interrupções originadas pela supridora, foram iguais a 12,33 horas e 6,02 interrupções, respectivamente.

A COSERN atingiu o patamar de 95% no cumprimento do plano de manutenção da transmissão (linhas e subestações) e no plano de manutenção da distribuição atingiu um índice de 93%. Destaca-se o cumprimento de ações tais como: energização de três subestações (SE Currais Novos Um – 5 Alimentadores, SE Jardim do Seridó – 3 Alimentadores e SE Santo Antônio – 3 Alimentadores), energização de 10 novos alimentadores 13,8 kV na rede de distribuição (SE São Bento do Norte: 1, SE Igapó: 1, SE Jucurutu: 1, SE Apodi: 1, SE Serra Vermelha: 1, SE Parelhas: 1, SE Mossoró Três: 1, SE Maisa: 1, SE Acu: 1, SE São José Mipibu: 1), instalação de 111 equipamentos telecomandados na rede de 13,8kV, substituição de 106 km de cabo nu por multiplexado na rede de BT e 13132 km de poda.

## 4. INVESTIMENTOS

Até o final do ano de 2017, a COSERN investiu um montante de R\$312.027mil, dos quais R\$13.332mil são investimentos subvencionados, representando um aumento total de R\$610.924mil em comparação ao mesmo período do ano anterior (R\$261.144mil em 2016, dos quais R\$13.095mil são referentes a investimentos subvencionados).

Natureza Investimento	2016	2017
Expansão de Rede	110.746	99.554
Programa Luz Para Todos	0	0
Novas Ligações	48.882	51.005
Sist. Distrib. AT e MT	61.865	48.549
Renovação de Ativos	24.865	27.198
Melhoria da Rede	23.563	21.554
Perda e Inadimplência	0	4.591
Outros	101.970	159.130
<b>TOTAL</b>	<b>261.144</b>	<b>312.027</b>
(+) Subvencões	-13.095	-13.332
(-) Investimento Líquido	248.049	298.695
(-) Pessoal	-9.724	-11.610
(-) Componentes Financeiros	-15.220	-15.425
(-) Investimento Direto Líquido	223.105	271.660

Os investimentos realizados no ano de 2017 foram aderentes ao planejado para o período. O nível adequado de investimentos reflete a política da COSERN para garantir a constante melhoria da qualidade de seus serviços prestados, bem como a geração de valor do negócio, mantendo seu compromisso com os clientes, a sociedade e a concessão.

A tabela abaixo apresenta a evolução dos principais ativos do sistema elétrico da empresa nos últimos cinco anos:

Principais Ativos Elétricos	2013	2014	2015	2016	2017
Linhas de Transmissão (km)	2.220	2.317	2.320	2.450	2.606
Subestações (un)	59	60	60	63	65
Transformadores de Força (un)	79	79	78	80	82
Potência Instalada (MVA)	1.328	1.407	1.495	1.581	1.664
Linhas de Distribuição (km)	48.847	49.036	50.404	51.824	52.946
Transformadores de Distribuição (un)	44.975	46.912	48.888	50.839	52.946

## 5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

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.

### 5.1. EBITDA (LAJIDA)

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

Conciliação EBITDA - R\$ mil <sup>(1)</sup>	2017	2016	Variação (R\$)	Variação (%)
Lucro líquido	188.278	171.260	17.018	9,94
Despesas financeiras	287.200	484.898	(197.698)	(40,77)
Receitas financeiras	(224.159)	(422.050)	197.891	(46,89)
Imposto de renda	41.857	20.331	21.526	105,88
Amortização	74.227	63.486	10.741	16,92
<b>EBITDA</b>	<b>367.403</b>	<b>317.925</b>	<b>49.478</b>	<b>15,56</b>

<sup>(1)</sup> Em milhares de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida

### 5.1. Resultado do Ano

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Receita Bruta	3.176.583	2.787.437	389.146	13,96
Deduções da Receita Bruta	(1.016.552)	(993.233)	(23.319)	2,35
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.160.031</b>	<b>1.794.204</b>	<b>365.827</b>	<b>20,39</b>
Custos de Bens e/ou Serviços Vendidos	(1.751.744)	(1.395.979)	(355.765)	25,48
<b>Margem Operacional Líquida</b>	<b>408.287</b>	<b>398.225</b>	<b>10.062</b>	<b>2,53</b>
Gastos e Despesas Operacionais	(115.111)	(143.786)	28.675	(19,94)
<b>Resultado do Serviço</b>	<b>293.176</b>	<b>254.439</b>	<b>38.737</b>	<b>15,22</b>
Amortização / Depreciação	74.227	63.486	10.741	16,92
<b>EBITDA</b>	<b>367.403</b>	<b>317.925</b>	<b>49.478</b>	<b>15,56</b>
Resultado Financeiro	(63.041)	(62.848)		

### 5.1. Deduções da Receita Bruta

A variação positiva da Receita Bruta foi parcialmente compensada pelo aumento de R\$ 23.319 mil nas Deduções da Receita Bruta em relação ao mesmo período do ano anterior, devido ao efeito líquido dos fatores abaixo:

- (i) Aumento de 3,51% (R\$ 27.328 mil) dos impostos sobre a receita devido ao acréscimo da base de cálculo (Receita Bruta);
- (ii) Variação de 1,87% (R\$ 4.009 mil) nos encargos setoriais, devido a:
  - Variação do encargo da conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias – CCRBT, no montante de R\$ 16.955 mil, referente ao maior montante repassado à conta centralizadora em 2017 em relação a 2016.
  - Variação de R\$ 19.752 mil na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A Receita Operacional Líquida registrou um aumento de R\$ 365.827 mil, sendo R\$ 2.160.031 mil em 2017 e R\$ 1.794.204 mil no ano anterior.

DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
IMPOSTOS (ICMS / PIS / COFINS / ISS)	(806.488)	(779.160)	(27.328)	3,51
ENCARGOS SETORIAIS	(210.064)	(214.073)	4.009	(1,87)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(153.828)	(173.580)	19.752	(11,38)
Encargos do Consumidor - PROINFA	(12.542)	(14.493)	1.951	(13,46)
Encargos do Consumidor - CCRBT	(23.251)	(6.296)	(16.955)	269,30
Outros (FNDC / EPE / TFSSE / PEE / P&D)	(20.438)	(19.699)	(739)	3,75
<b>(-) Dedução da receita bruta</b>	<b>(1.016.552)</b>	<b>(993.233)</b>	<b>(23.319)</b>	<b>2,35</b>

### 5.3. Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS E DESPESAS (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Energia Elétrica Comprada para Receita	(1.139.022)	(876.654)	(262.368)	29,93
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão	(88.455)	(100.837)	12.382	(12,28)
<b>Não-gereciáveis</b>	<b>(1.227.477)</b>	<b>(977.491)</b>	<b>(249.986)</b>	<b>25,57</b>
Pessoal e Administradores	(128.958)	(112.414)	(16.544)	14,72
Material	(7.541)	(6.152)	(1.389)	22,58
Serviços de terceiros	(122.774)	(125.867)	3.093	(2,46)
Depreciação e amortização	(74.227)	(63.486)	(10.741)	16,92
Provisões Líquidas - PLCD	(712)	(11.799)	11.087	(93,97)
Provisões Líquidas - Contingências	(2.393)	(9.482)	7.089	(74,76)
Custo de Construção	(290.397)	(227.495)	(62.902)	27,65
Outros	(12.376)	(5.579)	(6.797)	121,83
<b>Gereciáveis</b>	<b>(639.378)</b>	<b>(562.274)</b>	<b>(77.104)</b>	<b>13,71</b>
<b>Total</b>	<b>(1.866.855)</b>	<b>(1.539.765)</b>	<b>(327.090)</b>	<b>21,24</b>

Os custos e despesas operacionais em 2017 correspondem a R\$ 1.866.855 mil contra R\$ 1.539.765 mil apresentado em 2016, representando um acréscimo de R\$ 327.090 mil, ou seja, aumento de 21,24%.

Contribuíram para esse resultado:

- (I) Aumento do custo da energia elétrica comprada para receita, em R\$ 262.368 mil (29,93%), decorrentes principalmente dos fatores descritos abaixo:
  - Desvio desfavorável de R\$ 10.641 mil na Energia adquirida no ACR, em função do aumento do preço de compra apesar da redução de montante em 4%;
  - Redução do custos da Cotas em R\$ 27.009 mil em função da redução dos montantes em 6%;
  - Desvio desfavorável de R\$ 50.406 mil no Custo com Energia de Curto Prazo – PLD devido ao nível de sobrecontratação maior da COSERN em 2017 em relação ao ano de 2016, em função dos meses em que a COSERN ficou com déficits na CCEE.
  - Os custos variáveis aumentaram R\$ 252.277mil em função do custo da parcela variável e do Risco Hidrológico que sofreram o efeito da alta do PLD, aumento do repasse das usinas hidro que não são de cotas e a redução do percentual de Generation Scaling Factor - GSF.
  - (III) Redução dos custos de Encargos do Uso do Sistema de Transmissão em 12,28%, equivalente a R\$ 12.382 mil, principalmente decorrente de:
    - Aumento da Receita de CONER em R\$ 44.437mil devido às receitas de Energia de reserva consequente da alta do PLD.
    - Redução do custo do ESS em R\$19.783mil devido ao aumento de acionamento de usinas térmicas, deixando a geração mais perto da Carga.

A redução dos custos de Encargos foi parcialmente compensada pelo:

- Aumento do Custo do Encargo em R\$ 54.829mil de uso em função do aumento das tarifas em julho/2017 em 254%;
- Aumento dos gastos com Pessoal e Administradores em R\$ 16.544 mil;
- Aumento de 27,65%, representando R\$ 62.902 mil, no Custo de Construção de Infraestrutura da Concessão devido ao maior volume de investimentos em 2016 em relação ao ano anterior.

### 5.3. Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	18.409	31.914	(13.505)	(42,32)
Juros, comissões e acréscimo moratório	28.519	17.582	10.937	62,21
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	(66.614)	60.459	(127.073)	(210,18)
Instrumentos financeiros derivativos	(27.145)	(155.402)	128.257	(82,53)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(3.369)	(5.483)	2.114	(38,56)
Remuneração financeira da parcela A e outros itens financeiros	(4.574)	(3.506)	(1.068)	30,46
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(8.267)	(8.412)	145	(1,72)
<b>Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(63.041)</b>	<b>(62.848)</b>	<b>(193)</b>	<b>0,31</b>

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia se manteve estável se comparado ao registrado em 2016: foi negativo em R\$ 63.041 mil em 2017, contra o valor negativo de R\$ 62.848 mil em 2016. As principais variações percebidas durante o ano foram:

- (i) Variação desfavorável de R\$ 127.366 mil nos encargos de dívida, variações monetárias e cambiais, decorrente dos seguintes efeitos:
  - Aumento no volume da dívida entre o DEZ/16 e DEZ/17, impactando negativamente em R\$ 2.245.099 mil;
  - Aumento dos juros incorridos aos investimentos (Juros sobre Obras em Andamento – JOA), que representam um efeito positivo de R\$ 1.774.388 mil;

- As variações dos indexadores, moedas dos contratos e spreads elevados representaram um efeito positivo de R\$ 343.344 mil.

- (II) Variação favorável de R\$ 128.257 mil, decorrente da volatilidade do Dólar no ano de 2016 ser superior ao ano de 2017.

Segue quadro demonstrativo dos valores acumulados nos anos:

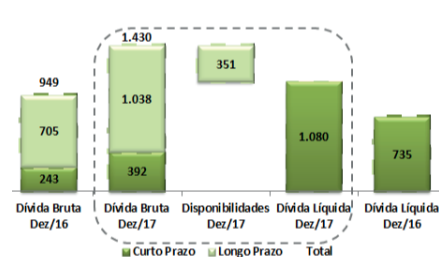
Índices	2016	2017	Var. p.p.
CDI	14,0%	9,93%	-4,07
TJLP	7,5%	7,0%	-0,50
IPCA	6,29%	2,95%	3,34
DÓLAR	3,2591	3,3080	0,05

## 6. ESTRUTURA DE CAPITAL

### 6.1. Perfil da Dívida

De acordo com sua Política Financeira, a COSERN busca permanentemente o alongamento e a diversificação dos instrumentos financeiros. O valor do endividamento total em dezembro de 2017, da COSERN contava com 73% da dívida contabilizada no longo prazo e 27% no curto prazo.

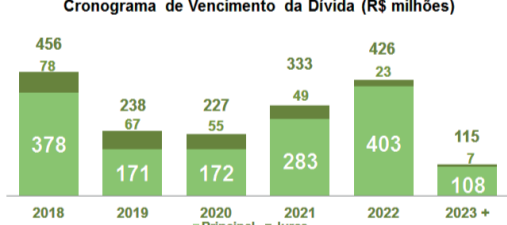
Em dezembro de 2017 a dívida bruta consolidada da COSERN, incluindo empréstimos, debêntures e encargos, foi de R\$ 1.430 milhões, apresentando um crescimento de 33,64% (R\$ 481 milhões) em relação a dezembro de 2016.



### 6.2. Cronograma de Vencimento

O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento vigente da Companhia em 31 de dezembro de 2017. Sendo assim, as informações apresentadas abaixo diferem das do cronograma de vencimentos apresentado nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017, que considera os índices e moedas realizados no encerramento do período e não as projeções de mercado.

Cronograma de Vencimento da Dívida (R\$ milhões)



## 7. PRÁTICAS DE GESTÃO

### 7.1. Estrutura de Governança

As práticas de Governança Corporativa do Grupo Neoenergia buscam assegurar a transparência e a equidade nos negócios, bem como o respeito aos direitos das partes interessadas. O modelo permite o aproveitamento da sinergia dos negócios entre as empresas que integram o Grupo e a unificação de processos, práticas e políticas. A estrutura de governança é composta por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, com o apoio de Comitês que contribuem para as tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas da Neoenergia orienta a atuação dos conselheiros e estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses.

#### Conselho de Administração

É integrado por seis representantes, sendo quatro 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. As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem bimestralmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da companhia, bem como discutir os assuntos que merecem atenção. 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 para mandatos de um ano, sendo três eleitos pelo acionista controlador e um eleito pelos acionistas preferencialistas. O Conselho Fiscal tem como 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, semanalmente ou extraordinariamente, sempre que exigida.

A Diretoria das empresas Controladas pela Neoenergia está estruturada de forma matricial na qual os Diretores estatutários da holding também são diretores de todas as Controladas da Neoenergia.

#### Comitês

O Grupo Neoenergia possui quatro diferentes comitês, instalados apenas na holding: de Auditoria, Financeiro, Remuneração e Sucessão e de Partes Relacionadas. 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 cinco membros titulares e seus respectivos suplentes, com exceção do Comitê de Partes Relacionadas formado por três membros titulares e seus respectivos suplentes, indicados pelo Conselho de Administração. Os Comitês realizam reuniões conforme demanda.

### 7.2. Direito dos Acionistas e Política de Dividendos

A COSERN possui definido em seu estatuto (i) o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido ajustado e (ii) 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.

No ano de 2017, a COSERN realizou os seguintes pagamentos de proventos:

Ato Societário:	Tipo de Provento:	Valor Bruto (R\$)
Ata do Conselho de Administração de 04/12/2017	Juros sobre Capital Próprio	9.065.378,81
Ata do Conselho de Administração de 15/09/2017	Juros sobre Capital Próprio	17.699.085,71
Ata do Conselho de Administração de 15/09/2017	Dividendos Intermediários	54.284.849,34
Ata do Conselho de Administração de 30/06/2017	Juros sobre Capital Próprio	28.559.931,51
Ata da Assembleia Geral Ordinária de 14/03/2017	Dividendos Adicionais	63.905.087,77
Ata da Assembleia Geral Ordinária de 14/03/2017	Dividendos a partir da rubrica de Outras Reservas de Lucro	296.307,60
Ata do Conselho de Administração de 15/12/2017	Juros sobre Capital Próprio	14.299.371,69

### 7.3. 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 por meio da área de Relações com Investidores, e-mail [ri@neoenergia.com](mailto:ri@neoenergia.com), no site [www.COSERN.com.br](http://www.COSERN.com.br) – link Relações com Investidores, bem como relatórios e informes trimestrais e anuais arquivados na Bolsa de Valores (B3) e CVM.

### 7.4. Gestão de Riscos

A área de Gestão de Riscos da Neoenergia atua de forma corporativa para todas as suas empresas e tem como objetivo trazer mais transparência para os processos corporativos e suporte na tomada de decisões estratégicas do Grupo.

A área é coordenada pela Superintendência de Gestão de Riscos, se reporta à Diretoria Financeira e suas principais responsabilidades são:

- (i) Elaborar e monitorar os Mapas de Riscos dos negócios;
- (ii) Elaborar e garantir o cumprimento das Políticas de Risco corporativas e para os negócios do Grupo;
- (iii) Avaliar e monitorar o risco de crédito das contrapartes financeiras e comerciais;
- (iv) Quantificar e monitorar os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta;

(v) Elaborar e divulgar relatórios e informações relacionadas aos riscos da companhia para os órgãos reguladores e demais *stakeholders*;

(vi) Coordenar a realização das reuniões da Comissão de Riscos

(vii) Disseminar a cultura de Gestão de Riscos pelo Grupo Neoenergia

A Política de Gestão de Risco Corporativo da Neoenergia, aprovada pelo Conselho de Administração, define os princípios, diretrizes e estrutura para gestão de riscos.

Esta Política se desdobra e é complementada por outras políticas do Grupo, também aprovadas pelo Conselho de Administração, tais como:

- Política de Risco de Crédito
- Política de Riscos Financeiros
- Política de Seguros
- Política de Risco de Mercado de Energia
- Política de Risco para o negócio de Geração
- Política de Risco para o negócio de Comercialização
- Política de Risco para o negócio de Distribuição.

A gestão de riscos corporativos é complementada pela estrutura organizacional de Governança da Companhia, que inclui as áreas responsáveis por *Compliance*, Controles Internos e Auditoria. Estas áreas, em conjunto com a área de Gestão de Risco Corporativo e as áreas de negócios e corporativas, complementam e fortalecem a estrutura de gerenciamento de riscos.

Neste modelo, as áreas de negócio responsáveis pelas atividades de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia, bem como as demais áreas e funções corporativas, constituem a primeira linha de defesa no gerenciamento de riscos; as diversas funções de controle de riscos e supervisão de conformidade estabelecidas pela Administração da Companhia (Risco Corporativo, Controles Internos e *Compliance*) são a segunda linha de defesa; e a avaliação independente feita pela Auditoria Interna e a terceira linha de defesa.

A área de Gestão de Risco da Neoenergia atua hoje de forma independente das áreas de negócio integrando a visão risco-oportunidade na gestão das empresas.

### 7.5. Integridade e Ética

O Grupo Neoenergia tem como um de seus valores a INTEGRIDADE e busca incessantemente pautar sua conduta e a de seus colaboradores dentro de princípios éticos e de conformidade com a legislação brasileira e com as melhores práticas em termos de ética empresarial. Além disso, envia esforços para que seus fornecedores de bens e serviços também adotem condutas íntegras e aderentes aos princípios defendidos pelo Grupo em seu Código de Ética e em suas Políticas de Integridade.

O Grupo Neoenergia aderiu também às normas estipuladas em tratados internacionais dos quais o Brasil é signatário, por meio do Pacto Global das Nações Unidas contra Corrupção e se alinhou aos princípios de combate à corrupção, estabelecidos pelo Instituto ETHOS. Para atingir seus propósitos O Grupo Neoenergia conduz uma série de ações dentro de seu Programa de Integridade, conforme diretrizes do Conselho de Administração, e que estão em linha com a legislação anticorrupção brasileira e as melhores práticas empresariais de *compliance*. A coordenação desse programa é realizada pela Superintendência de *Compliance*, criada desde 2014, a qual é responsável por a) planejar, conceber, executar, manter e avaliar o Programa de Integridade da Neoenergia e suas controladas; b) elaborar e revisar Códigos de Conduta, políticas e procedimentos a fim de promover e reforçar uma cultura de integridade baseada em princípios éticos de negócio; c) identificar, avaliar e propor medidas de mitigação de riscos de não conformidade de forma a garantir a aderência do Grupo aos princípios da legalidade e de combate à corrupção; d) investigar os casos de conduta em desconformidade com o Código de Ética e políticas de integridade; e) treinar executivos e colaboradores sobre temas relacionados com ética empresarial e legislação anticorrupção; f) propor medidas de prevenção relacionadas com comportamento ético e aderente à legislação; g) coordenar as ações de disseminação da cultura de integridade e ética por toda a organização.

Em 2017 o esforço da empresa em sua jornada de integridade foi reconhecido pela segunda vez consecutiva, com a conquista do Selo Empresa Pró Ética, concedido pelo Ministério da Transparência, Fiscalização e Controladoria Geral da União, evidenciando a aderência a seu Programa de Integridade às boas práticas empresariais em termos de prevenção de ilícitos e aderência aos requisitos da legislação anticorrupção brasileira. Além disso, neste ano destacam-se as ações relacionadas com a reavaliação de riscos de corrupção, desenvolvimento de ações de integridade junto a fornecedores e o esforço empreendido em treinamentos e processos formais de conhecimento e aceitação do Código de Ética e Políticas de Integridade, os quais foram automatizados através da intranet, garantindo mais praticidade, transparência, controle e sustentabilidade para o Grupo Neoenergia.

### 7.6. 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. Por meio de 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 2017, a Ouvidoria da COSERN recebeu 27.914 manifestações, das quais 580 (2%) referem-se a reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela distribuidora. Os processos com maior incidência de registro foram: Solicitação de danos elétricos, Variação de consumo e Interrupção de fornecimento 25%, 16% e 14%, respectivamente.

Foram recebidas 687 manifestações da Ouvidoria da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, das quais 334 (49%) foram tratadas no 1º nível da distribuidora, quer seja porque o cliente não procurou a empresa inicialmente, quer seja porque já existia uma reclamação de 1º nível no prazo, 206 (30%) manifestações foram tratadas em 2º nível pela Ouvidoria da COSERN, pois o cliente já havia feito contato no 1º nível, outros 48 (7%) foram devolvidas à agência, porque o serviço solicitado pelo cliente estava dentro do prazo de execução, ou o cliente não havia solicitado o serviço, e 99 (14%) foram tratadas como reclamação de 3º nível. Este novo conceito instituído pela ANEEL em 2015, denominado "Caminho do Entendimento", direciona a reclamação do consumidor para o canal de atendimento adequado, dando oportunidade à COSERN de tratar as reclamações em um fluxo ascendente desde gestão da reclamação, passando pela Ouvidoria própria até a Ouvidoria da agência reguladora. Destaca-se em 2017 a manutenção da certificação da Ouvidoria da COSERN na norma ISO 9001 versão 2015, sem ocorrência de não conformidade, colocando-a em patamar de gestão e controle de qualidade de reconhecimento nacional.

## 8. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

A Sustentabilidade é um valor para o Grupo Neoenergia. Em 2017, as ações socioambientais da Companhia passaram a ser divulgadas em um ambiente digital específico – [www.neoenergiasustentavel.com.br](http://www.neoenergiasustentavel.com.br) – possibilitando a disseminação dos diversos programas e projetos de relacionamento com as comunidades, realizados por suas empresas controladas, entre elas, a COSERN. O foco em educação e cultura, a promoção do uso seguro e eficiente da energia elétrica, e a busca por inovação em processos, produtos e serviços são os pilares que norteiam os projetos nas empresas.

As ações socioambientais da COSERN incluem projetos próprios e apoio a projetos de terceiros com recursos próprios e incentivados. Existem ainda os programas corporativos de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), ambos regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e desenvolvidos conforme o que determina a Lei 9.991/2000, segundo a qual a empresa deve separar 0,5% da sua receita operacional líquida (ROL) para investir em Pesquisa e Desenvolvimento e mais 0,5% em Eficiência Energética (EE).

Para promover o diálogo e a transparência com seus públicos de relacionamento, o Grupo Neoenergia publica, anualmente, seu Relatório de Sustentabilidade, que é elaborado com a metodologia da Global Reporting Initiative (atualmente seguimos o modelo GRI-4). O documento apresenta a estratégia, o modelo de gestão, as operações e os desempenhos econômico, social e ambiental da empresa.

Em 2017, a Neoenergia e a COSERN renovaram seu compromisso junto aos Dez Princípios do Pacto Global da ONU, iniciativa que preconiza uma atuação baseada em princípios universais relacionados a direitos humanos, direitos do trabalho, preservação ambiental e combate à corrupção. A participação das empresas em parcerias estratégicas em prol do desenvolvimento sustentável e do aprimoramento dos investimentos sociais corporativos para o desenvolvimento social e econômico do país esteve ativa junto ao Comitadas, ao CEBEDS (Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável) e ao Instituto Ethos de Empresas e Responsabilidade Social.

#### Foco Em Educação E Cultura

Como vêm ocorrendo anualmente, os patrocínios da COSERN em 2017 abrangeram todas as seis Unidades Territoriais de Distribuição - UTD's, totalizando mais de R\$ 3,1 milhões em projetos patrocinados diretamente ou via Lei Câmara Cascuo. Na área de educação e cultura, os programas "Se Liga" e "Acelera", parceria com o Instituto Ayrton Senna, voltados para a correção do fluxo escolar e o combate ao analfabetismo, beneficiou 1.422 alunos potiguares e o concurso de Redação e Desenho sobre segurança no uso da energia, promovido pela Abracopel, teve 92 inscrições de 4 escolas públicas em 03 municípios (Natal, Mossoró e São Gonçalo do Amarante). Destaca-se ainda, por mais um ano, a "Casa das Palavras – Luz, Cultura e Movimento", a XIII Feira do Livro de Mossoró e a Caravana de Escritores Potiguares. A Feira do Livro de Mossoró, ocorrida entre 21 e 24 de setembro, promoveu o acesso gratuito de mais de 60 mil pessoas de mais de 30 municípios. A etapa 2017/2018 da Casa das Palavras contemplou de outubro a dezembro de 2017 os municípios de Macau, Apodi, São Miguel do Gostoso e Angicos proporcionou a instalação de 04 novas minibilbliotecas nessas cidades e a aquisição de 500 livros de autores potiguares. Na área de cultura, o destaque é o Projeto Conexão Elefante Cultural, que percorrerá no ciclo 2017/2018, 14 cidades do estado do Potengi, Central Cabugi, Mato Grande, Trairi e Agreste. Na primeira fase do projeto, foram sete municípios visitados, atingindo 4.200 pessoas, cerca de 600 pessoas por cidade.

A inclusão social também foi contemplada com a renovação do patrocínio do Narrativos do Silêncio, atendendo uma necessidade verificada junto ao público surdo na cidade do Natal, proporcionando-os acessibilidade cultural com linguagem específica e valorizando a cultura surda e a Língua Brasileira de Sinais – LIBRAS e também conscientizando a população da cidade para a inclusão dos deficientes auditivos. A continuidade do Oficinas na Ilha oportunizou o aprendizado musical de crianças de 8 a 12 anos na comunidade da África, área de risco social na zona norte de Natal, oferecendo aulas de musicalização de vários instrumentos musicais. Também inseridos no contexto de inclusão social houve a renovação do Transforme-se, que há 12 anos realiza, de forma gratuita, oficinas de capacitação em artesanato, valorizando as tipologias regionais, visando o desenvolvimento empreendedor, educacional e profissional de aproximadamente 100 reeducandos do Pavilhão Feminino do Complexo Penal Dr. João Chaves, em Natal. Merece destaque também a conclusão do Transformando Destinos, patrocinado no triênio 2015-2017, em parceria entre o Ministério Público do Rio Grande do Norte (MPRN), a Associação do Ministério Público do RN (AMPERN) – por meio do programa Aprendendo a Ser Cidadão – e a COSERN, com o objetivo de apresentar estratégias concretas de enfrentamento às drogas e de suas consequências, atendendo os municípios de Natal, Parnamirim, Mossoró, Parelhas e Macau, que abrangência de 41,52% da população do RN.

#### Eficiência Energética E Preservação Do Meio Ambiente

O Programa de Eficiência Energética da COSERN, regulado pela ANEEL, tem como foco promover o uso seguro e eficiente da energia elétrica. Entre as ações que merecem destaque em 2017, destacamos:

#### Vale Luz

Consiste na troca de resíduos sólidos por créditos financeiros na conta de energia elétrica de clientes residenciais, com destinação do material coletado no processo à indústria de reciclagem. Em julho de 2017, iniciou-se um novo formato de atendimento, com o recebimento dos resíduos em tendas instaladas, simultaneamente, todos os dias, em 18 comunidades de Natal e com o recebimento do óleo de cozinha, que passou a ser aceito no projeto. Em 2017, o Vale Luz COSERN arrecadou aproximadamente 112,60 toneladas, resultando em aproximados R\$ 24,26 mil convertidos em desconto na fatura de energia.



## DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais)

	2017	2016	Reclassificado
<b>Receitas</b>			
Vendas brutas de energia, serviços e outros	3.176.583	2.787.437	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(713)	(11.799)	
	<b>3.175.870</b>	<b>2.775.638</b>	
<b>Insumos adquiridos de terceiros</b>			
Energia elétrica comprada para revenda	(1.243.818)	(972.794)	
Encargos de uso da rede básica	(98.063)	(106.969)	
Materiais, serviços de terceiros e outros	(430.868)	(371.365)	
	<b>(1.772.749)</b>	<b>(1.451.128)</b>	
<b>Valor adicionado bruto</b>	<b>1.403.121</b>	<b>1.324.510</b>	
Amortização	(75.091)	(64.360)	
<b>Valor adicionado líquido</b>	<b>1.328.030</b>	<b>1.260.150</b>	
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>			
Receitas financeiras	(226.876)	425.833	
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	<b>1.554.906</b>	<b>1.685.983</b>	
<b>Distribuição do valor adicionado</b>			
<b>Pessoal</b>			
Remunerações	63.336	52.217	
Encargos sociais (exceto INSS)	12.921	12.387	
Benefício pós-emprego	(9.960)	(103)	
Auxílio alimentação	9.618	6.986	
Previdência privada e outros benefícios	7.982	8.871	
Despesas com desligamento	2.737	3.797	
Férias e 13º salário	14.663	8.983	
Plano de saúde	5.258	4.215	
Participação nos resultados	16.651	10.923	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

	2017	2016	Reclassificado
Administradores	3.982	3.088	
Encerramento de ordem em curso	32	-	
(-) Transferência para ordens	(12.725)	(11.380)	
Outros	2.134	1.243	
	<b>116.629</b>	<b>101.227</b>	
<b>Subtotal</b>			
<b>Impostos, taxas e contribuições</b>			
INSS (sobre folha de pagamento)	12.329	11.187	
ICMS	533.112	514.910	
PIS/COFINS sobre faturamento	162.276	165.032	
Imposto de renda e contribuição social	41.857	20.331	
Obrigações intra-setoriais	210.064	214.074	
Outros	2.154	1.919	
	<b>961.792</b>	<b>927.452</b>	
<b>Subtotal</b>			
<b>Remuneração de capitais de terceiros</b>			
Juros e variações cambiais	287.200	484.898	
Aluguéis	1.007	1.146	
	<b>288.207</b>	<b>486.044</b>	
<b>Subtotal</b>			
<b>Remuneração de capitais próprios</b>			
Juros sobre capital próprio	55.364	57.197	
Dividendos distribuídos	54.285	33.457	
Dividendos propostos	60.530	63.905	
Reserva de incentivo fiscal – SUDENE	18.099	25.854	
Reserva de retenção de lucros	-	(9.153)	
	<b>188.278</b>	<b>171.260</b>	
	<b>1.554.906</b>	<b>1.685.983</b>	

\* Valor bruto, não deduzido dos créditos de PIS/COFINS.

## DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais)

	2017	2016
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>		
<b>Lucro líquido do exercício antes dos impostos</b>	<b>230.135</b>	<b>191.591</b>
<b>Ajustes para:</b>		
Amortização	(75.091)	(63.890)
Valores a compensar/(repassar) da parcela A e outros itens financeiros	(50.736)	(52.714)
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	93.397	101.832
Valor de reposição estimado da concessão	(58.128)	(27.377)
Perda/(ganho) na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis	20.759	10.306
Provisão contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	2.933	9.540
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	712	(11.799)
Atualização monetária dos planos de benefício pós-emprego	(1.190)	(4.919)
Atualização das provisões para contingências	3.789	6.316
Atualização de títulos e valores mobiliários	(37.812)	(30.024)
Outras atualizações de receitas e despesas financeiras	1.212	440
	<b>279.622</b>	<b>367.010</b>

	2017	2016
<b>Variáveis em:</b>		
Contas a receber de clientes e outros	(42.189)	35.709
IR e CSLL a recuperar	16.002	4.945
Impostos e contribuições a recuperar, exceto IR e CSLL	(371)	21.614
Depósitos judiciais	(817)	(2)
Despesas pagas antecipadamente	(5.272)	(15)
Benefícios pós-emprego	(11.449)	(871)
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	(52.031)	-
Outros ativos	(17.276)	(2.594)
	<b>(113.403)</b>	<b>58.618</b>
Forneceadores	49.725	(46.164)
Salários e encargos a pagar	238.882	16.841
Encargos de dívidas e instrumentos financeiros derivativos pagos	(83.586)	(90.480)
Encargos setoriais	(44)	6.739
IR e CSLL pagos	(10.448)	(12.128)
Impostos e contribuições a recolher, exceto IR e CSLL	(19.580)	12.951
Valores a repassar da parcela A e Outros Itens Financeiros	(11.271)	(12.365)
Benefício pós-emprego	5.132	-
Outros passivos	1.777	1.426
	<b>(51.854)</b>	<b>(127.063)</b>
	<b>114.365</b>	<b>298.565</b>

	2017	2016
<b>Fluxo de caixa oriundo das atividades operacionais</b>		
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimento</b>		
Aquisição de intangível	(296.601)	(245.942)
Resgate/Aplicação em títulos e valores mobiliários	238.882	78.493
<b>Fluxo de caixa utilizado nas atividades de investimentos</b>	<b>(57.719)</b>	<b>(167.431)</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>		
Captação de empréstimos e financiamentos	115.979	40.689
Captação de debêntures	581.951	100.000
Amortização do principal de empréstimos e financiamentos	(238.214)	(128.855)
Amortização do principal de debêntures	(1.737)	-
Pagamentos de custos de captação	(1.324)	-
Obrigações vinculadas	11.664	21.221
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(187.790)	(168.853)
<b>Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento</b>	<b>281.529</b>	<b>(135.798)</b>
<b>Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>338.175</b>	<b>(4.664)</b>
Caixa e equivalentes no início do exercício	9.872	14.536
Caixa e equivalentes no final do exercício	<b>348.047</b>	<b>9.872</b>
<b>Variável líquida de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>338.175</b>	<b>(4.664)</b>

(\*) Valor bruto, não deduzido dos créditos de PIS/COFINS.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

inicial difere do preço da transação e o valor justo não é evidenciado nem por um preço cotado num mercado ativo para um ativo ou passivo idêntico nem baseado numa técnica de avaliação para a qual quaisquer dados não observáveis são julgados como insignificantes em relação à mensuração, então o instrumento financeiro é mensurado inicialmente pelo valor justo ajustado para diferir a diferença entre o valor justo no reconhecimento inicial e o preço da transação. Posteriormente, essa diferença é reconhecida no resultado numa base adequada ao longo da vida do instrumento, ou até o momento em que a avaliação é totalmente suportada por dados de mercado observáveis ou a transação é encerrada, o que ocorrer primeiro. **p) Moeda estrangeira:** Transações em moeda estrangeira: Transações em moeda estrangeira são convertidas para as respectivas moedas funcionais da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data do balanço são convertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio naquela data. Ativos e passivos não monetários que são mensurados pelo valor justo em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi determinado. Itens não monetários que são mensurados com base no custo histórico em moeda estrangeira são convertidos pela taxa de câmbio na data da transação. As diferenças de moedas estrangeiras resultantes da conversão são geralmente reconhecidas no resultado.

### 3. NOVAS NORMAS E INTERPRETAÇÕES AINDA NÃO EFETIVAS

Uma série de novas normas ou alterações de normas e interpretações serão efetivas para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018. A Companhia não adotou essas alterações na preparação destas demonstrações financeiras e não planeja adotar estas normas de forma antecipada. **3.1. IFRS 9 Financial Instruments (CPC 48 Instrumentos Financeiros):** A IFRS 9/CPC 48 inclui novos modelos para a classificação e mensuração de ativos/passivos financeiros e de perdas esperadas para ativos financeiros e contratuais, além de novos requisitos sobre a contabilização de hedge. Esta norma substitui o IAS 39/CPC 38 Instrumentos Financeiros – Reconhecimento e Mensuração. **Classificação - Ativos financeiros:** A IFRS 9/CPC 48 contém uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que reflete o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa. A IFRS 9/CPC 48 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes na IAS 39 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e dívidas para venda. De acordo com a IFRS 9/CPC 48, os derivativos embutidos em contratos onde o hospedeiro é um ativo financeiro no escopo da norma nunca são separados. Em vez disso, o instrumento financeiro híbrido como um todo é avaliado para sua classificação. Com base na sua avaliação, a Companhia não considera que os novos requerimentos de classificação terão um impacto na contabilização de seus ativos financeiros. **Redução no valor recuperável (Impairment) - Ativos Financeiros e Ativos Contratuais:** A IFRS 9/CPC 48, substitui o modelo de "perdas incorridas" da IAS 39/CPC 38 por um modelo prospectivo de "perdas de crédito esperadas". Isso exigirá um julgamento relevante sobre como as mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas. O novo modelo de perdas esperadas se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais. De acordo com a IFRS 9/CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases: i) Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e, ii) Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. A mensuração das perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica se o risco de crédito de um ativo financeiro na data base tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, e a mensuração de perda de crédito de 12 meses é aplicada se o risco não tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial. Uma entidade pode determinar que o risco de crédito de um ativo financeiro não tenha aumentado significativamente se o ativo tiver baixo risco de crédito na data base. No entanto, a mensuração de perdas de crédito esperadas para a vida inteira sempre se aplica para contas a receber de clientes e ativos contratuais sem um componente de financiamento significativo; a Companhia optou por aplicar esta política também para contas a receber de clientes e ativos contratuais com um componente de financiamento significativo. A Companhia acredita que as perdas por redução ao valor recuperável deverão aumentar e tornar-se mais voláteis para os ativos no modelo da IFRS 9/CPC 48. Com base na metodologia de Impairment descrita abaixo, a Companhia estimou que a aplicação dos requerimentos de Impairment da IFRS 9/CPC 48 em 1º de janeiro de 2018 resultará em perdas por redução ao valor recuperável de ativos adicionais como segue:

	Em R\$ mil	Impairment estimado em 01/01/2018
Títulos e valores mobiliários		18
Contas a receber de clientes e outras contas a receber, incluindo ativos contratuais, em 31 de dezembro de 2017		1.849
<b>Perdas adicionais por redução ao valor recuperável</b>		<b>1.867</b>

As perdas adicionais por redução ao valor recuperável representam o ajuste estimado ao patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018. As perdas estimadas foram calculadas com base na experiência real de perda de crédito nos últimos cinco anos. A Companhia realizou o cálculo das taxas de perda separadamente para cada segmento de clientes (residencial, industrial, comercial e setor público). Além disso, quando aplicável, foram considerados as mudanças no risco de crédito seguindo avaliações de crédito externas publicadas. **Passivos financeiros:** A IFRS 9/CPC 48 retém grande parte dos requerimentos da IAS 39 para a classificação de passivos financeiros. Contudo, de acordo com a IAS 39, todas as variações de valor justo dos passivos designados como VJR são reconhecidas no resultado, enquanto que, de acordo com a IFRS 9/CPC 48, estas alterações de valor justo são geralmente apresentadas da seguinte forma: i) o valor da variação do valor justo que é atribuído às alterações no risco de crédito do passivo financeiro é apresentado em ORA; e i) o valor remanescente da variação do valor justo é apresentado no resultado. A Companhia possui passivos financeiros mensurados ao VJR, representados por dívidas em moeda estrangeira, para os quais existem instrumentos financeiros derivativos para mitigação do risco cambial. Para atendimento dos requerimentos da contabilidade de hedge, as variações atribuíveis às alterações no risco de crédito continuaram sendo contabilizadas no resultado. **Contabilidade de hedge:** Na aplicação inicial da IFRS 9/CPC 48, a Companhia pode escolher como política contábil continuar aplicando os requerimentos para a contabilidade de hedge da IAS 39/CPC 38 em vez dos novos requerimentos da IFRS 9/CPC 48. A Companhia optou por aplicar os novos requerimentos da IFRS 9/CPC 48. A IFRS 9/CPC 48 exige que a Companhia assegure que as relações de contabilidade de hedge estejam alinhadas com os objetivos e estratégias de gestão de risco da Companhia e que a Companhia aplique uma abordagem mais qualitativa e prospectiva para avaliar a efetividade do hedge. A IFRS 9/CPC 48 também introduz novos requerimentos de equilíbrio de relações de hedge e proíbe a descontinuação voluntária da contabilidade de hedge. De acordo com o novo modelo, é possível que mais estratégias de gestão de risco, particularmente as de hedge de um componente de risco (diferente do risco de moeda estrangeira) de um item não financeiro, possam qualificar-se para a contabilidade de hedge. Atualmente, a Companhia não realiza hedge de tais componentes de risco. A Companhia utiliza derivativos para mitigar o risco cambial e de taxa de juros em empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e indexados ao IPCA, respectivamente. Os tipos de relações de contabilidade de hedge que a Companhia atualmente designa atendem aos requerimentos da IFRS 9/CPC 48 e estão alinhadas com a estratégia e objetivo de gerenciamento de risco da entidade. A Companhia concluiu que não haverá impactos. **Divulgações:** A IFRS 9 exigirá extensas novas divulgações, especificamente sobre a contabilidade de hedge, risco de crédito e perdas de crédito esperadas. A avaliação da Companhia incluiu uma análise para identificar deficiências em relação a informações requeridas nos processos atuais e a Companhia está em processo de implementação de mudanças nos seus sistemas e controles para atender aos novos requisitos. **Transição:** As mudanças nas políticas contábeis resultantes da adoção da IFRS 9 serão geralmente aplicadas retrospectivamente, exceto as mudanças descritas a seguir: i) A Companhia irá aproveitar a isenção que lhe permite não reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros (incluindo perdas de crédito esperadas). As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da IFRS 9, serão geralmente reconhecidas nos lucros acumulados e reservas em 1º de janeiro de 2018. ii) As seguintes avaliações devem ser efetuadas com base nos fatos e circunstâncias existentes na data da adoção inicial: a) Determinação do modelo de negócio dentro do qual um ativo financeiro é mantido. b) A designação e revogação de designações anteriores de Receitas de Ativos e passivos financeiros. 3.2. **IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers (CPC 47 Determinação de Contratos com Clientes):** A IFRS 15/CPC 47 introduz uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida, e por quanto a receita é mensurada. A IFRS 15 substitui as atuais normas para o reconhecimento de receitas, incluindo o CPC 30 (IAS 18) Receita, CPC 17 (IAS 11) Contratos de Construção e o CPC 30 Interpretation A - Programas de Fidelidade no Cliente (IFRIC 13). **Fornecimento de energia:** A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que a energia fornecida é faturada, mediante a multiplicação do consumo medido pela tarifa vigente. Além do consumo de energia medido na data de leitura, entre a data dessa medição e o encerramento do mês, a Companhia reconhece a receita não faturada através de estimativa, que é contabilizada em subcontas contábeis apropriadas de fornecimento, suprimento e encargos de distribuição e transmissão não faturados. De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a Companhia só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito em troca dos bens ou serviços que serão transferidos. Ao avaliar se a possibilidade de recebimento do valor da contraprestação é provável, a Companhia deve considerar apenas a capacidade e a intenção do cliente de pagar esse valor da contraprestação, quando devido. Desse modo, contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, deverão deixar de ter as respectivas receitas reconhecidas. Com base na avaliação da Companhia, esse impacto foi estimado em R\$ 426. A Companhia é avaliada pela ANEEL em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica para clientes. Entre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade individuais DÍC, FIC, DMIC e DICRI. Uma vez descumpridos esses indicadores, a Companhia é obrigada a ressarcir os clientes, através de desconto na fatura mensal de consumo de energia. Atualmente, essas penalidades são contabilizadas como despesa operacional. De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida de forma líquida

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Em milhares de reais)

### 1. INFORMAÇÕES GERAIS

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, com sede em Natal – Rio Grande do Norte, listada na Bolsa de Valores do 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 concessão de 53 mil km², a qual é regulada pelo Contrato de Concessão nº 08 com vencimento em 2027. Adicionalmente a Companhia vem atendendo consumidores livres no Estado do Rio Grande do Norte, desde 2003.

### 2. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

**2.1. Declaração de conformidade:** As demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade de às normas internacionais de relatório financeiro (“IFRS” – *International Financial Reporting Standards*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e as práticas contábeis adotadas no Brasil. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas, emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM. A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais. A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pela administração da Companhia em 16 de fevereiro de 2018. Após a sua emissão, somente os acionistas têm o poder de alterar as demonstrações financeiras. Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão. **2.2. Moeda funcional e de apresentação:** As demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. **2.3. Base de mensuração:** As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais: (i) Os instrumentos financeiros derivativos são mensurados pelo valor justo, vide nota explicativa 23; (ii) Os ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados pelo valor justo, vide nota explicativa 23; (iii) O ativo ou passivo líquido de benefício definido e reconhecido como o valor justo dos ativos do plano, deduzido do valor presente da obrigação do benefício definido, e é limitado conforme, vide nota explicativa 25. **2.4. Uso de estimativas e julgamentos:** A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Essas estimativas e premissas são revisadas continuamente, com base na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas e os ajustes oriundos dessas revisões são reconhecidos no exercício em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva. As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos, e, as informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, estão incluídas nas seguintes notas explicativas: (i) O registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede do sistema de distribuição não faturados, vide nota explicativa 19; (ii) O registro de provisão da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, vide nota explicativa 6; (iii) Reconhecimento de ativos fiscais diferidos; disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados, vide nota explicativa 9; (iv) Critério de apuração e atualização do ativo financeiro da concessão; e cálculo da amortização do ativo intangível da concessão de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (a vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois o menor, vide nota explicativa 10; (v) Definição do valor justo através de técnicas de avaliação, incluindo o método de fluxo de caixa descontado, para ativos e passivos financeiros não obtidos em mercados ativos, vide nota explicativa 23; (vi) Reconhecimento dos custos dos planos de aposentadoria com benefícios e o valor presente da obrigação de aposentadoria, através da avaliação atuarial que envolve o uso de premissas sobre taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões, vide nota explicativa 25; (vii) Reconhecimento de provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios, por meio da avaliação da probabilidade de perda que inclui avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos, vide nota explicativa 16; e (viii) Reconhecimento dos valores a compensar/(repassar) da parcela A e outros itens financeiros, vide nota explicativa 8. **2.5. Reclassificações 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, com base nas orientações emanadas pelo “CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro”, procedeu as reclassificações, de forma retrospectiva, em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado, originalmente publicadas em 25 de julho de 2017. 2.5.1. Demonstração do resultado findo em 31 de dezembro de 2016:

	Apresentado	Reclassificações	Reclassificado
Receita líquida	1.794.204	-	1.794.204
Custo dos serviços	(a) (1.375.326)	(20.653)	(1.395.979)
Despesas com vendas	(66.228)	-	(66.228)
Outras receitas / despesas gerais e administrativas	(a) (98.211)	20.653	(77.558)
Receitas financeiras	(424.850)	-	(424.850)
Despesas financeiras	(482.098)	-	(482.098)
Imposto de renda e contribuição social	(20.331)	-	(20.331)
Lucro líquido do período	(171.260)	-	(171.260)

2.5.2. Demonstração do valor adicionado findo em 31 de dezembro de 2016:

	Apresentado	Reclassificações	Reclassificado
Valor adicionado líquido	(b)/(c)/(d) 1.257.824	2.326	1.260.150
Valor adicionado recebido em transferência	(d) 425.904	(71)	425.833
Valor adicionado total a distribuir	1.683.728	2.255	1.685.983
<b>Distribuição do valor adicionado</b>			
<b>Pessoal</b>	(b)/(c)		
Impostos, taxas e contribuições	(d) 100.812	415	101.227
Remuneração de capitais de terceiros	925.612	1.840	927.452
Remuneração de capitais próprios	486.044	-	486.044
Valor adicionado distribuído	171.260	-	171.260
	<b>1.683.728</b>	<b>2.255</b>	<b>1.685.983</b>

As mudanças efetuadas não alteram o total do patrimônio líquido, lucro líquido do exercício e demonstração do fluxo de caixa. A natureza das principais reclassificações realizadas encontram-se descritas a seguir: (a) Reclassificação da receita de multa por inadimplência do consumidor no montante de R\$ 20.653 de custo do serviço para outras receitas/despesas gerais e administrativas. (b) Reclassificação de estoque/dolista de material, serviços de terceiros e outros para pessoal no montante de R\$ 1.243 conforme despacho de encerramento ANEEL 4.356/2017. (c) Reclassificação de indenização trabalhista pessoal próprio, de pessoal para material, serviços de terceiros e outros no montante de R\$ 82

da de contraprestação variável. Eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares, são classificados pela norma como contraprestação variável. Desse modo, as penalidades que representam ressarcimento aos clientes deverão ser contabilizadas como redutoras da receita de fornecimento de energia e não mais como despesa operacional. Com base na avaliação da Companhia, esse impacto foi estimado em R\$ 3.885.

• **Câmara de Comercialização de Energia - CCEE:** A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. O contrato é formalizado com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que efetua o cálculo das sobras de energia adquirida (quantidade de comprada x quantidade distribuída) e compara o saldo de energia com a necessidade do sistema elétrico, vendendo a quantidade de energia necessária para suprir o sistema, cuja contraprestação corresponde à multiplicação da quantidade de energia vendida para o sistema pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Dentro do sistema elétrico, o ONS vai direcionar essa energia adquirida para qualquer outro agente que esteja precisando. De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida quando o cliente obtém o controle da energia vendida. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto em suas demonstrações financeiras. • **Receita pela disponibilidade da rede elétrica:** Essa receita é constituída pelos custos da rede de distribuição e a remuneração da Companhia pela prestação do serviço ao consumidor final, que compreende consumidores cativos e livres, com base na cobrança de uma tarifa homologada pela ANEEL. De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida quando o cliente obtém o controle da energia vendida. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto em suas demonstrações financeiras. • **Receita de construção da infraestrutura da concessão:** Essa receita é constituída por investimentos em infraestrutura, com o objetivo de manutenção da operação até o término do contrato de concessão. 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, pois há a contrapartida em custos pelo mesmo valor. O desempenho por parte da Companhia melhora o ativo de concessão e não cria um ativo com uso alternativo para a Companhia, que possui direito executável (*enforcement*) ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente, tendo em vista que o contrato de concessão prevê o direito a indenização em casos de extinção da concessão, retomada do serviço pelo poder concedente, caducidade e em casos de inadimplência. A receita de construção é reconhecida ao longo da execução da obra, juntamente com o custo. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto em suas demonstrações financeiras. • **Outras receitas:** A Companhia possui outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que podem ser receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica ou receitas de atividades acessórias. As receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica são receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica, como as receitas provenientes de serviços cobráveis, já as atividades acessórias podem ser próprias e complementares. As atividades acessórias próprias são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização, tais como: arrecadação de convênios, compartilhamento de infraestrutura, serviços de avaliação técnica e aferição de medidores, entre outras. A receita de prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço foi efetivamente prestado e é regido por contrato de prestação de serviços entre as partes. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto em suas demonstrações financeiras. • **Transição:** A Companhia planeja adotar a IFRS 15/CPC 47 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial da norma na data inicial (ou seja, 1º de janeiro de 2018). Como resultado, a Companhia não aplicará os requerimentos da IFRS 15/CPC 47 ao período comparativo apresentado. A Companhia planeja utilizar os expedientes práticos para contratos concluídos. Isso significa que os contratos concluídos que começaram e terminaram no mesmo período de apresentação comparativo, bem como os contratos que são contratos concluídos no início do período mais antigo apresentado, não serão reapresentados. A Companhia está atualmente realizando uma avaliação detalhada do impacto resultante da aplicação do IFRS 15/CPC 47 e espera divulgar informações quantitativas adicionais antes da adoção da norma. 3.3 IFRS 16 Leases (arrendamentos): A IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPIC 03 (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. A norma é efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2019. A adoção antecipada é permitida somente para demonstrações financeiras de acordo com as IFRS e se apenas para entidades que aplicam a IFRS 15 Receita de Contratos com Clientes em ou antes da data de aplicação inicial da IFRS 16. A IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Licenças estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilização do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais. A Companhia concluiu a avaliação inicial do potencial impacto em suas demonstrações financeiras, mas ainda não completou sua avaliação detalhada. O impacto real da aplicação da IFRS 16 nas demonstrações financeiras no período de aplicação inicial dependerá das condições econômicas futuras, incluindo a taxa de endividamento da Companhia em 1º de janeiro de 2019, a composição da carteira de arrendamento da Companhia nessa data, a avaliação da Companhia se exercerá quaisquer opções de renovação de arrendamento e a medida em que a Companhia optará por usar expedientes práticos e isenções de reconhecimento. Até agora, o impacto mais significativo identificado é que a Companhia reconhecerá novos ativos e passivos por seus arrendamentos operacionais de imóveis não residenciais para a instalação de agências e centros de distribuição. Além disso, a natureza das despesas relacionadas com esses contratos de arrendamento agora vai mudar, a IFRS 16 substituirá a despesa linear de arrendamento operacional com um custo de depreciação de ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento. A Companhia espera que a adoção da IFRS 16 não afete sua capacidade de cumprir com os acordos contratuais (*covenants*) de limite máximo de alavancagem em empréstimos descritos na nota explicativa 12. • **Transição:** Como arrendatária, a Companhia pode aplicar a norma utilizando uma: i. Abordagem retrospectiva; ou ii. Abordagem retrospectiva modificada com expedientes práticos opcionais. O arrendatário aplicará essa escolha consistentemente a todos os seus arrendamentos. A Companhia pretende aplicar a IFRS 16 inicialmente em 1º de janeiro de 2019, usando a abordagem retrospectiva modificada. Portanto, o efeito cumulativo da adoção da IFRS 16 será reconhecido como um ajuste ao saldo de abertura dos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2019, sem atualização das informações comparativas. Ao aplicar a abordagem retrospectiva modificada para arrendamentos anteriormente classificados como arrendamentos operacionais de acordo com a IAS 17, o arrendatário pode eleger, para cada contrato de arrendamento, se aplicará uma série de expedientes práticos na transição. A Companhia está avaliando o impacto potencial da utilização desses expedientes práticos. A Companhia não é obrigada a fazer ajustes para arrendamentos em que é um arrendador, exceto quando é um arrendador intermediário em um subarrendamento. 3.4. Outras alterações: As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter impacto nas demonstrações financeiras da Companhia: i. Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2014-2016 - alterações à IFRS 1 e à IAS 28. ii. Alterações ao CPC 10 (IFRS 2) pagamento baseado em ações em relação à classificação e mensuração de determinadas transações com pagamento baseado em ações. iii. Transferências de propriedade de investimento (alterações ao CPC 28 - IAS 40). iv. Alterações ao CPC 36 Demonstrações Consolidadas (IFRS 10) e ao CPC 18 Investimento em Coligada (IAS 28) em relação a vendas ou contribuições de ativos entre um investidor e sua coligada ou seu empreendimento controlado em conjunto. v. ICPIC 21 / IFRIC 22 Transações em moeda estrangeira e adiamento. vi. IFRIC 23 Incerteza sobre tratamentos de imposto de renda. O Comitê de Pronunciamentos Contábeis ainda não emitiu pronunciamento contábil ou alteração nos pronunciamentos vigentes correspondentes a todas as novas IFRS's. Portanto, a adoção antecipada dessas IFRS não é permitida para entidades que divulgam as suas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

## 4. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

**Bandeiras tarifárias:** A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, criou o sistema de aplicação de bandeiras tarifárias, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015, com finalidade de repassar ao consumidor os custos adicionais de geração térmica, compra de energia no mercado de curto prazo, encargos de serviços do sistema e risco hidrológico. Atualmente existem quatro faixas de bandeiras: vermelha – patamar 1, com acréscimo de R\$30/MWh, vermelha – patamar 2, cujo acréscimo na tarifa de energia é de R\$50/MWh, amarela, com acréscimo de R\$10/MWh e verde, sem acréscimo.

Cor da bandeira		2017	2016
Jan	Verde		Vermelha Patamar 2
Fev	Verde		Vermelha Patamar 1
Mar	Amarela		Amarela
Abr	Vermelha Patamar 1		Verde
Mai	Vermelha Patamar 1		Verde
Jun	Verde		Verde
Jul	Amarela		Verde
Ago	Vermelha Patamar 1		Verde
Set	Amarela		Verde
Out	Vermelha Patamar 2		Verde
Nov	Vermelha Patamar 2		Amarela
Dez	Vermelha Patamar 1		Verde

No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 93.183 (R\$ 47.308 em 31 de dezembro de 2016) de bandeira tarifária, sendo que deste montante, R\$ 23.257 foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT (R\$ 5.941 em 31 de dezembro de 2016), criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Sobrecontratação de energia:** De acordo com o modelo regulatório, as distribuidoras devem contratar antecipadamente 100% da energia elétrica necessária para fornecimento aos seus clientes por meio de leilões regulados pela ANEEL. Tais leilões, realizados com apoio da CCEE, ocorrem com antecedência de um a sete anos, em relação ao início do suprimento da energia contratada. A possibilidade de contratação com antecedência de até sete anos passou a existir após a publicação do Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017. Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial o Decreto nº 5.163/2004 se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total de energia da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas do custo incorrido com a compra de energia excedente. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite e sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo. O Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017, determinou uma redução de lastro para fins de cobertura de consumo das distribuidoras, de 95% para 90%, referente às cotas de garantia física de energia, das usinas hidrelétricas com concessões prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, com vigência a partir de 1º de setembro de 2017. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia fez uso dos mecanismos disponíveis para gerenciar a sobrecontratação. **Conta de Desenvolvimento Energético - CDE:** As distribuidoras de energia elétrica enfrentaram ao longo dos anos de 2013 e 2014 uma significativa pressão sobre os seus resultados e dispêndios de caixa em decorrência da forte elevação dos custos da energia ocasionados pela: (i) elevação de preços no mercado de curto prazo devido à redução da oferta de contratos de energia a partir da não renovação de algumas concessões de usinas geradoras; (ii) condições hidroenergéticas desfavoráveis à época, o que culminou no despacho das usinas térmicas com preços bem mais elevados. Diante deste cenário, o Governo Federal, dentre outras medidas, permitiu o repasse às distribuidoras de recursos provenientes do fundo da CDE para neutralizar esses efeitos. Sendo os recursos provenientes do fundo da CDE insuficientes para neutralizar a exposição das distribuidoras, foi publicado em abril de 2014 o Decreto nº 8.221, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, a fim de normatizar o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos e consequente repasse às empresas distribuidoras. Para que a CCEE pudesse iniciar a liquidação dos seus compromissos junto aos bancos, todas as distribuidoras iniciaram o repasse nas tarifas a partir do mês de seu Reajuste ou Revisão Tarifária de 2015. Sendo assim, através da Resolução Normativa nº 2.004/15, a ANEEL homologou para a Companhia um incremento na tarifa equivalente a R\$ 9.093 por mês, que está sendo atualizado periodicamente. Em 25 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.231, que homologou para a Companhia a atualização do valor de incremento na tarifa para R\$ 6.982 por mês, no período de abril de 2017 a março de 2018, e R\$ 9.093 no período de abril de 2018 a março de 2020. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia efetuou o pagamento de R\$ 90.120 (R\$ 107.619, em 2016). A CCEE vem liquidando esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto a CCEE. Essas parcelas são estabelecidas pela ANEEL para pagamento mensal de 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 esses contratos. **Reajuste Tarifário Anual - IRT 2017:** A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.221 de 18 de abril de 2017, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 3,10%, dos quais 3,35% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 0,25% aos componentes financeiros pertinentes. Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 3,38%, sendo de 4,07%, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de 3,08%, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão. As novas tarifas entrarão em vigor a partir de 22 de abril de 2017 com vigência até 21 de abril de 2018. **Reajuste Extraordinário - Angra III:** A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.214 de 28 de março de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 31 de março de 2017 aprovou em processo extraordinário de ajuste nas tarifas das distribuidoras e, republicou as Tarifas de Energia (TE) e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), com vigência a partir de 1º de abril de 2017. Como consequência, foi excluída da cobertura tarifária aplicada no último processo tarifário relativos ao Encargo de Energia de Reserva - EER, os valores associados à receita fixa da Usina de Angra III, ocorrendo desconto das tarifas de energia, aplicada aos clientes cativos em R\$ -67,55/MWh, sendo o efeito tarifário a ser percebido pelos consumidores residenciais em -16,66%. Os efeitos da aplicação do redutor de Angra III foram contabilizados em contrapartida à CVA (Conta de Compensação de Valores da Parcela A) do ESS/ERR, uma vez que, tratou-se de uma antecipação de repasse de passivo já contabilizado na respectiva CVA e que seriam, normalmente, tratados no processo tarifário de abr/17. O valor revertido para o consumidor apurado foi de R\$ 25.307.

## 5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	2017	2016
<b>Caixa e equivalentes de caixa</b>	13.948	9.872
Caixa e depósitos bancários à vista	1.018	-
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	-	-
Fundos de investimentos	(a) 333.081	-
<b>Total de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>348.047</b>	<b>9.872</b>
<b>Títulos e Valores Mobiliários - TVM</b>		
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	2.125	2.596
Fundos de investimentos	(b) 341	200.940
<b>Total TVM</b>	<b>2.466</b>	<b>203.536</b>
Circulante	2.466	189.453
Não circulante	-	14.073

(a) Em 31 de dezembro de 2017, caixa e equivalentes de caixa é composto por caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo. São operações de alta liquidez, sem restrição de uso, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e está sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor.

	2017	2016
<b>Carteira (Caixa e equivalente de caixa)</b>		
BB TOP curto prazo	151.125	125.125
Compromissadas com lastro de títulos públicos	100	-
<b>BB Polo 28 FI renda fixa</b>	<b>151.225</b>	<b>125.125</b>
Compromissadas com lastro de títulos públicos	158.794	158.794
<b>Bradesco FI RF referenciado DI Recife</b>	<b>158.794</b>	<b>158.794</b>
Itaú curto prazo	2.040	2.040
<b>Itaú Salvador renda fixa curto prazo</b>	<b>2.040</b>	<b>2.040</b>
Compromissadas com lastro de títulos públicos	21.022	21.022
<b>Santander Natal renda fixa curto prazo DE FI</b>	<b>21.022</b>	<b>21.022</b>
<b>Total CEC - Fundos exclusivos</b>	<b>333.081</b>	<b>333.081</b>

(b) A carteira de aplicações em títulos e valores mobiliários, em 31 de dezembro de 2016, era constituída, principalmente, por fundos de investimentos exclusivos, compostos por diversos ativos, visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, conforme abaixo.

	2017	2016
<b>Carteira (Títulos e valores mobiliários)</b>		
BB TOP RF moderado FI RF LP	-	20.658
BB TOP RF conservador FI RF longo prazo	-	68.685
CDBs	-	6.295
LF	-	11.678
Debêntures	-	248
DPCE	-	3.548
Outros	341	211
<b>BB Polo 28 FI renda fixa</b>	<b>341</b>	<b>111.326</b>
BRAM referenciado FI DI CORAL	-	40.397
BRAM referenciado FI DI RUBI	-	23.705
<b>Fundo Bradesco FIC referenciado DI Recife</b>	<b>64.102</b>	<b>64.102</b>
Santander FI PROFIT renda fixa referenciado DI	-	20.419
Santander FI títulos públicos renda fixa referenciado DI	-	5.093
<b>Santander FIC FI Natal renda fixa referenciado DI</b>	<b>25.512</b>	<b>25.512</b>
<b>Total TVM</b>	<b>341</b>	<b>200.940</b>

A partir de setembro de 2017, a estratégia adotada pela Companhia foi aplicar seus recursos financeiros em cotas de fundos de investimento e ativos que tenham o objetivo de acompanhar as variações das taxas de juros praticadas no mercado de depósitos interbancários - CDI e classificados como caixa e equivalentes de caixa.

## 6. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS

	2017	2016
Consumidores	(a) 544.857	520.773
Comercialização de energia na CCEE	(b) 26.539	27.297
Disponibilização sistema de distribuição	7.631	7.277
Serviços prestados a terceiros	1.183	1.165
Serviços taxados e administrativos	2.181	2.251
Subvenções/Subsídios governamentais	(c) 23.487	24.446
Outros créditos de terceiros	14.712	3.548
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(78.959)	(86.603)
<b>Total</b>	<b>541.631</b>	<b>500.154</b>
Circulante	385.499	345.981
Não circulante	156.132	154.173

### (a) Consumidores

	Saldo vencidos		Total		PCLD	
	Até 90 dias	Mais de 90 dias	2017	2016	2017	2016
<b>Setor privado</b>						
Residencial	36.485	57.974	18.371	112.830	96.772	(18.371)
Industrial	6.324	10.536	19.189	36.049	34.740	(18.709)
Comercial	35.643	14.709	8.332	58.684	53.061	(5.159)
Rural	11.363	7.463	7.102	25.928	21.813	(5.784)
	<b>89.815</b>	<b>90.682</b>	<b>52.994</b>	<b>233.491</b>	<b>206.386</b>	<b>(48.203)</b>
<b>Setor público</b>						
Federal	4.471	172	336	4.979	4.631	(321)
Estadual	126.492	5.140	619	132.251	146.260	(49)
Municipal	<b>41.096</b>	<b>4.649</b>	<b>25.698</b>	<b>71.443</b>	<b>72.826</b>	<b>(25.254)</b>
	<b>172.059</b>	<b>9.961</b>	<b>26.653</b>	<b>208.673</b>	<b>223.717</b>	<b>(25.624)</b>
Iluminação pública	5.752	3.111	1.591	10.454	9.122	(799)
Serviço público	9.993	949	3.781	14.723	13.173	(920)
Fornecimento não faturado	77.516	-	-	77.516	68.375	-
<b>Total</b>	<b>355.135</b>	<b>104.703</b>	<b>85.019</b>	<b>544.857</b>	<b>520.773</b>	<b>(75.366)</b>
Circulante	409.146	366.635	366.635	75.366	71.447	-
Não circulante	135.111	154.138	-	135.111	154.138	-

As contas a receber de consumidores do não circulante representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos, com vencimento futuro, cobrados em contas de energia. Incluem juros e multa calculados *pro-rata temporis*. (b) **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE:** Referem-se a créditos oriundos da comercialização de energia no mercado de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE informados pela CCEE a partir da medição e registro da energia fornecida no sistema elétrico interligado. Do total a receber junto a CCEE, no montante de R\$ 17.020 (R\$ 13.099 em 2016), compreendem as operações realizadas no período de racionamento de energia elétrica, de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculadas a processos judiciais em andamento movido por agentes do setor que contestam a contabilização da CCEE para o período. Em 31 de dezembro de 2017, a Administração da Companhia, substanciada na opinião de seus consultores jurídicos e em recentes negociações para liquidação do saldo devedor, reavaliou sua estimativa quanto ao risco de não recebimento do crédito em atraso e reverteu a provisão para créditos de liquidação duvidosa anteriormente constituída. (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 baixa renda. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 11.770 e refere-se aos meses de novembro e dezembro de 2017 (R\$ 10.528 em 31 de dezembro de 2016). (c.2) CDE: Em 18 de abril de 2017, foi emitida a Resolução Homologatória ANEEL nº 2.222/2017 aprovando o valor mensal de R\$ 38.959 a ser repassado pela Eletrobras durante o período de abril de 2017 a março de 2018. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 11.717 (R\$ 13.918 em 31 de dezembro de 2016), e corresponde às quotas dos meses de novembro e dezembro.

### (d) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD):

	Consumidores	Comercialização de energia na CCEE	Outros créditos	Total
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2016</b>	(66.089)	(13.099)	(1.532)	(80.720)
Adições	(14.889)	-	(703)	(15.592)
Reversões	3.615	-	178	3.793
Baixa para perdas (incobráveis)	5.916	-	-	5.916
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>(71.447)</b>	<b>(13.099)</b>	<b>(2.057)</b>	<b>(86.603)</b>
Adições	(29.843)	-	(1.536)	(31.379)
Reversões	17.215	13.099	-	30.314
Baixa para perdas (incobráveis)	8.709	-	-	8.709
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>(75.366)</b>	<b>-</b>	<b>(3.593)</b>	<b>(78.959)</b>

## 7. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

	2017	2016
Imposto de Renda - IR	(a) 15.375	28.332
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL	(b) 4.674	3.934
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	(d) 44.255	35.622
Programa de Integração Social - PIS	(c) 535	2.203
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c) 2.582	9.231
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	618	627
Imposto sobre Serviços - ISS	572	508
<b>Total</b>	<b>68.611</b>	<b>80.457</b>
Circulante	41.920	59.552
Não circulante	26.691	20.905

(a) Correspondem aos valores de saldo negativos de IRPJ e CSLL dos exercícios corrente e anteriores, composto por antecipações, retenções de instituições financeiras, órgãos públicos e prestadores de serviços, atualizados pela taxa SELIC. (b) Do montante total de ICMS a recuperar, R\$ 44.255 (R\$ 35.622 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo operacional. (c) PIS e COFINS a compensar decorrente do regime de apuração não-cumulativo, no montante de R\$ 3.117 (R\$ 11.435 em 31 de dezembro de 2016).

## 8. VALORES A COMPENSAR (REPASSAR) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS

	2017		2016	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
	Passivo (-)	Total Ativo/ (Passivo)	Passivo (-)	Total Ativo/ (Passivo)
<b>Ativo</b>	<b>(-)</b>	<b>(-)</b>	<b>(-)</b>	<b>(-)</b>
<b>CVA</b>				
Energia	153.961	(11.522)	142.439	51.320
Encargo de Serviço Sistema - ESS	(a) -	(62.852)	(62.852)	-

## 11. FORNECEDORES

	2017	2016
<b>Energia elétrica</b>	<b>179.974</b>	<b>133.396</b>
Terceiros	174.594	129.479
Partes relacionadas	5.380	3.917
<b>Encargos de uso da rede</b>	<b>23.165</b>	<b>11.246</b>
Terceiros	22.847	10.856
Partes relacionadas	318	390
<b>Materiais e serviços</b>	<b>39.332</b>	<b>49.682</b>
Terceiros	39.332	49.527
Partes relacionadas	-	155
<b>Energia livre</b>	<b>17.544</b>	<b>15.966</b>
<b>Total</b>	<b>260.015</b>	<b>210.290</b>
Circulante	242.471	194.324
Não circulante	17.544	15.966

Os montantes classificados no não circulante referem-se a valores remanescentes de energia livre, fixados pela ANEEL, a serem repassados pelas distribuidoras às geradoras, e que estão sendo contestados pelos concessionários de distribuição.

## 12. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS, DEBÊNTURES E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

	2017		2016	
	Dívida	Instrumentos financeiros derivativos	Total	Total (*)
<b>Empréstimos e financiamentos</b>				
<b>Moeda nacional</b>				
BANCO DO BRASIL	76.630	-	76.630	96.582
BNB	9.836	-	9.836	11.435
BNDES	236.471	-	236.471	276.084
CEF	11.799	-	13.294	13.294
ELETROBRÁS	-	-	-	2.499
FINEP	2.520	-	2.520	6.467
(-) Custos de transação	(349)	-	(349)	(1.223)
(-) Depósitos em garantia	(2.132)	-	(2.132)	(4.384)
<b>Total moeda nacional</b>	<b>334.772</b>	-	<b>334.772</b>	<b>400.754</b>
Moeda nacional - circulante	83.536	-	83.536	90.992
Moeda nacional - não circulante	251.219	-	251.219	309.762
<b>Moeda estrangeira</b>				
ITAÚ	197.569	6.051	203.620	246.943
CITIBANK	282.583	(86.449)	196.134	197.448
<b>Total moeda estrangeira</b>	<b>480.152</b>	<b>(80.398)</b>	<b>399.754</b>	<b>444.391</b>
Moeda estrangeira - circulante	284.070	(85.321)	198.749	148.707
Moeda estrangeira - não circulante	196.082	4.730	200.812	295.684
<b>Total empréstimos e financiamentos</b>	<b>814.927</b>	<b>(80.398)</b>	<b>734.529</b>	<b>845.145</b>
Empréstimos e financiamentos - circulante	667.626	(85.321)	582.305	239.699
Empréstimos e financiamentos - não circulante	147.301	4.923	152.224	605.446
<b>Debêntures</b>				
COSERN	705.162	-	705.162	103.837
(-) Custos de transação	(9.254)	-	(9.254)	(436)
<b>Total debêntures</b>	<b>695.908</b>	-	<b>695.908</b>	<b>103.401</b>
Debêntures - circulante	110.182	-	110.182	3.489
Debêntures - não circulante	585.726	-	585.726	99.912
<b>Endividamento total</b>	<b>1.510.835</b>	<b>(80.398)</b>	<b>1.430.437</b>	<b>948.546</b>
Endividamento total - circulante	477.808	(85.321)	392.487	243.188
Endividamento total - não circulante	1.033.027	4.923	1.037.950	705.358

(\*) Total líquido de instrumentos financeiros derivativos

Conciliação de passivos resultantes das atividades de financiamentos:

	2015	Adições	Baixas	Alterações em não caixa	2016	Adições	Baixas	Outros	Alterações em não caixa	2017
Empréstimos e financiamentos	1.073.679	40.689	(128.855)	(68.107)	917.406	115.979	(238.214)	(1.324)	21.080	814.927
Debêntures	-	100.000	-	3.401	103.401	581.951	(1.737)	-	12.293	695.908
Obrigações vinculadas	-	21.221	-	-	21.221	12.664	-	-	-	33.885

12.1. Empréstimos e financiamentos: A mutação dos empréstimos e financiamentos e dos seus respectivos instrumentos financeiros derivativos é a seguinte:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Total
<b>Saldos em 1º de janeiro de 2016</b>	<b>97.661</b>	<b>340.211</b>	<b>16.484</b>	<b>441.076</b>	<b>895.432</b>
Ingressos	2.531	38.158	-	-	40.689
Encargos	36.240	-	13.932	-	50.172
Variação monetária e cambial	798	6.316	(15.823)	(90.039)	(98.748)
Swap	-	-	13.741	141.661	155.402
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	3.165	(1.910)	1.255
Transferências	86.349	(86.349)	195.104	(195.104)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(132.445)	-	(77.896)	-	(210.341)
(-) Mov. depósitos em garantia	-	11.494	-	-	11.494
(-) Custos de transação	(142)	(68)	-	-	(210)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>90.992</b>	<b>309.762</b>	<b>148.707</b>	<b>295.684</b>	<b>845.145</b>
Ingressos	2.679	13.300	-	100.000	115.979
Encargos	27.363	-	14.786	-	42.149
Variação monetária e cambial	1.251	5.684	(836)	5.243	11.342
Swap	-	-	31.574	(4.430)	27.144
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	(155)	(149)	(304)
Transferências	80.164	(80.164)	195.343	(195.343)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(119.475)	-	389	-	(309.756)
(-) Mov. depósitos em garantia	-	2.248	-	-	2.248
(-) Custos de transação	582	-	-	-	582
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>83.536</b>	<b>251.219</b>	<b>198.749</b>	<b>201.005</b>	<b>734.529</b>

A seguir apresentamos as captações efetuadas no exercício:

	Vencimento	Encargos financeiros anuais - %	Valor captado (R\$)
BNDES	2023	TJLP+2,09% a.a.	4.487
BNDES	2023	SELIC+2,09% a.a.	4.487
BNDES	2023	TJLP+1,59% a.a.	4.270
ITAÚ	2020	PRÉ 3,64% a.a.	100.000
BNDES	2023	TJLP+1,59% a.a.	2.735
<b>Total</b>			<b>115.979</b>

Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	2017			2016		
	Dívida	Custos transação	Total líquido	Dívida	Custos transação	Total líquido
2018	-	-	-	270.085	(295)	269.790
2019	224.415	(50)	224.365	161.917	(189)	161.728
2020	123.470	(49)	123.421	61.769	(102)	61.667
2021	52.178	(40)	52.138	61.018	(25)	60.993
2022	31.386	(33)	31.353	26.040	(6)	26.034
Após 2022	22.902	(16)	22.886	29.680	(63)	29.617
<b>Total obrigações</b>	<b>454.351</b>	<b>(188)</b>	<b>454.163</b>	<b>610.509</b>	<b>(680)</b>	<b>609.829</b>
(-) Depósitos em garantia	-	-	-	(2.132)	-	(4.383)
Marcação a mercado	-	-	-	193	-	193
<b>Total</b>			<b>452.224</b>			<b>605.446</b>

**Condições restritivas financeiras (covenants):** Os contratos mantidos com diversos credores contêm cláusulas restritivas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros apurados com base nas demonstrações financeiras da Companhia ou nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora Neoen Energia S.A., com parâmetros pré-estabelecidos, sendo os principais listados abaixo: • Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 4; • EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 1,5 ou 2. Em 31 de dezembro de 2017, todos os índices foram atingidos. Os contratos que preveem apuração de índices financeiros com base nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora Neoen Energia S.A. foram adotados para prever no cálculo a inclusão do resultado dos últimos 12 meses das companhias que passaram a ser controladas em virtude do processo de incorporação, à exceção do contrato com o Banco Itaú em que, a Companhia obteve waiver (autorização) para isentar a Companhia dos limites máximos de alavancagem por um período de 12 meses a partir da data da incorporação, até que o efeito desproporcional provocado pela consolidação integral da dívida da empresa incorporada e consolidação gradual dos resultados seja eliminado. Adicionalmente, o contrato firmado junto ao BNDES prevê que no caso de não cumprimento dos índices financeiros, a Companhia deve constituir garantias reais de 130% do saldo devido, no prazo de 30 dias da notificação do banco. As garantias adicionais serão constituídas conforme previsto em contrato. Vale ressaltar que o descumprimento do índice financeiro não enseja o vencimento antecipado. 12.2. **Debêntures:** A mutação das debêntures e dos seus respectivos instrumentos financeiros vinculados é a seguinte:

	Passivo circulante	Passivo não circulante	Total
<b>Saldos em 1º de janeiro de 2016</b>	-	100.000	100.000
Ingressos	12.147	-	12.147
Encargos	(8.673)	(321)	(8.994)
Amortizações e pagamentos de juros	15	233	248
(-) Custos de transação	-	-	-
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>3.489</b>	<b>99.912</b>	<b>103.401</b>
Ingressos	-	582.815	582.815
Encargos	22.076	-	22.076
Variação monetária e cambial	10	2.607	2.617
Transferências	97.307	(97.307)	-
Amortização e pagamentos de juros	(13.668)	(1.437)	(15.105)
(-) Custos de transação	968	(864)	104
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>110.182</b>	<b>585.726</b>	<b>695.908</b>

A seguir apresentamos a emissão de debêntures efetuada no exercício:

	2017	Encargos financeiros anuais	Valor captado
2022	4,64%	266.193	
2024	4,91%	96.622	
2021	118,5% CDI	220.000	
<b>Total</b>		<b>582.815</b>	

• Em 09 de agosto de 2017, a Companhia contratou junto aos bancos Santander e Caixa Econômica Federal, a 6ª emissão de debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, no montante de R\$ 220.000, com prazo de quatro anos e juros trimestrais a uma taxa de 118,5% do CDI. • Em 17 de agosto de 2017, a Companhia publicou fato relevante informando que foi submetida à análise da Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (ANBIMA), o registro de oferta pública de debêntures simples, não conversíveis em ações, de espécie quirográfrica em até duas séries, nos termos da Instrução CVM nº 400 inicialmente de R\$ 370.000, condicionada à aprovação do Conselho de Administração da Companhia. No dia 5 de setembro de 2017, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a 7ª emissão de debêntures em um montante inicial de R\$ 370.000, em duas séries, sendo a primeira com prazo de 5 anos vencendo em 15 de outubro de 2022 e a segunda com prazo de 7 anos vencendo em 15 de outubro de 2024. No dia 11 de setembro de 2017, a ANBIMA protocolou o pedido de registro de oferta pública de distribuição de debêntures da Companhia na Comissão de Valores Mobiliários - CVM. As debêntures contaram com o incentivo previsto no artigo 2º da Lei nº 12.431, que determina uma alíquota "zero" de imposto de renda para pessoas físicas e de 15% (quinze por cento), quando auferidos por pessoa jurídica. O *bookbuilding* da oferta foi realizado no dia 03 de outubro de 2017, e a liquidação financeira ocorreu em 24 de outubro de 2017. Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	2017			2016		
	Debêntures	Custos transação	Total líquido	Debêntures	Custos transação	Total líquido
2018	-	-	-	100.000	(88)	99.912
2021	220.000	(927)	219.073	-	-	-
2022	273.351	(4.348)	269.002	-	-	-
Após 2022	99.256	(1.606)	97.651	-	-	-
<b>Total</b>	<b>592.607</b>	<b>(6.881)</b>	<b>585.726</b>	<b>100.000</b>	<b>(88)</b>	<b>99.912</b>

As debêntures são garantidas por aval da controladora Neoen Energia S.A. **Condições restritivas financeiras (covenants):** As escrituras de emissões das debêntures preveem a manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros com parâmetros pré-estabelecidos apurados com base nas demonstrações financeiras da controladora Neoen Energia S.A., listados abaixo. Em 31 de dezembro de 2017, todos os índices foram atingidos. • Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 4; • EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 1,5. Os contratos que preveem apuração de índices financeiros com base nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora Neoen Energia S.A. foram adotados ou obtiveram anuência prévia para prever no cálculo a inclusão do resultado dos últimos 12 meses das companhias que passaram a ser controladas em virtude do processo de incorporação.

## 13. SALÁRIOS E ENCARGOS A PAGAR

	2017	2016
Salários	7.675	(38)
Encargos sociais	1.018	1.148
Provisões para férias e 13º salário	7.327	2.133
Encargos sobre provisões para férias e 13º salário	1.319	1.725
Provisão para participação nos lucros e resultados	12.190	7.720
<b>Total</b>	<b>29.529</b>	<b>12.688</b>

## 14. ENCARGOS SETORIAIS

O contrato de concessão estabelece a obrigação da Companhia de aplicar 1% da receita operacional líquida regulatória em Programas de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), sendo que parte deve ser recolhida ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e, também ao Ministério de Minas e Energia (MME). A partir de 03 de maio de 2016, por meio da Lei nº 13.280, foi definido que 80% do percentual destinado ao Programa de Eficiência Energética será aplicado pelas próprias concessionárias conforme regulamentos estabelecidos pela ANEEL, e os demais 20% serão destinados ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). A atualização das parcelas referentes a PEE e P&D é efetuada mensalmente pela taxa de juros da SELIC.

	2017	2016
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(a)	5.384
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(b)	841
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(b)	680
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(b)	17.939
Programa de Eficiência Energética - PEE	(b)	6.038
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica - TFSEE	(c)	197
Outros CCRBT	(c)	8.617
<b>Total</b>		<b>39.696</b>
Circulante		25.707
Não circulante		13.989

(a) **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):** Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo em aberto refere-se às quotas mensais definitivas de CDE - Uso no valor de R\$ 2.610 (R\$ 2.763 em 2016), para o período de junho a dezembro de 2017, conforme Resolução nº 2.204 de 03/2017; CDE-ENERGIA no valor de R\$ 2.774 (R\$ 2.610 em 2016) conforme Resolução nº 2.202 de 02/2017 e CDE-CONTA ACR no valor de R\$ 6.982 (R\$ 9.093 em 2016) conforme Resolução nº 2.231 de 04/2017. (b) **Programas de Eficiência Energética (PEE) - Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** São programas de re-investimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas. A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas, líquido dos valores aplicados nos respectivos programas. Mensalmente o P&D e PEE são atualizados com base na taxa SELIC, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização. (c) **Encargos setoriais - Outros CCRBT:** Valor estimado de repasse, referente aos recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias que serão revertidos à conta centralizadora, criada pelo Decreto nº 8.401 de 04 de fevereiro de 2015. Essa estimativa leva em consideração, também, o montante referente ao efeito da aplicação das bandeiras tarifárias no cálculo da provisão da receita não faturada, quando aplicável.

## 15. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	2017	2016
Imposto de Renda - IR	-	7.090
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL	-	3.697
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	46.876	46.376
Programa de Integração Social - PIS	1.772	3.361
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	8.238	15.617
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	1.465	1.587
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	410	484
Imposto sobre Serviços - ISS	200	168
Impostos e contribuições retidos na fonte	2.466	2.857
<b>Total</b>	<b>432</b>	<b>206</b>
Circulante	61.811	81.384
Não circulante	48	5

## 16. PROVISÕES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

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

## 19. RECEITA LÍQUIDA

A composição da receita líquida por natureza e suas deduções é como segue:

	2017	2016		2017	2016
Fornecimento de energia	(a)	1.516.922	1.443.430		
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b)	53.671	50.431		
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	(c)	1.120.245	1.072.790		
Valores a compensar/(repassar) da parcela A e outros itens financeiros	(d)	107.341	(63.690)		
Receita de construção da infraestrutura da concessão		290.397	227.495		
Outras receitas	(e)	88.007	56.981		
<b>Total receita bruta</b>		<b>3.176.583</b>	<b>2.787.437</b>		
(-) Deduções da receita bruta	(f)	(1.016.552)	(993.233)		
<b>Total receita operacional líquida</b>		<b>2.160.031</b>	<b>1.794.204</b>		

(a) **Fornecimento de energia:** A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumo:

Ref.	MWh (°)		RS	
	2017	2016	2017	2016
Consumidores:				
Residencial	2.113.774	2.082.288	1.144.744	1.077.822
Industrial	376.709	475.230	179.990	207.784
Comercial	980.767	1.030.831	585.441	575.106
Rural	447.368	434.801	148.993	140.587
Poder público	291.515	293.484	161.477	154.682
Iluminação pública	194.091	187.297	63.004	56.422
Serviço público	240.911	240.365	105.629	98.478
Consumo próprio	4.908	5.135	-	-
Fornecimento não faturado			3.857	(3.996)
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor cativo	(1)	-	(1.040.312)	(1.007.092)
	<b>4.650.043</b>	<b>4.749.431</b>	<b>1.352.823</b>	<b>1.299.793</b>
Subvenção à tarifa social baixa renda			164.099	143.637
<b>Total</b>	<b>4.650.043</b>	<b>4.749.431</b>	<b>1.516.922</b>	<b>1.443.430</b>

(\*) Informações não auditadas.

(1) 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 - 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 e cativos com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

	2017	2016
Receita de uso - consumidor livre	79.933	65.698
Receita de uso - consumidor cativo (*)	1.040.312	1.007.092
	<b>1.120.245</b>	<b>1.072.790</b>

(\*) Vide comentários nota (a), acima.

(d) **Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos**

	2017	2016
<b>CVA</b>		
Energia	213.608	(72.191)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	(44.319)	10.067
TUST	11.427	3.413
Neutralidade dos encargos setoriais	11.624	(7.162)
Sobrecontratação	-	22.715
Outras CVA's	(32.086)	(14.212)
<b>Outros itens financeiros</b>		
Energia eletrônica	(20)	(948)
Exposição financeira	82	(4.466)
Reversão RTE	(2.267)	-
Sobrecontratação	(13.605)	-
Risco hidrológico	(37.493)	-
Outros itens financeiros	390	2.507
<b>Total</b>	<b>107.341</b>	<b>(63.690)</b>

(e) **Outras receitas**

	2017	2016
Renda da prestação de serviços	1.066	716
Arrendamentos e alugueis	16.780	14.395
Serviço taxado	3.343	3.269
Taxa de iluminação pública	1.807	3.413
Valor de reposição estimado da concessão (*)	58.128	27.375
Comissão serviços de terceiros	5.125	6.303
Outras receitas	1.758	1.510
<b>Total</b>	<b>88.007</b>	<b>56.981</b>

(\*) Conforme mencionado na nota 10, a Companhia atualiza o ativo financeiro indenizável da concessão com base no mesmo índice de atualização da BRR (IPCA).

(f) **Deduções da receita bruta**

	2017	2016
<b>Impostos e contribuições</b>		
ICMS	(533.112)	(514.910)
PIS	(47.233)	(47.322)
COFINS	(224.986)	(215.910)
ISS	(1.157)	(1.018)
<b>Encargos setoriais</b>		
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(5)	(5)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (*)	(153.828)	(173.580)
Programa de Eficientização Energética - PEE	(9.058)	(8.770)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(3.623)	(3.508)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(1.812)	(1.754)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(3.623)	(3.508)
Encargos do Consumidor - PROINFA	(12.542)	(14.493)
Encargos do Consumidor - CCRBT	(23.251)	(6.296)
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica-TFSEE	(2.322)	(2.159)
<b>Total</b>	<b>(1.016.552)</b>	<b>(993.233)</b>

(\*) Vide nota 14 (a).

## 20. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS DO SERVIÇO

	MWh (°)		RS	
	2017	2016	2017	2016
<b>Energia comprada para revenda</b>				
Ambiente de Contratação Regulado - ACR (Leilões)	3.099.905	3.214.508	(496.429)	(485.788)
Contratos bilaterais	762.120	764.208	(153.566)	(146.618)
Contratos por cotas de garantia física	1.438.079	1.536.163	(60.515)	(87.524)
Cotas das usinas Angra I e Angra II	180.749	181.244	(40.950)	(36.437)
Mercado de curto prazo		6.551	(25.863)	24.543
PROINFA	114.684	116.298	(23.097)	(23.351)
Ressarcimento de energia	-	-	16.311	2.797
(-) Créditos de PIS e COFINS	-	-	104.796	96.139
Encargos de Energia de Reserva - EER	-	-	(12.985)	(12.985)
Custos variáveis do MCP	-	-	(459.709)	(207.430)
<b>Total</b>	<b>5.595.537</b>	<b>5.818.972</b>	<b>(1.139.022)</b>	<b>(876.654)</b>

	2017	2016
<b>Encargos de uso dos sistemas de distribuição</b>		
Encargos de rede básica	(109.936)	(55.107)
Encargos de conexão	(13.155)	(12.670)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	(19.379)	(39.162)
Encargos de Energia de Reserva - EER	44.407	(30)
(-) Créditos de PIS e COFINS	9.608	6.132
	(88.455)	(100.837)
<b>Total</b>	<b>(1.227.477)</b>	<b>(977.491)</b>

(\*) Informações não auditadas.

20.2. Custos de operação e despesas operacionais

	2017		2016		
Custos / Despesas	Ref	Despe- dos serviços	Outras receitas/ vendas administrativas	Total	
Pessoal	(a)	(74.571)	(22.801)	(37.057)	(134.429)
Administradores		-	-	(4.489)	(4.489)
Benefício pós-emprego		-	-	9.960	9.960
Material	(5.777)	(159)	-	(1.605)	(7.541)
Serviços de terceiros	(60.959)	(28.102)	-	(33.713)	(122.774)
Amortização	(b)	(64.162)	-	(10.065)	(74.227)
Arrendamentos e alugueis	(15)	(13)	-	(944)	(972)
Tributos	(122)	(46)	-	(829)	(997)
Provisões líquidas - PCLD	-	7.997	-	7.997	(5.883)
Perdas contas a receber	(8.709)	-	-	(8.709)	(5.916)
Provisões líquidas - Contingências	-	-	(2.393)	(2.393)	(9.482)
Outras receitas e despesas	(c)	(28.264)	(2.214)	20.071	(10.407)
<b>Total custos / despesas</b>	<b>(233.870)</b>	<b>(54.047)</b>	<b>(61.064)</b>	<b>(348.981)</b>	<b>(334.779)</b>

(a) **Custo e despesa de pessoal**

	2017	2016
		(Reclassificado)
Remunerações	(63.336)	(52.217)
Encargos sociais	(24.744)	(23.064)
Auxílio alimentação	(9.618)	(6.986)
Previdência privada e outros benefícios	(7.983)	(8.871)
Rescisões	(2.737)	(3.797)
Férias e 13º salário	(14.664)	(8.983)
Plano de saúde	(5.258)	(4.215)
Participação nos lucros e resultados	(16.652)	(10.923)
Encerramento de ordem em curso	(32)	-
(-) Transferências para ordens	12.727	11.380
Outros	(134.232)	(1.243)
	<b>(134.232)</b>	<b>(108.919)</b>

(b) **Amortização**

	2017	2016
Quota de amortização no exercício	(75.091)	(64.539)
(-) Crédito PIS/COFINS	864	873
	<b>(74.227)</b>	<b>(63.486)</b>

(c) **Outros receitas e despesas**

	2017	2016
		(Reclassificado)
Seguros	(801)	(656)
Doações e contribuições	(665)	(1.447)
Órgãos de classe do setor elétrico	(1.103)	(1.188)
Despesas de viagem	(1.801)	(1.828)
Propaganda e publicidade	(596)	(966)
Alimentação	(2.750)	(2.253)
Multa contratual do consumidor	20.439	20.892
Multas regulatórias	(3.433)	(3.562)
Perdas / alienação / cancelamento / desativação	(15.745)	(9.548)
Indenização danos elétricos	(1.268)	(1.820)
Outros	(2.684)	(2.189)
<b>Total</b>	<b>(10.407)</b>	<b>(3.565)</b>

## 21. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2017	2016
<b>Receitas financeiras</b>		
Renda de aplicações financeiras	18.409	31.914
Juros e encargos sobre contas de energia em atraso	28.519	17.582
Variáveis monetárias e cambiais - Dívida	107.303	293.179
Variáveis monetárias e cambiais - Outras	6.112	5.321
Instrumentos financeiros derivativos	64.109	75.861
Atualização depósitos judiciais	420	833
(+) PIS e COFINS S/ receita financeira	(2.717)	(3.783)
Outras receitas financeiras	2.004	1.143
	<b>224.159</b>	<b>422.050</b>

## Despesas financeiras

	2017	2016
Encargos de dívida	(52.996)	(51.000)
Variáveis monetárias e cambiais - Dívida	(120.921)	(181.720)
Variáveis monetárias e cambiais - Outras	(3.358)	(5.028)
Instrumentos financeiros derivativos	(91.254)	(231.263)
Atualização do passivo financeiro setorial	(4.574)	(3.506)
Atualização contingências	(3.789)	(6.316)
Outras despesas financeiras	(10.308)	(6.065)
	<b>(287.200)</b>	<b>(484.898)</b>
	<b>(63.041)</b>	<b>(62.848)</b>

**Resultado financeiro líquido**

## 22. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos e natureza das transações estão demonstrados a seguir:

	2017		2016		Venci- mento
	Ativo/(Passivo)	Receita/(Despesa)	2017	2016	
<b>COLIGADAS</b>					
<b>Compra de energia elétrica</b>					
(a)					
Baguari Geração de Energia Elétrica S.A.	(257)	(241)	(1.960)	(1.855)	2039
Goias Sul Geração de Energia	-	(149)	-	(1.143)	2039
Rio PCH I S.A.	-	(149)	-	(1.146)	2038
Energética Águas da Pedra	(896)	(843)	(6.845)	(6.478)	2040
Norte Energia S.A.	(3.607)	-	(29.368)	-	2044
Cia Hidrelétrica Teles Pires	(620)	(672)	(5.168)	(5.858)	2044
Belo Monte Participação S.A.	-	(1.852)	-	(7.325)	2044
Calango 6 Energia Renovável S.A.	-	(11)	(248)	-	2036
Santana 1	-	-	(228)	-	2036
Santana 2	-	-	(172)	-	2036
	<b>(5.380)</b>	<b>(3.917)</b>	<b>(43.989)</b>	<b>(23.805)</b>	
<b>Uso e Conexão do Sistema de Transmissão (TUST) e (CUST)</b>					
(b)					
SE Nandaba S.A.	(295)	(386)	(3.206)	(3.254)	2027
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	(10)	(4)	(93)	(56)	2027
Potiguar Sul Transmissão de Energia S.A.	(5)	-	(28)	(10)	2027
	<b>(310)</b>	<b>(390)</b>	<b>(3.327)</b>	<b>(3.320)</b>	
<b>Conexão do Sistema de Distribuição (CUSD)</b>					
(c)					
Mel 2 Energia Renovável S.A.	-	47	538	545	2046
Arizona 1 Energia Renovável S.A.	-	65	804	751	2046
	-	112	1.342	1.296	
<b>Serviços administrativos</b>					
(d)					
Amara Brasil	(11)	(131)	(1.695)	(1.540)	2018
					Indeter- minado
FASERN	13.144	10.851	(4.684)	(3.985)	2017
EnerBrasil Energias Renováveis do Brasil	37	-	881	-	2017
	<b>13.170</b>	<b>10.720</b>	<b>(5.498)</b>	<b>(5.525)</b>	
<b>CONTROLADORES</b>					
(h)					
Neoenergia S.A.	-	(13.078)	-	-	-
Previ - Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil	-	(222)	-	-	-
Outros Minoritários	(1.494)	(2.372)	-	-	-
	<b>(1.494)</b>	<b>(15.672)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Serviços administrativos</b>					

## 24. COMPROMISSOS

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

Vigência	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
De 2019 a 2030	945.146	1.050.255	1.112.856	1.198.115	1.319.477	13.142.685

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 2017, e foram homologados pela ANEEL, que atendem os compromissos impostos pela legislação. A Companhia efetuou uma análise dos compromissos de energia contratados que excedem o limite de 5% de sobrecontratação, os quais eventualmente podem não ser considerados para repasse na tarifa por serem considerados voluntários. De acordo com as projeções de demanda e estimativa de preços de mercado, os resultados observados não foram considerados significativos para suas operações.

## 25. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO E OUTROS BENEFÍCIOS

A Companhia patrocina planos de complementação de aposentadoria e pensão (Plano de Benefícios Previdenciários nº 001, na modalidade Benefício Definido – BD e Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 001, na modalidade Contribuição Definida – CD). Planos de Benefícios 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. O Plano CD com características de contribuição definida, contemplando a renda de aposentadoria programada e os benefícios de pecúlio por morte e por invalidez, foi implantado em 1999, com adesão de mais de 99% dos participantes ativos. O Plano de Contribuição Definida (CD) por sua característica de poupança individual, não apresenta déficit ou *superávit* já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes. O Plano CD ainda confere aos participantes, benefício de recomposição da reserva matemática nos casos de morte ou invalidez permanente, ocorrida durante a atividade laboral até os 62 anos de idade. Devido a essa peculiaridade, o Plano Misto de Benefícios Previdenciários também é escopo de cálculos atuariais. O Plano BD (Benefício Definido) é um plano maduro e está fechado a novos participantes desde março/1999. Eventuais insuficiências serão de responsabilidade da patrocinadora e dos participantes. 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 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 para o exercício foram as seguintes:

	2017	2016
Custo do intangível em curso	(396)	(1.663)
Despesas operacionais	(4.279)	(10.940)
	<b>(4.675)</b>	<b>(12.603)</b>

Deliberação CVM nº 695 – CPC 33 – Benefícios a Empregados; A 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 contribuições da patrocinadora ou que será reembolsável no futuro. Os ganhos e perdas atuariais deverão ser reconhecidos em outros resultados abrangentes. Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são reconhecidas como despesas de pessoal conforme o serviço correspondente seja prestado. O passivo é reconhecido pelo montante do pagamento esperado caso a Companhia tenha uma obrigação presente legal ou construtiva de pagar esse montante em função de serviço passado prestado pelo empregado e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável. O parecer atuarial, emitido por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira dos planos previdenciários mantidos pela FASERN em 31 de dezembro de 2017 está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº. 695, de 13 de dezembro de 2012. As principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 31 de dezembro de 2017 e de 2016 foram:

	CD		BD	
	2017	2016	2017	2016
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	9,59%	11,83%	9,93%	11,83%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	5,55%	7,08%	N/A	N/A
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	N/A	N/A	N/A	N/A
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,50%	5,50%	4,50%	5,50%
Taxa de rotatividade esperada	0,0687	0,15 / (tempo de serviço + 1)	N/A	N/A

	AT-2000, segregada por sexo e suavizada em 10%		AT-2000 segrega por sexo e suavizada em 10%		AT-2000 Basic, suavizada em 10% e ponderada em 40% masculina e 60% feminina		AT-2000, segregada por sexo e suavizada em 10%	
Tábua da biométrica de mortalidade geral								

	Light-média		Light-média		100% na data da aposentadoria normal		100% na data da aposentadoria normal	
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Tábua biométrica de entrada em invalidez								

Probabilidade de ingresso em aposentadoria

Análise de sensibilidade das premissas significativas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2017 e 2016 foram:

	CD		BD	
	2017	2016	2017	2016
<b>Análise de sensibilidade nas hipóteses adotadas</b>				
<b>Valor presente das obrigações de benefício definido</b>				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	1.703	1.349	85.866	81.289
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	1.636	1.288	79.293	75.245
<b>% de impacto na obrigação de benefício definido</b>				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	2,05%	2,37%	4,13%	4,01%
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	-1,95%	-2,26%	-3,84%	-3,73%
<b>Impacto na <i>Duración</i> média da obrigação de benefício definido</b>				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	4,05	4,69	8,10	7,85
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	3,95	4,57	7,83	7,60

Vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de pensão e benefícios de saúde pós-emprego:

	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Benefícios de aposentadoria - BD	7.760	7.958	24.921	43.681	84.320
Benefícios de aposentadoria - CD	334	317	874	1.416	2.941

Demonstramos a seguir os valores reconhecidos no ativo, passivo, demonstração de resultado e resultado abrangente, relacionados aos planos previdenciários e assistencial, em 31 de dezembro de 2017 e de 2016:

	2017	2016
<b>Valor reconhecido no balanço patrimonial da empresa</b>		
Benefícios de previdência - CD	(1.177)	453
Benefícios de previdência - BD	2.965	11.257
Destinação de reserva especial com reversão de valores ao patrocinador	11.143	927
	<b>12.931</b>	<b>12.637</b>

**Despesas reconhecidas na demonstração de resultado líquidas de contribuições do empregador revertidas no ano**

	2017	2016
Benefícios de previdência - CD	124	141
Benefícios de previdência - BD	1.120	380
	<b>1.244</b>	<b>521</b>

**Redimensionamento atuariais reconhecidas no resultado abrangente no exercício**

	2017	2016
Benefícios de previdência - CD	(1.755)	148
Benefícios de previdência - BD	(9.413)	6.199
	<b>(11.168)</b>	<b>6.347</b>

**Total de obrigações atuariais incluídas em resultado e resultado abrangente**

	2017	2016
	<b>(9.924)</b>	<b>6.868</b>

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	CD	BD
Custo do serviço corrente	(187)	(148)
Custo dos juros	70	38
Contribuições pagas pela patrocinadora	241	251
<b>Total incluído no resultado</b>	<b>124</b>	<b>141</b>

A mutação das obrigações de benefício pós-emprego em 31 de dezembro de 2017 e de 2016:

	CD	BD
<b>Em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>(1.057)</b>	<b>(68.257)</b>
Custo do serviço corrente	(148)	(8.488)
Custo dos juros	(126)	(9)
Contribuições dos participantes do plano	(9)	-
Benefício pago pelo plano	-	8.375
Premissas financeiras	(72)	(7.004)
Experiência do plano	95	(2.785)
<b>Em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>(1.318)</b>	<b>(78.159)</b>
Custo do serviço corrente	(187)	-
Custo dos juros	(142)	(8.766)
Contribuições dos participantes do plano	(6)	-
Benefício pago pelo plano	-	10.459
Premissas demográficas	535	(485)
Premissas financeiras	(26)	(4.959)
Experiência do plano	(524)	(549)
<b>Em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>(1.668)</b>	<b>(82.459)</b>

A movimentação do valor justo dos ativos do plano de benefícios nos exercícios apresentados é a seguinte:

	CD	BD
<b>Em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>1.222</b>	<b>110.817</b>
Receita de juros sobre os ativos do plano	164	14.085
Contribuições do empregador	251	-
Contribuições de empregados	9	-
Benefícios pagos	-	(8.375)
Juros sobre valor justo	125	18.286
	<b>1.771</b>	<b>134.813</b>
<b>Em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>212</b>	<b>15.468</b>
Receita de juros sobre os ativos do plano	241	-
Contribuições do empregador	7	-
Contribuições de empregados	-	(10.459)
Benefícios pagos	(1.740)	(19.636)
Juros sobre valor justo	491	120.186

Os ativos dos planos de benefícios estão classificados nas seguintes categorias:

	Ativos Administrados pela FASERN					
	2017		2016			
	CD	BD	Total	CD	BD	Total
Renda fixa	387	113.806	114.193	1.410	127.499	128.909
Renda variável	104	5.660	5.764	361	6.489	6.850
Investimentos imobiliários	-	720	720	-	825	825
<b>Total</b>	<b>491</b>	<b>120.186</b>	<b>120.677</b>	<b>1.771</b>	<b>134.813</b>	<b>136.584</b>

	79%	94%	94%	80%	94%	94%
Renda fixa						
Renda variável	21%	5%	5%	20%	5%	5%
Investimentos imobiliários	0%	1%	1%	0%	1%	1%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Custo esperado do plano previdenciário do benefício definido, contribuição definida para 2018:

	Plano CD	Plano BD
Custo do serviço corrente	(295)	201
Custo dos juros	(295)	100
<b>Custo total da obrigação</b>	<b>(295)</b>	<b>301</b>

**Outros benefícios:** Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: auxílios refeição, transporte, funeral e creche, capacitação e desenvolvimento profissional, que são periodicamente negociadas por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia despendeu com essas rubricas o montante de R\$ 48.429 (R\$ 17.335 em 31 de dezembro de 2016).

## MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

### CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

TITULARES	SUPLENTE
Fernando Arronte Villegas - Presidente	Céres Varella Bezerra de Araújo Matoso
Solange Maria Pinto Ribeiro	Liane Câmara Matoso Chacon
Sandro Kohler Marcondes	
Rogério Aschermann Martins	
Helder Rocha Falcão	
Pedro Damásio Costa Neto	

### CONSELHO FISCAL

TITULARES	SUPLENTE
Maria Tereza de Sousa Silva	Jose Alípio dos Santos
Leonardo Silva de Loyola Reis	Wagner dos Reis
Luiz Carlos Faria Ribeiro	

### CONTADORA

Carla Suely Pedreira do Nascimento Reis - CRC: BA-017210/O-1 - CPF: 614.811.305-87

## 26. SEGUROS

A Companhia mantém as seguintes coberturas de seguros, compatíveis com os riscos das atividades desenvolvidas, que são julgadas suficientes pela Administração para salvaguardar os ativos e negócios de eventuais sinistros:

Riscos	Data da vigência	Segurada (R\$)	Prêmio (R\$)	Importância
Riscos nomeados - substabeleções	08/10/2017 a 08/10/2018	105.345	165	75
Riscos nomeados - imóveis próprios e locados	08/10/2017 a 08/10/2018	47.748	75	531
Responsabilidade civil geral - operações	08/10/2017 a 08/10/2018	3.000	5	8
Veículos	08/10/2017 a 31/05/2018	Tabela FIPE	8	90
Riscos nomeados - almoxarifado	08/10/2017 a 08/10/2018	57.427	8	90

Os seguros da Companhia são contratados conforme as respectivas políticas de gerenciamento de riscos e seguros vigentes.

## 27. QUESTÕES AMBIENTAIS (\*)

A Companhia pauta sua conduta pela conservação do meio ambiente e respeito à legislação ambiental, por meio de diversas ações, bem como o cumprimento de sua política socioambiental. A Companhia capitaliza com parte do custo de um projeto, gastos referentes a demandas ambientais substanciada nas previsões regulamentares do setor de energia elétrica e exigências dos órgãos públicos competentes, para concessão das respectivas licenças que permitirão a execução dos projetos. Na hipótese dos gastos decorrerem de convênios com ONG's e outros entes que promove a preservação ambiental, sem, no entanto, estarem relacionados a projetos de investimentos, o gasto é apropriado ao resultado como despesa operacional. Em 2017, destacam-se algumas ações voltadas para a sustentabilidade e à conservação ambiental na COSERN: - **Compensação ambiental** - Per conta da necessidade de supressão de vegetação para construções de novas redes de distribuição, construção de novas linhas de subtransmissão e substabeleções, no bioma caatinga ou, eventualmente mata atlântica, a COSERN amparada pela legislação ambiental estadual realiza a compensação ambiental florestal na forma do pagamento do valor/árvore ao órgão ambiental para reposição florestal nas unidades de conservação. - **Comunicação com as partes interessadas** - Folder informativo, contendo informações sobre o empreendimento, aspectos e cuidados com a preservação e conservação do meio ambiente. - **Rede compacta** - Utilização de cabos elétricos protegidos para evitar acidentes por contato com árvores, redução da necessidade de poda da arborização e melhoria do desempenho do sistema elétrico; - **Gerenciamento de resíduos** - Através do Projeto Logisverde promove a reutilização de carretéis de madeira e do Projeto Poste Ecológico o reuso dos resíduos de concreto, ambos por meio da logística reversa; reforma de equipamentos do sistema elétrico e recicla o óleo mineral isolante dos transformadores; reciclagem de papel; os resíduos, Classe I (perigosos) e Classe II (não perigosos) são coletados, transportados e destinados por empresas licenciadas, a fim de atender à legislação vigente. A distribuidora realiza ainda outros projetos voltados à compensação ambiental, que se encontram inseridos em programas de investimentos, e que visam reparar, atenuar ou restaurar impactos no meio ambiente, provenientes de empreendimentos da empresa. Destacamos abaixo os recursos aplicados, de modo a atender a seus compromissos ambientais.

	Ativo	Resultado
Recursos aplicados*	2017	2016
	13.113	5.375
	2.709	3.402

(\*) Informação não auditada.

## 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 2017, 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, 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, KPMG e o parecer do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia. Rio de Janeiro, 16 de fevereiro de 2018.

**Fernando Arronte Villegas – Presidente do Conselho**

**Solange Maria Pinto Ribeiro**

**Sandro Kohler Marcondes**

**Rogério Aschermann Martins**

**Helder Rocha Falcão**

**Pedro Damásio Costa Neto**

**Céres Varella Bezerra de Araújo Matoso (suplente)**

**Liane Câmara Matoso Chacon (suplente)**

## 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 2017, 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; e a proposta da Administração de distribuição dos resultados. Considerando o Relatório dos Auditores Independentes sem ressalvas, o Conselho Fiscal da COSERN, na totalidade de seus membros presentes, opina que as Demonstrações Financeiras refletem adequadamente a situação patrimonial e financeira e as atividades desenvolvidas pela Companhia durante o exercício de 2017, estando aptas a serem submetidas à apreciação dos Senhores Acionistas. Rio de Janeiro, 16 de fevereiro de 2018.

**Luiz Carlos F. Ribeiro**

**Maria Tereza de Sousa Silva**

**Wagner dos Reis (suplente)**

## DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

O Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN, sociedade por ações, de capital aberto, com sede na Rua Mermoz, 150, Cidade Alta, Natal/RN, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 08.324.196/0001-81, para fins do disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07.12.2009, declaram que: (I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da KPMG, relativamente às demonstrações financeiras da COSERN, alusivas ao exercício social findo em 31.12.2017; e (II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da COSERN, relativas ao exercício social findo em 31.12.2017. Rio de Janeiro, 02 de fevereiro de 2018.

**Luiz Antonio Ciarlini - Diretor Presidente**

**Sandro Kohler Marcondes - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores**

**Eunice Rios Guimarães Batista - Diretora de Gestão de Pessoas**

**Eduardo Capelastegui Saiz - Diretor de Planejamento e Controle**

**José Eduardo Pinheiro Santos Tanure - Diretor de Regulação**

### DIRETORIA EXECUTIVA

Luiz Antonio Ciarlini - Diretor-Presidente
Sandro Kohler Marcondes - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Eunice Rios Guimarães Batista - Diretora de Gestão de Pessoas
Eduardo Capelastegui Saiz - Diretor de Planejamento e Controle
José Eduardo Pinheiro Santos Tanure - Diretor de Regulação</