

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 ELEKTRO REDES, com 99,68% 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 meses de abril e dezembro. O Grupo tem muito a avançar.

A ELEKTRO REDES encerrou o ano de 2017 com 2,6 milhões de consumidores ativos, um aumento de 2,2% em sua base de clientes em relação a 2016. A energia distribuída cresceu 4,9% em relação ao ano anterior, totalizando 16.696 GWh, sendo 65% referente ao consumo do mercado cativo e 35%, ao mercado livre, que teve um crescimento de 32%.

Considerando os resultados econômico-financeiros da ELEKTRO REDES, comparados a 2016, a Receita Operacional Líquida (ROL) cresceu 22,22% e chegou a R\$ 5,8 bilhões, o EBITDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) teve um crescimento de 7,60% e fechou 2017 em R\$ 873 milhões e o lucro saltou de R\$ 351,7 milhões para R\$ 374,4 milhões, um aumento de 6,47%. 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 ELEKTRO REDES junto aos Dez Princípios do Pacto Global da ONU. A ELEKTRO REDES 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 ⁽¹⁾			
	2017	2016	Variação %
Receita Operacional Bruta	8.864.102	7.950.256	11,49
Receita Operacional Líquida	5.811.495	4.754.980	22,22
Margem Operacional Líquida	882.932	738.237	19,60
EBITDA	872.973	811.345	7,60
Resultado Financeiro	(157.805)	(161.184)	(2,10)
Lucro Líquido	374.425	351.688	6,47
Margem Operacional (%)	15,19%	15,53%	(0,33)
Margem EBITDA (%)	15,02%	17,06%	(2,04)
Margem Líquida (%)	6,44%	7,40%	(0,95)
Outros Resultados			
	2017	2016	Variação %
Volume de fornecimento para mercado cativo (GWh)	10.915	11.542	(5,43)
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	16.696	15.909	4,95
Número de Clientes	2.605.233	2.549.010	2,21
DEC anualizado (horas)	7,43	8,24	(9,83)
FEC anualizado (interrupções)	4,54	4,59	(1,09)
Perdas de Distribuição (%)	7,60%	8,79%	(1,19)
Rating corporativo (Fitch)	AA-(bra)	AA+(bra)	
Investimento (R\$ mil) ⁽²⁾	406.300	383.400	5,97
Informações Patrimoniais - R\$ mil ⁽¹⁾			
	dez/17	dez/16	Variação %
Ativo Total	6.453.521	6.283.450	2,71
Dívida Bruta	2.633.854	2.355.885	11,80
Dívida Líquida ⁽³⁾	2.126.678	1.445.856	47,09
Patrimônio Líquido	6.453.521	6.283.450	2,71

⁽¹⁾ Em milhares de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida

⁽²⁾ Investimento líquido de subvenções

⁽³⁾ 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 ⁽⁴⁾	2,44	1,78	0,65
EBITDA/Resultado Financeiro ⁽⁴⁾	5,53	5,03	0,50

⁽⁴⁾ EBITDA e Resultado Financeiro dos últimos 12 meses

- **A ELEKTRO encerrou o período com EBITDA de R\$ 872.973 mil, um aumento de 7,60% em relação ao de 2016 (R\$ 811.345 mil) em função majoritariamente do: (i) crescimento de 4,95% do mercado total (clientes cativos e livres);**
- **A ELEKTRO registrou Lucro Líquido de R\$ 374.425 mil em 2017, 6,47% acima do resultado de 2016 (R\$ 351.688 mil), impactado basicamente pelos efeitos positivos do EBITDA;**

- **A Companhia apresentou os melhores indicadores de qualidade de fornecimento da história da ELEKTRO, fechando o ano com DEC em 7,43 (melhoria de 9,83% em relação ao indicador registrado em 2016 e 13,20% abaixo do limite regulatório) e FEC em 4,54 (melhoria de 1,09% e 34,39% menor que a meta definida pela ANEEL), reafirmando o compromisso da empresa com a busca pela melhoria contínua na prestação de seus serviços;**
- **A ELEKTRO foi reconhecida, mais uma vez, como uma das empresas mais sustentáveis do País pelo Guia Exame de Sustentabilidade.**

- **A sétimo ano consecutivo em que a Empresa é premiada no Guia. Dessa vez, a Distribuidora foi a única empresa do Brasil a receber o destaque na categoria "Direitos Humanos".**

1. A ELEKTRO REDES S.A.

A **Elektro Redes S.A.** ("ELEKTRO" ou "Companhia") é uma sociedade anônima de capital aberto, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e listada na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (nova razão social da BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros) sob os códigos EKTR3 (ações ordinárias) e EKTR4 (ações preferenciais). Do total de ações emitidas e em circulação, 0,32% são negociadas no mercado.

1.1. Histórico

Em 08 de junho de 2017, a ELEKTRO divulgou ao mercado o Fato Relevante informando um acordo de associação para regular a incorporação da ELEKTRO Holding S.A., atual controladora da ELEKTRO, pela Neoenergia S.A. ("Neoenergia").

A operação foi estruturada mediante a incorporação da Elektro Holding pela Neoenergia, com o consequente aumento do capital social da Neoenergia, e a consumação da Operação foi condicionada à verificação de algumas condições suspensivas usuais nesse tipo de operação, dentre as quais a obtenção da aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, bem como a aprovação da assembleia geral de acionistas da Neoenergia e da Elektro Holding.

Em 30 de junho de 2017, a ELEKTRO publicou ao mercado novo Fato Relevante esclarecendo as condições da Operação, bem como os principais benefícios, custos, riscos da incorporação e critérios da relação de substituição das ações da Elektro Holding por ações de emissão da Neoenergia.

Em 24 de agosto de 2017, tendo em vista a obtenção das aprovações regulatórias necessárias e a satisfação das demais condições precedentes aplicáveis, foi consumada a incorporação da Elektro Holding S.A. pela Neoenergia.

1.2. Estrutura Societária

Em 30 de junho de 2017, a Assembleia Geral Extraordinária da Neoenergia, controladora da Companhia, aprovou a incorporação da Elektro Holding S.A. ("Elektro Holding") 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"). Em decorrência da Incorporação a Elektro Holding foi extinta e a Neoenergia sucedeu todos os seus direitos e obrigações em todos os seus ativos, dentre eles a ELEKTRO, nos termos dos artigos 227 e 232 da Lei das Sociedades por Ações.

Com esse movimento a Iberdrola passa ser a controladora da Neoenergia e a partir desse momento a empresa e suas subsidiárias, dentre elas a ELEKTRO, incorporam práticas de gestão e de Governança além da cultura do Grupo Iberdrola.

Em 31 de dezembro de 2017, a estrutura societária da ELEKTRO era a seguinte:



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 sobre 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 equilíbrio 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 2016, 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 energias 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 aflluência, 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/MWh 335 no Nordeste. O GSF também registrou recordes negativos: de julho a agosto o índice foi inferior a 65%. O ano de 2017, dezembro ainda estimado, teve Generation Scaling Factor – 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 mais uma vez em algumas regiões do país.

3.2. Nivel 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 a empresa fez uso dos mecanismos implementados pela ANEEL e MME para gerir seu portfólio. Sendo assim, a ELEKTRO, gerenciou o seu nível de sobrecontratação e logrou êxito em mitigar qualquer impacto em seu resultado em 2016. Para o ano de 2017, a Companhia manteve uso dos mecanismos existentes para manutenção de seu portfólio contratual. No entanto, destacam-se eventos alheios à gestão da distribuidora, tais como redução no lastro dos Contratos de Cotas e Garantia Física - CCGFs em consequência do Decreto 9.143/2017 que, por serem eventos extraordinários e imprevisíveis, deverão seguir a mesma tratativa dada pelo Resolução Normativa nº 706/16 pela ANEEL para garantia de repasse integral dos custos de compra de energia.

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.

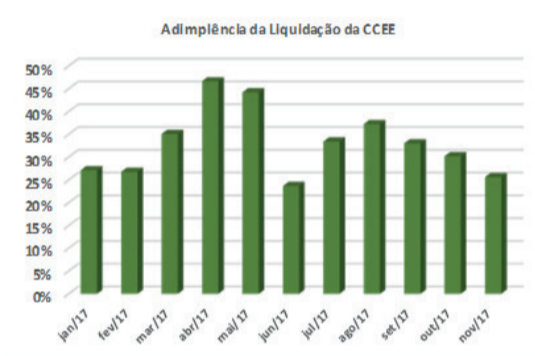
No ano de 2017, as liquidações financeiras do Mercado de Curto Prazo - MCP continuaram sendo impactadas pelos desdobramentos judiciais, atrelados ao impacto financeiro decorrente dos riscos hidrológicos assumidos pelos agentes de geração participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE por conta 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 anúncia 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 liquidado referente ao ano de 2017.

Mês	Contabilização x Adimplência CCEE - em bilhões de R\$				
	Contabilizado	GSF Não Repactuado	Exposição	Liquidado	
jan/17	2,58	1,60	0,98	0,70	27%
fev/17	2,54	1,59	0,95	0,68	27%
mar/17	2,85	1,58	1,27	1,00	35%
abr/17	3,71	1,64	2,07	1,73	47%
mai/17	4,23	2,00	2,23	1,87	44%
jun/17	3,17	2,10	1,07	0,75	24%
jul/17	4,43	2,55	1,88	1,48	33%
ago/17	6,82	3,72	3,10	2,54	37%
set/17	8,27	4,66	3,61	2,73	33%
out/17	9,84	5,61	4,23	2,97	30%
nov/17	10,00	6,00	4,00	2,56	26%



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 do mercado de curto prazo ainda não tenha uma solução definitiva, ao longo de 2017 a ELEKTRO 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 enquadram 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 ELEKTRO cuja renovação ocorrerá apenas 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 MCSd 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 anuidade 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 2.290 de 22 de agosto de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 25 de agosto de 2017, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 5,71%, dos quais 4,82% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 0,89% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 10,40%, conforme tabela a seguir. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 27 de agosto de 2017 com vigência até 26 de agosto de 2018.

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	10,27%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	10,47%
Efeito tarifário médio AT+BT	10,40%

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.

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	9.878.227,89	-
ANACE	3.330.694,19	574.630,24
SNIC	161,54	66.590,02
ELETROS	124.224,07	-
TOTAL	13.333.307,69	641.220,26

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.

A tabela a seguir mostra as bandeiras tarifárias que vigoraram nos anos de 2016 e 2017:

Mês	2017	2016
Janeiro	Verde	Vermelha
Fevereiro	Verde	Vermelha
Março	Amarela	Amarela
Abril	Vermelha Patamar 1	Verde
Mai	Vermelha Patamar 1	Verde
Junho	Verde	Verde
Julho	Amarela	Verde
Agosto	Vermelha Patamar 1	Verde
Setembro	Amarela	Verde
Outubro	Vermelha Patamar 2	Verde
Novembro	Vermelha Patamar 2	Amarela
Dezembro	Vermelha Patamar 1	Verde

3.8.2. Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias

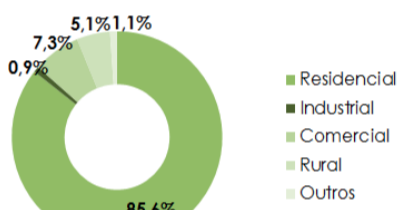
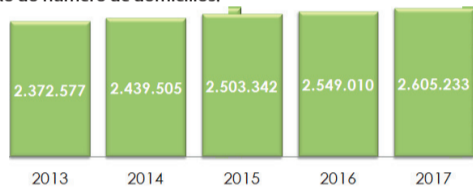
O Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015 determinou que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias fossem revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os agentes de distribuição 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.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 a Companhia reconheceu o montante de R\$ 290.272 (R\$ 134.707 em 31 de dezembro de 2016) de bandeira tarifária, sendo que deste montante, R\$ 69.767 foram recebidos da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT (R\$ 2.210 devolvidos 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.

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

4.1.1. Número de Consumidores Ativos

Em 2017, a ELEKTRO alcançou o número de 2.605.233 consumidores ativos, registrando crescimento de 2,21%, representando incremento de 56.223 novos clientes, em relação ao ano anterior. Este resultado encontra-se em patamar levemente abaixo da média de crescimento dos últimos anos, acompanhando a evolução do número de domicílios.

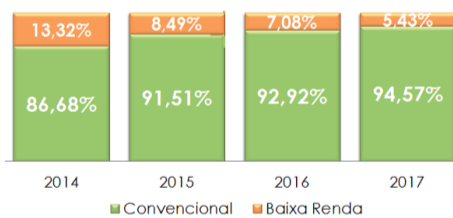


4.1.1.1. Participação do Segmento Baixa Renda na Classe Residencial

Considerando os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 414/2010, que define o conceito de consumidores de baixa renda, estes correspondem a 5,4% do total de consumidores residenciais da ELEKTRO enquanto que os consumidores residenciais normais representam 94,6%.

A Lei nº 12.212 de 20 de janeiro de 2010 alterou as regras incidentes sobre a tarifa aplicável à Subclasse Residencial Baixa Renda das distribuidoras de energia elétrica. Em função desta Lei, a ELEKTRO alcançou em dezembro de 2017 um total de 121.130 clientes cadastrados com a tarifa subsidiada.

Descrição	Evolução do número de consumidores Residenciais			
	2014	2015	2016	2017
Convencional	1.797.237	1.952.444	2.022.957	2.109.591
Baixa Renda	276.077	181.115	154.031	121.130
Total	2.073.314	2.133.559	2.176.988	2.230.721



4.1.2. Energia Contratada

A energia contratada para atender ao mercado da ELEKTRO em 2017, totalizou 12.626 GWh, o que representa um decréscimo de 18% em relação a 2016. Este decréscimo foi principalmente decorrente da devolução de energia no MCSD EN (Mecanismo de Compensação de Sobras e Débitos de Energia Nova). A energia foi adquirida a um custo médio total acumulado de R\$ 299/MWh, enquanto o PLD médio do Sudeste em 2017 foi de R\$ 323/MWh.

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.

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.

Durante o ano de 2016, o impacto da queda no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável, e a crescente migração de consumidores na condição de especiais para o Ambiente de Contratação Livre - ACL, em decorrência dos baixos preços praticados no mercado livre, contribuíram para que as empresas apresentassem um cenário de sobrecontratação de energia.

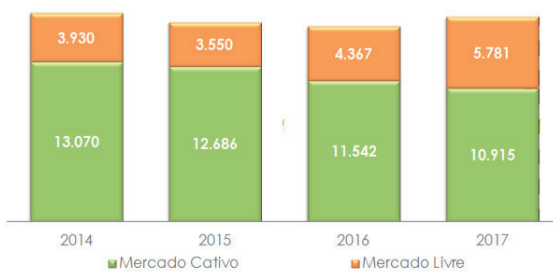
Adicionalmente, a ANEEL propôs uma realocação de cotas de janeiro de 2015, provenientes das geradoras que possuem um preço médio menor, o que contribuiu significativamente para um excesso de energia contratada. Com o intuito de evitar um desequilíbrio econômico-financeiro para as empresas do setor, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 706 de 1º de abril de 2016, informou que o efeito desta realocação de cotas será considerado como involuntário, ou seja, terá a integral cobertura tarifária.

De maneira complementar, a ANEEL regulamentou uma série de alternativas ao longo do ano de 2016 na busca pela adequação dos níveis de contratação de energia das distribuidoras. Dentre os mais relevantes encontram-se: (i) possibilidade de redução do volume contrato através de acordos bilaterais para os Contratos de Comercialização no Ambiente de Contratação Regulada - CCEARs; (ii) redução da energia contratada relativa ao consumo de clientes especiais que migrarem ao mercado livre; (iii) possibilidade de oferta de redução dos montantes de energia provenientes de novos empreendimentos de geração através do Mecanismo de Sobras e Débitos de Energia - MCSD; (iv) a eliminação do limite de recontração do montante de reposição dos contratos de energia existentes que estão a expirar sem ônus e penalidades para as distribuidoras.

Dessa forma, a Elektro Redes, fez uso de todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento do seu nível de sobrecontratação e logrou êxito em mitigar qualquer impacto em seu resultado em 2016. Para o ano de 2017, a Companhia manteve uso dos mecanismos existentes para manutenção de seu portfólio contratual e não incorreu nenhum impacto por conta da sobrecontratação. Destaca-se que eventos alheios à gestão da distribuidora, tais como redução da energia proveniente de usinas cotistas, em consequência do Decreto 9.143/2017, por serem extraordinários e imprevisíveis, deverão seguir a mesma tratativa dada pela Resolução Normativa nº 706/16 pela ANEEL para garantia de repasse integral dos custos de compra de energia.

4.1.3. Energia Distribuída

No ano de 2017 a ELEKTRO forneceu 16.696 GWh de energia na sua área de concessão, um crescimento de 4,9% em relação ao ano de 2016, sendo 65,4% referente ao consumo do mercado cativo e 34,6% do mercado livre.



NOTA: A Companhia reavaliou a métrica utilizada e passou a apresentar o volume de energia faturada, pois entende representar melhor o valor faturado.

Os clientes cativos (clientes que compram energia da ELEKTRO) reduziram o consumo em 5,43% e os clientes livres (clientes que compram energia de comercializadoras ou geradores) aumentaram o consumo em 32,36%. Esta variação ocorre devido a migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre, intensificado a partir de maio de 2016 em resposta à redução dos preços no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O consumo da classe residencial em 2017 foi 4,02% superior ao registrado em 2016. Este crescimento ocorreu devido às altas temperaturas registradas ao longo do ano e a melhora de alguns indicadores econômicos como o mercado de trabalho e o crescimento do rendimento real das famílias.

A classe comercial cativa caiu 4,63%, quando comparado ao ano de 2016, esta queda é explicada pela intensa migração de clientes para o mercado livre. Analisando o consumo total (cativo+ livre) a classe cresceu 4,3%, contribuíram para este resultado o aumento das vendas no comércio varejista e a utilização da carga da distribuidora por geradores (devido a manutenção de seus equipamentos).

A classe industrial cativa registrou queda de 30,8% no ano (explicada pela migração de clientes para o mercado livre), mas o consumo industrial distribuído (cativo + livre) apresentou crescimento de 4,8%. O crescimento da Produção Industrial Nacional no acumulado do ano até novembro de 2,3% (segundo o IBGE) e o crescimento pontual de alguns grandes clientes (principalmente dos setores da construção civil e papel) são os principais fatores que explicam o desempenho desta classe.

A classe rural cresceu 3,93% (consumo cativo) e 5,3% (consumo total). Positivamente impactada pela entrada de um grande cliente (cultivo de laranja) e pelo reduzido índice pluviométrico em determinados meses do ano, levando o cliente a intensificar a utilização do sistema de irrigação.

O consumo das classes Serviço Público, Poder Público, Iluminação Pública e Uso Próprio, que representam 10,1% do mercado total, apresentou crescimento de 5,0% (mercado cativo) e 9,0% (mercado total) em 2017 quando comparado ao ano de 2016. Destaca-se a classe Serviço

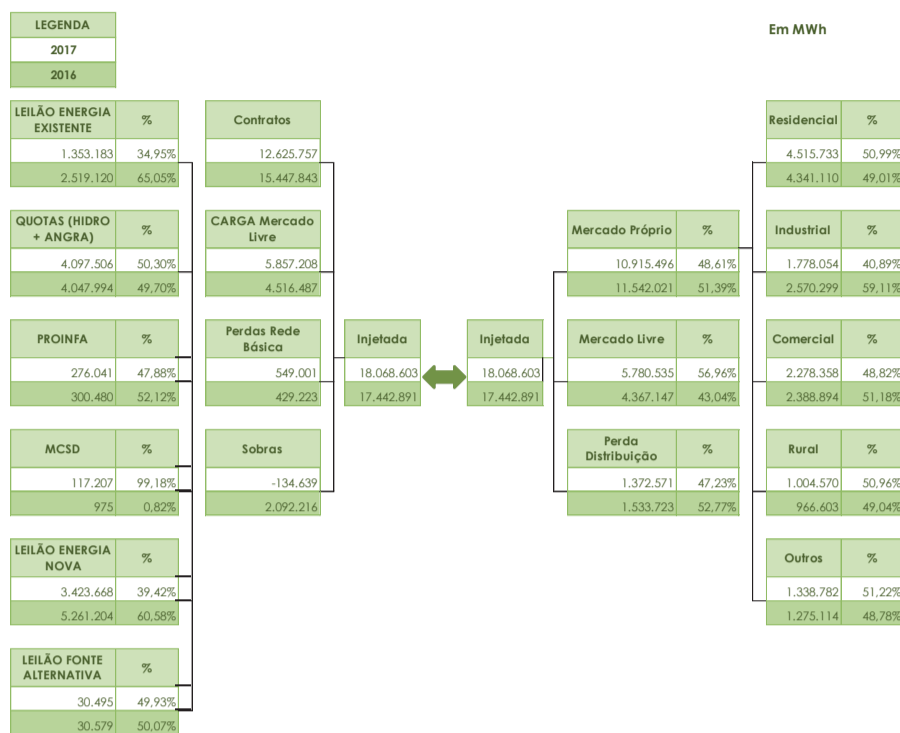
Público, com crescimento de 11,7%, justificado pelo aumento do consumo dos clientes cuja atividade é o bombeamento de água.

Classe	2016		2017		Variação 2016/2017		Participação 2017	
	Receita (R\$ mil)	Volume (GWh)	Receita (R\$ mil)	Volume (GWh)	Receita	Volume	Receita	Volume
Residencial	2.820.853	4.341	2.753.009	4.516	-2,41%	4,02%	45,13%	41,37%
Industrial	1.477.375	2.570	966.052	1.778	-34,61%	-30,82%	15,84%	16,29%
Comercial	1.527.332	2.389	1.383.462	2.278	-9,42%	-4,63%	22,68%	20,87%
Rural	384.683	967	384.042	1.005	-0,17%	3,93%	6,30%	9,20%
Poder Público	193.524	315	190.006	325	-1,82%	3,05%	3,11%	2,98%
Iluminação Pública	181.710	483	189.184	527	4,11%	9,01%	3,10%	4,82%
Serviço Público	246.965	470	234.725	480	-4,96%	2,17%	3,85%	4,40%
Subtotal	6.832.443	11.535	6.100.480	10.908	-10,71%	-5,43%	100,00%	99,94%
Consumo Próprio		7		7		4,58%		0,06%
Total	6.832.443	11.542	6.100.480	10.915	-10,71%	-5,43%	100,00%	100,00%

NOTA: A Companhia reavaliou a métrica utilizada e passou a apresentar o volume de energia faturada pois entende representar melhor o valor faturado

4.1.4. Balanço Energético

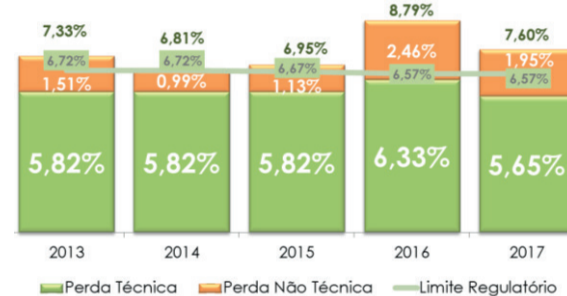
Em 2017 a energia injetada pela ELEKTRO apresentou crescimento de 3,6% equivalente a 626 GWh em relação a 2016. A energia injetada atingiu o patamar de 18.069 GWh em 2017. Do total da energia injetada, 60,4% (10.915 GWh) foi destinada ao consumo do mercado regulado, 32,0% (5.781 GWh) para o consumo do mercado livre e 7,6% (1.373 GWh) representaram perdas na energia injetada:



4.1.5. 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 ELEKTRO 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 os índices da ELEKTRO.

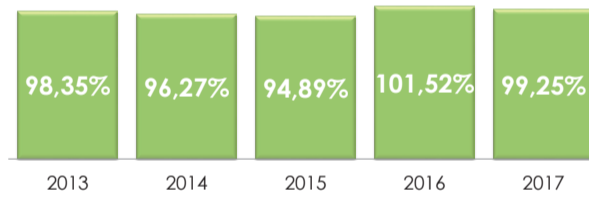


O índice de Perdas encerrou o ano com 7,60%, representando uma queda de 1,19 p.p., a maior redução anual dos últimos 10 anos, resultado das ações de combate às perdas que também tiveram maior resultado da história em 2017, com 170,4 GWh de energia recuperada. Este decréscimo foi influenciado pelo resultado das ações de Redução de Perdas. Para a realização desse plano em 2017, as principais ações foram:

- Realização de aproximadamente 27 mil inspeções;
- Ações coordenadas em conjunto com forças policiais;
- Atualização de 27,8 mil pontos de iluminação pública através de ações de fiscalização do parque de Sobre os indicadores de qualidade do fornecimento iluminação pública;

4.1.6. 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.



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 ELEKTRO 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:

- Programas de renegociação dos débitos com grandes clientes e poder público atrelados a constituição de garantias;
- Cobrança judicial para recuperação de crédito de clientes críticos de recebimento;
- Realização de ações administrativas de menor custo, com foco nas dívidas de baixo risco de recebimento:

- Foram realizadas 1.081.047 negociações com efetividade média de 55%;
- Protestamos 411.061 mil clientes com efetividade média no período de 52%;
- Realizados 177.148 mil acionamentos por URA (Unidade de Resposta Auditável) e SMS (Serviço de Mensagem);
- Foram efetivadas 375.428 contatos de cobrança por telefone através de nossa Central de Relacionamento ao Cliente;
- Cobrança presencial realizada pelo agente de faturamento no momento da leitura e entrega de contas;

(iv) Suspensão do fornecimento de energia elétrica em 163.186 unidades consumidoras durante o ano de 2017.

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.

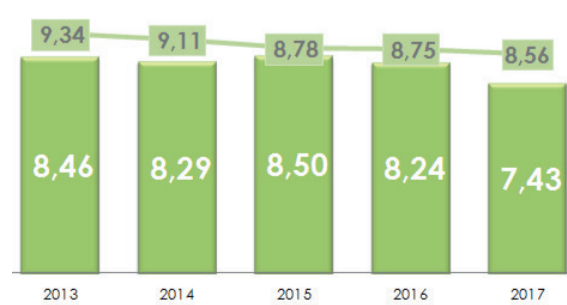
(v) A companhia implementou novas tecnologias com o objetivo de fornecer outras formas de pagamento aos clientes, como por exemplo a disponibilidade de pagamento com cartão de débito e parcelamento com cartão de crédito em espaços de atendimento presencial e no momento do corte, bem como a realização de feirões de negociação de débito.

4.1.7. DEC e FEC

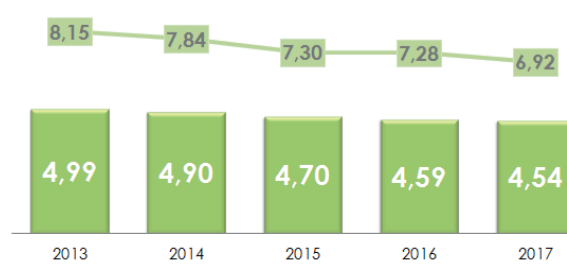
A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem respectivamente a duração média das interrupções e a quantidade média de interrupções por consumidor.

A ELEKTRO tem forte compromisso com a eficiência e continua buscando evolução no seu desempenho operacional de forma sustentável, refletida em seus principais indicadores operacionais, como fruto de investimentos em novas tecnologias e inovadores processos de engenharia de distribuição. A ELEKTRO foi reconhecida no País pela décima segunda vez com o prêmio de Melhor Gestão Operacional, concedido pela Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE).

O indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) anualizado em Dezembro de 2017, apresenta melhora em relação ao indicador anualizado em 2016 e é o melhor resultado da história da ELEKTRO. Esse resultado foi atingido com grande esforço haja vista que janeiro de 2017 foi o Janeiro mais chuvoso dos últimos 74 anos na Capital do Estado e a ocorrência de tempestades fora de época nos meses de Abril, Maio e Junho de 2017.



O indicador FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), anualizado em Dezembro de 2017, apresenta melhora em relação ao indicador anualizado em 2016 e é o melhor resultado da história da ELEKTRO. Este indicador está relacionado diretamente à robustez da rede elétrica, notadamente influenciada pelo plano anual de manutenção preventiva e preditiva, pela utilização de novas tecnologias e componentes de rede, e pela política de investimentos em melhoria que garantem maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.



5. INVESTIMENTOS

Até o final do ano de 2017, a ELEKTRO investiu um montante de R\$309.746mil, dos quais R\$13.307mil são investimentos subvencionados, representando um aumento total de R\$610.924mil em comparação ao mesmo período do ano anterior (R\$286.760mil em 2016, dos quais R\$17.722mil são referentes a investimentos subvencionados).

Natureza Investimento	2016	2017
Expansão de Rede	172.812	183.438
Programa Luz Para Todos	1.372	1.337
Novas Ligações	52.377	57.206
Sistema de Distribuição AT e MT	119.064	124.895
Renovação de Ativos	58.157	51.892
Melhoria da Rede	12.773	20.510
Perda e Inadimplência	416	504
Outros	42.601	53.402
TOTAL	286.760	309.746
(+) Subvenções	-17.722	-13.307
(-) Investimento Líquido	269.038	296.439
(-) Pessoal	114.386	109.864
(-) Componentes Financeiros		
(=) Investimento Direto Líquido	383.424	406.303

Os investimentos realizados no ano de 2017 foram aderentes ao planejado para o período. O nível adequado de investimentos reflete a política da ELEKTRO 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 a seguir 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)	9.514	9.313	9.437	9.619	9.737
Subestações (un)	335	331	366	337	341
Transformadores de Força (un)	463	482	495	503	516
Potência Instalada (MVA)	5.273	5.640	5.850	6.059	6.396
Linhas de Distribuição (km)	25.373	258.850	264.298	272.003	283.295
Transformadores de Distribuição (un)	210.488	219.187	226.327	236.079	250.561

6. 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.

6.1. 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 ⁽¹⁾	2017	2016	Variação (R\$)	Variação (%)
Lucro líquido	374.425	351.688	22.737	6,47
Despesas financeiras	282.326	363.382	(81.056)	(22,31)
Receitas financeiras	(124.521)	(202.198)	77.677	(38,42)
Imposto de renda	163.447	126.081	37.366	29,64
Amortização	177.296	172.392	4.904	2,84
EBITDA	872.973	811.345	61.628	7,60

⁽¹⁾ Em milhares de Reais, exceto onde indicado outra unidade de medida

6.2. Resultado do Ano

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Receita Bruta	8.864.102	7.950.256	913.846	11,49
Deduções da Receita Bruta	(3.052.607)	(3.195.276)	142.669	(4,46)
Receita Operacional Líquida	5.811.495	4.754.980	1.056.515	22,22
Custos de Bens e/ou Serviços Vendidos	(4.928.563)	(4.016.743)	(911.820)	22,70
Margem Operacional Líquida	882.932	738.237	144.695	19,60
Gastos e Despesas Operacionais	(187.255)	(99.284)	(87.971)	88,61
Resultado do Serviço	695.677	638.953	56.724	8,88
Amortização / Depreciação	177.296	172.392	4.904	2,84
EBITDA	872.973	811.345	61.628	7,60
Resultado Financeiro	(157.805)	(161.184)	3.379	(2,10)
Resultado Operacional	537.872	477.769	60.103	12,58
IR e CSLL	(163.447)	(126.081)	(37.366)	29,64
Lucro (Prejuízo) do Período	374.425	351.688	22.737	6,47

6.3. Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Residencial	2.753.009	2.820.853	(67.844)	(2,41)
Industrial	966.052	1.477.375	(511.323)	(34,61)
Comercial	1.383.462	1.527.333	(143.871)	(9,42)
Rural	384.042	384.683	(641)	(0,17)
Poder Público	190.006	193.524	(3.518)	(1,82)
Iluminação Pública	189.184	181.710	7.474	4,11
Serviço Público	234.725	246.965	(12.240)	(4,96)
Fornecimento Não Faturado	32.502	(97.704)	130.206	(133,27)
Fornecimento Faturado Mercado Cativo	6.132.982	6.734.739	(601.757)	(8,94)
Subvenção à tarifa social baixa renda	340.947	266.076	74.871	28,14
Total do Fornecimento de Energia	6.473.929	7.000.815	(526.886)	(7,53)
Receita de Uso da Rede - Mercado Livre	608.355	523.549	84.806	16,20
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	422.501	325.030	97.471	29,99
Valores a Receber da parcela A e Outros Itens Financeiros	825.499	(420.539)	1.246.038	(296,30)
Receita de construção da infraestrutura da concessão	434.338	410.253	24.085	5,87
Outras receitas	99.480	111.148	(11.668)	(10,50)
Receita Operacional Bruta	8.864.102	7.950.256	913.846	11,49

A Companhia apresentou no ano de 2017 uma Receita Bruta de R\$ 8.864.102 mil, representando um aumento de 11,49% em relação ao valor de R\$ 7.950.256 mil alcançado em 2016.

Os fatores determinantes pelo aumento da Receita Bruta foram:

(i) Aumento na receita de uso de rede do consumidor livre em 16,20%, no valor de R\$ 84.806 mil, em virtude, principalmente, da migração de clientes industriais para o mercado livre, fator que contribuiu com um aumento do consumo do mercado livre em 1.413 GWh, representando um crescimento de 32,36% no período. Esse impacto do efeito volume foi de R\$ 120.493 mil. Foi registrado também uma redução no preço médio por consumo do mercado livre de 12,21%, sendo o efeito preço de R\$ 35.687 mil.

(ii) Aumento na Venda de Energia de Curto Prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica "CCEE", em função da Resolução Normativa nº 706 da ANEEL de 1º de abril de 2016, que regulamentou – complementariamente à consideração como involuntária da sobrecontratação derivada de migração de clientes para o mercado livre – uma série de alternativas para que as distribuidoras pudessem adequar os níveis de energia contratados, dentre eles a redução do volume contratado por meio de acordos bilaterais de Contratos de Comercialização no Ambiente de Contratação Regulada (CCEARS) e a participação nos Mecanismos de Sobras e Déficits de Energia (MCSDs) para contratos de energia nova entre distribuidores e geradores, permitindo a realocação de energia entre esses dois agentes. O aumento foi de 29,99%, equivalente a um aumento de R\$ 97.471 em relação ao ano anterior.

(iii) Variação positiva de R\$ 1.246.038 mil nos "Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros" entre 2016 e 2017 deve-se principalmente a predominante devolução ao longo do ano de 2017 do saldo homologado em agosto/2016, de forma contrária ao ano de 2016, no qual a maior relevância foi o recebimento do saldo homologado em agosto/2015. Cabe destacar que tal variação não impacta a Receita Operacional Líquida visto que possui contrapartida no faturamento da Companhia.

(iv) Adicionalmente, no ano de 2017 houve maior constituição de Valores de Parcela A e Outros Itens Financeiros motivada pelo maior custo de energia com Risco Hidrológico e o aumento de custos no Mercado de Curto Prazo (conforme item XX (Custo de Energia)).

(v) Aumento de 5,87% na receita de construção de infraestrutura da concessão, representando R\$ 24.085 mil, devido ao aumento dos investimentos em 2017 comparativamente ao ano anterior. Essa variação, no entanto, não gera impacto no resultado na Companhia por ter contrapartida de Custos no mesmo valor.

6.1. Deduções da Receita Bruta

As Deduções da Receita Bruta registraram uma redução de R\$ 142.699 mil comparativamente a 2016, principalmente em função do menor volume de impostos incidentes sobre a receita, consequência do menor volume faturado no ano. Quando comparado a 2017, os impostos apresentaram uma redução de 6,88% (R\$ 140.421 mil).

A ELEKTRO encerrou o período com Receita Operacional Líquida de R\$ 5.811.495, um aumento de 22,22% (R\$ 1.056.515 mil) em relação ao período anterior.

DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
IMPOSTOS (ICMS / PIS / COFINS / ISS)	1.899.435	2.039.856	(140.421)	(6,88)
ENCARGOS SETORIAIS	1.153.172	1.155.420	(2.248)	(0,19)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	810.166	973.454	(163.288)	(16,77)
Encargos do Consumidor - CCRBT	290.272	132.322	157.950	119,37
Outros (FNDCT / TFSEE / PEE / P&D)	52.734	49.644	3.090	6,22
(-) Dedução da receita bruta	3.052.607	3.195.276	(142.669)	(4,46)
Receita Operacional Líquida	5.811.495	4.754.980	1.056.515	22,22

6.2. Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS E DESPESAS (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	3.394.465	2.570.407	824.058	32,06
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão	459.719	451.358	8.361	1,85
Não-gerenciáveis	3.854.184	3.021.765	832.419	27,55
Pessoal e Administradores	353.371	305.112	48.259	15,82
Material	37.907	36.329	1.578	4,34
Serviços de terceiros	138.869	138.349	520	0,38
Depreciação e amortização	177.296	172.392	4.904	2,84
Provisões Líquidas - PCLD	63.085	73.189	(10.104)	(13,81)
Custo de Construção	434.338	410.253	24.085	5,87
Outros	56.768	(41.362)	98.130	(237,25)
Gerenciáveis	1.261.634	1.094.262	167.372	15,30
Total	5.115.818	4.116.027	999.791	24,29

Os custos e despesas operacionais em 2017 alcançaram R\$ 5.115.818 mil, um aumento de 24,29% em relação ao ano de 2016, quando a

Companhia registrou R\$ 4.116.027 mil. Essa variação é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

(i) Aumento de 32,06% do custo da energia elétrica comprada para revenda, equivalente a R\$ 824.058 mil, decorrente principalmente dos fatores descritos a seguir.

• Processamentos de MCSDs de Energia Nova dos quais a ELEKTRO participou em 2017 mas ainda não foram concluídos pela CCEE dentro do período. Dessa forma, o impacto financeiro equivalente ainda não pode ser totalmente observado, visto que os processamentos de três meses tiveram liquidação provisória e apenas o de novembro de 2017 foi efetivamente processado. Essa liquidação provisória resultou em um aumento de custos no MCP. Para os demais meses o efeito financeiro será equilibrado em 2018, mas essa tratativa não causa nenhuma variação no resultado da companhia, visto que possui total cobertura através da CVA.

• Custos com Risco Hidrológico (Cotas, Itaipu e usinas que repactuaram) aumentaram principalmente em função da alta do PLD, que em 2017 para o SE teve seu valor médio em R\$ 323/MWh contra R\$ 94/MWh em 2016. A redução do GSF também foi fator importante para o aumento desses custos. Ainda relacionado a alta do PLD, houve excedente na conta de Energia de Reserva, possibilitando o rateio da receita para as distribuidoras. Isso fez com que a ELEKTRO apresentasse no líquido um crédito entre encargos de energia de reserva (EER) e encargos de serviço do sistema (ESS) em relação ao débito do ano passado.

(iii) Encargos de uso do sistema de transmissão, que apresentou aumento de R\$ 8.361 mil, consequência principalmente de aumentos de encargos de rede básica, explicado pelo acréscimo nas tarifas (TUST) ocorrido em julho/2017.

(iv) Aumento de 15,82% dos gastos na conta de pessoal e administradores, equivalente a R\$ 48.259 mil, devido principalmente à: (i) reajuste salarial de 8% em julho de 2016 e 3,78% a partir de julho de 2017 conforme acordo coletivo (R\$ 25.676 mil), (ii) maiores despesas com assistência médica (R\$ 4.672 mil) e outros efeitos pulverizados. (v) Os custos foram parcialmente compensados pela redução de 13,81% no PCLD, representando R\$ 10.104 mil.

6.3. Resultado Financeiro:

RESULTADO FINANCEIRO (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	68.295	118.122	(49.827)	(42,18)
Juros, comissões e acréscimo moratório	52.396	81.016	(28.620)	(35,33)
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	(241.610)	(318.138)	76.528	(24,05)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(26.488)	(31.562)	5.074	(16,08)
Remuneração financeira da parcela A e outros itens financeiros	(3.568)	87	(3.655)	(4.201,15)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(6.830)	(10.709)	3.879	(36,22)
Resultado Financeiro Líquido	(157.805)	(161.184)	3.379	(2,10)

No encerramento de 2017, a empresa apresentou Despesa Financeira Líquida de R\$ 157.805 mil, 8,87% maior que o resultado registrado em 2016 (R\$ 161.184 mil), impactada principalmente por:

(i) O CDI acumulado no período foi de 9,93%, uma queda de 4,07 pontos percentuais em comparação ao ano anterior, onde foi de 14,00%. Tal queda, adicionada à redução de 21,5% do volume de caixa médio foram os principais fatores que ocasionaram a redução de R\$ 49.827 milhões na renda das aplicações financeiras.

(ii) Em contrapartida, devido à redução do CDI, da TLP e do IPCA, que são os principais indexadores da dívida da Companhia, tivemos uma redução de R\$ 76.528 milhões com encargos de dívida e variações monetárias e cambiais. Como todas as dívidas atreladas à dólar da Companhia possuem instrumentos derivativos de proteção, a variação do dólar não apresenta impacto no custo da dívida da Companhia. Abaixo, apresenta-se quadro demonstrativo dos valores acumulados no ano:

Índices	2016	2017	Δ p.p.
CDI	14,00%	9,93%	-4,07
TJLP	7,50%	7,00%	-0,50
IPCA	6,29%	2,95%	-3,34
DÓLAR	3,2591	3,3080	0,05

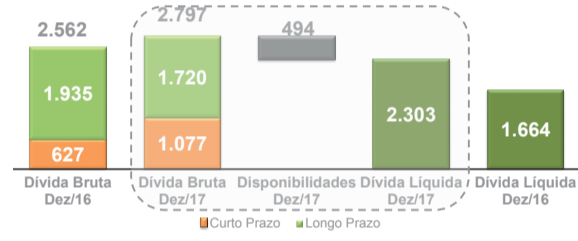
(iii) A variação negativa de R\$ 3.755 mil decorrente da Remuneração Financeira da Parcela A foi devido ao registro de um saldo ativo menor em 2017 ao contrário de 2016, que demonstra que a cobertura tarifária deste ano, obtida no último reajuste tarifário, concedeu um valor maior para os custos incorridos.

7. ESTRUTURA DE CAPITAL

7.1. Perfil da Dívida:

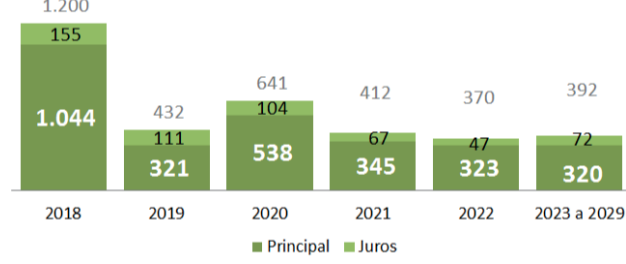
De acordo com sua Política Financeira, a ELEKTRO busca permanentemente o alongamento e a redução do custo da sua dívida. Em dezembro de 2017, a Companhia contava com 61,5% da dívida contabilizada no longo prazo e 38,5% no curto prazo.

Em dezembro de 2017 a dívida bruta da ELEKTRO, incluindo empréstimos, debêntures e encargos, foi R\$ 2.797 milhões (dívida líquida R\$ 2.303 milhões) apresentando um crescimento de 9,19% equivalente a R\$ 235,45 milhões em relação a dezembro de 2016.



7.2. 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 da Companhia vigente 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.



8. PRÁTICAS DE GESTÃO

8.1. 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 deliberações e 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

A ELEKTRO tem um Conselho de Administração composto de no mínimo 4 (quatro) e no máximo 10 (dez) membros efetivos, com igual número de suplentes, dos quais um membro efetivo e um suplente, conforme disposto no Artigo 35, inciso IX do Estatuto Social da Companhia, é reservado ao representante dos empregados da Companhia, a ser eleito na forma do disposto no Artigo 17 do mesmo Estatuto Social. Os membros efetivos e suplentes do Conselho de Administração são eleitos ou destituídos por Assembleia Geral (exceto quanto aos eleitos pelos empregados, nos termos do Estatuto Social) e tem mandato de 3 (três) anos, admitida a reeleição. O Conselho de Administração reúne-se ordinariamente a cada 4 (quatro) meses e, extraordinariamente, sempre que os interesses sociais da Companhia exigirem.

Também é facultado ao Conselho de Administração delegar competências à Diretoria Executiva, desde que não sejam competências privativas nos termos do Artigo 142 da Lei das Sociedades por Ações.

Além disso, O Conselho de Administração poderá criar Comitês internos com funções de consulta, assessoria, formulação de relatórios ou propostas que o próprio Conselho de Administração determine, devendo criar, em todo caso, um Comitê de Auditoria e Cumprimento Normativo.

O Conselho de Administração também possui um Regimento Interno

- (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 complementa pelas seguintes Políticas, 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 é 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.

8.5. 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, envida 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 de 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 compreendido 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.

8.6. 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. Através dessas manifestações, a Ouvidoria atua junto às áreas para orientar quanto ao fiel cumprimento da regulamentação do setor elétrico, visando eliminar os riscos regulatórios. O principal desafio da Ouvidoria é consolidar a satisfação do cliente. Em 2017, a Ouvidoria da ELEKTRO recebeu 4862 manifestações de Ouvidoria, sendo que 99,56% das manifestações solucionadas foram tratadas e respondidas dentro do prazo. Além das reclamações em segunda instância, a ELEKTRO recebeu 1439 reclamações via PROCON e 2203 reclamações em terceira instância, sendo que o percentual dessas reclamações respondidas dentro do prazo foram 99,76% e 99,94% respectivamente, obtendo no geral uma eficácia de 99,68% de reclamações de segunda e terceira instância. Além disso, em 2017 houve uma redução de 41% no volume de reclamações procedentes na Ouvidoria e Agências Reguladoras, em relação ao ano anterior. Os processos com maior procedência foram: ressarcimento de danos, execução de obra (prazo) e faturamento, com 29%, 12% e 11%, respectivamente.

9. 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 – possibilitando a disseminação dos diversos programas e projetos de relacionamento com as comunidades realizados por suas empresas controladas, entre elas, a ELEKTRO. 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.

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, o Grupo Neoenergia renovou 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 companhia tem também parcerias estratégicas com fóruns nacionais em prol do desenvolvimento sustentável e do aprimoramento dos investimentos sociais corporativos, como a organização Comunitas, o Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável – Cebeds, e o Instituto Ethos de Empresas e Responsabilidade Social.

Foco Em Educação E Preservação Ambiental

Alinhada às diretrizes socioambientais do Grupo Neoenergia, a ELEKTRO acredita que a educação é o principal caminho para a transformação social no país. Foi com esse olhar que a empresa criou, em 2014, o programa Energia Para o Futuro, que agrega valor social recrutando jovens em abrigos. São crianças que foram retiradas de suas famílias por serem vítimas de violência ou negligência doméstica. Ao completarem 18 anos, eles têm que deixar os abrigos e se sustentar sozinhos. Mas muitos não sabem por onde começar. Na ELEKTRO, padrinhos assumem a responsabilidade por um adolescente, exercendo o papel de mentores dedicados à sua orientação e integração ao ambiente corporativo. Eles também passam por formação em técnicas de apresentação; aconselhamento de carreira, e palestras com profissionais do mercado. Assim, a ELEKTRO espera acelerar a educação desses jovens e desenvolvê-los para o mercado de trabalho. Por meio do programa, eles têm a oportunidade de efetivação na ELEKTRO ou em empresas parceiras. Já passaram pelo programa 86 jovens.

Já no campo da educação para o trabalho, a ELEKTRO desenvolve em dez localidades da sua área de atuação o projeto Escola de Eletricistas, que oferta capacitação gratuita tanto para o mercado de trabalho quanto para suprir a demanda interna por mão de obra qualificada. Os cursos são promovidos com o apoio das prefeituras e de instituições de ensino reconhecidas pelo Ministério da Educação (MEC). Já foram formados 440 alunos, em 11 turmas, entre os quais 84 contratados pela ELEKTRO. No módulo “eletricistas de redes”, a porcentagem de aproveitamento entre os formados alcançou 90%.

Para promover a conscientização socioambiental e contribuir com a arborização nos municípios de sua área de concessão, a ELEKTRO desenvolve o Programa Meninos Ecológicos nas cidades paulistas de Araras, Eldorado e Pariquera-Açu. A iniciativa atende anualmente 30 jovens de 16 e 17 anos, beneficiados pela orientação de um profissional formado na área ambiental para a produção de mudas utilizadas em arborização urbana e ações de reflorestamento. Já foram plantadas 22.769 mudas e doadas 29.175 para prefeituras e ONGs. Em comemoração ao Dia da Árvore, em setembro, os Meninos Ecológicos distribuíram cerca de 600 mudas nas unidades da empresa, incentivando os colaboradores ao plantio.

Eficiência Energética

O Programa de Eficiência Energética da ELEKTRO tem como foco promover o uso eficiente e seguro da energia elétrica. Entre os projetos desenvolvidos em 2017 destacamos:

ELEKTRO nas Escolas: o projeto atua na educação do público em idade escolar – alunos do Ensino Fundamental e Médio – e na capacitação sobre o uso seguro e eficiente da energia elétrica de professores rede pública nos municípios da área de concessão da ELEKTRO. A abordagem do assunto junto aos alunos é realizada de forma lúdica com o apoio de um Laboratório de Eficiência Energética Itinerante, além de apresentações de teatro de fantoches. As etapas são: sensibilização dos Diretores, capacitação e acompanhamento dos professores, ação com as crianças e eventos abertos para sociedade.

Energia Mais Eficiente: o projeto visa desenvolver ações de eficiência energética para clientes de baixo poder aquisitivo, com substituição de lâmpadas por LED e instalações de aquecedores solares.

Encontro Cliente ELEKTRO: promover ações direcionadas para o desenvolvimento dos segmentos industriais e comerciais por meio de mecanismos disponíveis do Programa de Eficiência Energética contribuindo na disseminação de cultura sobre o uso adequado e eficiente de energia elétrica com o intuito de influenciar os clientes na área de concessão da ELEKTRO.

Projetos de Chamada Pública: as chamadas públicas são divulgadas no site da ELEKTRO anualmente, dando a oportunidade para os clientes apresentarem os projetos de eficiência energética. São atendidos os seguimentos: residencial, industrial, poder público, serviço publico, comercial, rural e iluminação pública.

Gestão energética municipal (GEM): o projeto engloba treinamento em gestão energética para servidores públicos, criação de Unidade de Gestão Energética Municipais e a instalação de software para gerenciamento das contas de energia elétrica das cidades.

Prédios Públicos e Filantrópicos: o projeto visa desenvolver ações de eficiência energética em unidades do setor público e filantrópico, tais com escolas, hospitais, asilos, creches e prefeituras, com substituição de luminárias, reatores e lâmpadas.

Inovação, Pesquisa E Desenvolvimento

Os projetos de P&D do Grupo Neoenergia giram em torno de cinco temas estratégicos: Redes Inteligentes (Smart Grid); Qualidade e Confiabilidade; Segurança de Instalações e de Pessoas; Combate às Perdas; e Sustentabilidade do Negócio.

Na ELEKTRO, o grande destaque é o projeto Cidade Inteligente ELEKTRO. Com foco em testar novas tecnologias e novas formas de operação baseadas nos conceitos de medição e redes inteligentes, a ELEKTRO desenvolveu em parceria com institutos de Tecnologia e fornecedores o protótipo Cidade Inteligente, visando à evolução das interações entre clientes e distribuidoras de energia elétrica, bem como eficiência em suas operações. O projeto teve início em maio de 2013 com a finalidade de ser utilizado como um grande teste das novas tecnologias smart grids para simular condições da rede e dos clientes e sobre como será a distribuição de energia no futuro. O projeto foi desenvolvido no município de São Luiz do Paraitinga (SP), contemplando a aplicação de tecnologias, soluções inovadoras para automação e operação da rede de energia envolvendo geração distribuída, telemedição, inserção de veículos elétricos e oferta de novos serviços. A escolha por São Luiz do Paraitinga decorreu das características locais, similares às encontradas na maior parte dos municípios em que a ELEKTRO atua, com área rural extensa e urbana concentrada. Os estudos permitiram melhor avaliação dos efeitos das novas tecnologias para uma possível expansão nas demais localidades que a empresa atende.

Outro destaque é o projeto Bid Monitor, intitulado “Big Data e Monitoramento de Dados: a inteligência de máquina no apoio à tomada de decisões em leilões de energia elétrica”. Ele resultou no desenvolvimento de um sistema capaz de capturar e monitorar diferentes fontes de informação. Seu escopo contempla a construção de uma base de dados com o maior número possível de informações do setor eletro-energético brasileiro e de outras fontes (como variáveis climatológicas e macroeconômicas), sendo a maior parte das informações obtidas diretamente da internet em tempo real. O projeto foi desenvolvido com a parceria entre ELEKTRO, Aratu, Mineração Santa Elina Indústria e Venídera, visando a otimização do processo de compra de energia elétrica, contribuindo para a assertividade na tomada de decisões para mitigar riscos de erro nas contratações. Com a construção desta base de dados e a utilização de técnicas de “Big Data”, bem como aprendizado de máquina e análise estatística avançada, foi desenvolvido um conjunto de ferramentas para monitoramento de dados em tempo real, tornando possível acompanhar o comportamento dos dados relevantes na participação de um pequeno gerador ou de uma distribuidora em leilões de energia elétrica. A solução colabora no sentido de alertar e dar suporte aos tomadores de decisão para que eles sejam capazes de determinar com assertividade quando e quanta energia elétrica deve ser vendida ou comprada, seja firmando contratos de longo prazo ou negociando no mercado de curto prazo.

Valei ainda destacar o projeto Micro Redes GD, desenvolvido com a Unesp de Ilha Solteira/SP, promovendo o estudo de Micro Redes de Geração Distribuída através da análise e comparação das metodologias no estado da arte de medição da energia elétrica. Considera cenários de cargas não lineares e GD com fontes renováveis e alternativas. Foram especificados e instalados sistemas fotovoltaicos e eólicos, considerando a conexão em baixa tensão para avaliação do impacto dentro na rede de distribuição de energia e em seus pontos de acoplamentos (PACs). A pesquisa possibilita o conhecimento e o domínio das novas metodologias de aferição e medição de energias elétricas, com foco nas energias ativa e reativa, considerando-se as distorções harmônicas de correntes e de tensões e assimetrias dos sistemas de distribuição. Possibilita verificação e análise dos protocolos de medição de energia elétrica, com foco na energia reativa, considerando-se os regulamentos existentes e aqueles ainda em discussão.

Meio Ambiente

Em 2017, o Grupo Neoenergia atualizou sua Política Socioambiental, documento que norteia a tomada de decisão de suas empresas na adoção de práticas sustentáveis nos processos, produtos e serviços relacionados às atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A Política ratifica a proteção ao meio ambiente como fator importante para a sustentabilidade dos negócios da Neoenergia, devendo ser contemplada desde o planejamento à execução de suas atividades. Além disso, delega a todos os profissionais, fornecedores e prestadores de serviço do Grupo e de suas empresas controladas, o cumprimento dos compromissos estabelecidos na Política.

Dentre os princípios estabelecidos no documento estão: redução dos impactos socioambientais; conservação da biodiversidade, dos recursos naturais, do patrimônio histórico-cultural e das comunidades protegidas e tradicionais; integridade e cumprimento à Lei; compromisso com a melhoria contínua; comunicação com os stakeholders para promoção da sustentabilidade; e engajamento e inovação.

Prêmios E Reconhecimentos

A Melhor Empresa para Trabalhar no País (GPTW):

A ELEKTRO foi considerada, pela quarta vez consecutiva (2013, 2014, 2015 e 2016), a Melhor Empresa para Trabalhar no País pela pesquisa Great Place to Work, na categoria Grande Porte (com mais de 1.000 funcionários). A premiação, que ocorreu em São Paulo, reuniu as 150 companhias de maior destaque em gestão de pessoas. Nessa mesma ocasião, a ELEKTRO também conquistou o título de Melhor Empresa do Setor de Serviços.

Guia Exame de Sustentabilidade:

A ELEKTRO foi reconhecida, mais uma vez, como uma das empresas mais sustentáveis do País pelo Guia Exame de Sustentabilidade. É o sétimo ano consecutivo em que a Empresa é premiada no Guia. Dessa vez, a Distribuidora foi a única empresa do Brasil a receber o destaque na categoria "Direitos Humanos".

Prêmio Abradee

A ELEKTRO recebeu em Brasília dois importantes troféus no Prêmio Abradee 2017. Na 19ª edição da tradicional premiação do setor, a Empresa foi eleita a Melhor Distribuidora de Energia Elétrica e também reconhecida nas categorias Qualidade da Gestão, Responsabilidade Social pelo Instituto ETHOS, Econômica Financeira e Gestão Operacional.

Medalha Eloy Chaves:

A ELEKTRO foi reconhecida com a primeira colocação (Ouro) na categoria III (distribuidoras de energia com mais de 2.000 empregados) da Medalha Eloy Chaves, que valoriza as companhias de energia elétrica que mais prezam pela saúde e pela segurança dos colaboradores. O prêmio é uma realização da Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica (ABCE).

10. SAÚDE E SEGURANÇA

O Valor nº 1 do Grupo Neoenergia é a Segurança - *Colocamos as vidas das pessoas em primeiro lugar* – valor no qual os colaboradores entendem e reconhecem ser a prioridade da Companhia.

A ELEKTRO possui Sistema de Gestão de Saúde e Segurança baseado na norma OHSAS18001, que define critérios de classe de excelência mundial e que objetiva promover continuamente a cultura de prevenção de acidentes, por meio de controle de riscos e seus respectivos impactos, garantindo o cumprimento dos requisitos legais.

Além de ter sido reconhecida nacionalmente com a medalha Eloy Chaves em 2017 como a melhor empresa em resultados de saúde e segurança, a ELEKTRO é também a empresa benchmarking dentro do Grupo Iberdrola, sendo a única distribuidora que não registrou acidentes com afastamento no ano de 2017, resultado este que representa um verdadeiro orgulho para as pessoas que fazem a companhia.

O foco permanente da organização está pautado na melhoria contínua, como veículo de impulsionador desta melhoria está os comitês de saúde e segurança, processos tecnológicos aplicados ao controle dos riscos nas atividades, cada veículo da ELEKTRO dispõe de uma câmera para filmar as atividades de campo, identificando desvios e tratando-os. Diálogos de Estratégia, Segurança e Comportamento (DESC), contribuem com o aspecto de continuidade da cultura de segurança que está presentem em toda a liderança e força de trabalho. Ações de segurança para a população tais como treinamento sobre instalações elétricas para profissionais da construção civil, palestras sobre o uso seguro e eficiente de energia elétrica em escolas, divulgação maciça em todos os veículos sobre o uso seguro e eficiente de energia elétrica e campanhas educativas nas redes sociais.

Com essas ações, dentre outras, a ELEKTRO por meio das pessoas, busca manter-se no posicionamento da melhor distribuidora do Brasil em termos de gestão de saúde e segurança.

11. CANAIS DE ATENDIMENTO

A ELEKTRO disponibiliza canais de atendimento previstos na legislação, onde é possível realizar diversos serviços e requisitar informações, como:

- Atendimento telefônico: Disponível 24 horas, onde os agentes de relacionamento são empoderados para resolver as demandas dos clientes, sempre que possível, no primeiro contato, evitando maiores esforços pelo cliente. Além de tratarem os clientes com paciência e educação, levando o mesmo a ter a melhor experiência com a nossa empresa.
- Atendimento presencial: A ELEKTRO dispõe de pelo menos um posto de Atendimento Presencial em cada município de sua área de concessão. São ao todo 229 espaços, sendo que 55 são espaços próprios de Atendimento, 53 quiosques e 121 redes credenciadas. Além desses espaços, a ELEKTRO dispõe de uma unidade móvel de Atendimento.

Além dos canais previstos na legislação, a ELEKTRO mantém outros canais de atendimento visando facilitar o acesso dos consumidores com a nossa empresa:

- URA: No contato telefônico realizado pelo cliente é possível realizar alguns serviços sem a necessidade de entrar em contato com um agente de relacionamento. Após a atualização na URA do Atendimento telefônico, realizada em 2017, a porcentagem de retenção de clientes, ou seja, a porcentagem de clientes que entraram no canal de atendimento telefônico que não houve contato com agente de relacionamento, subiu de 37% para 49% (Valor referente ao mês de Dezembro de 2017).
- SMS, Totem, Site e Aplicativo, onde é possível realizar contato com algum agente de relacionamento como também utilizar os autosserviços oferecidos por esses canais, onde o cliente resolve a suas demandas sem haver contato com algum agente.
- Chat: Onde é possível realizar contato com um agente de relacionamento através de uma sala virtual de bate papo.

Visando digitalizar seus canais de atendimento, a ELEKTRO também possui um projeto de Vídeo atendimento. O objetivo desse projeto é virtualizar o atendimento, evoluindo a forma de atender, ampliando a personalização, melhorando o relacionamento com o cliente, além é claro de possibilitar eficiência operacional.

No canal de Atendimento telefônico, além do atendimento receptivo onde os agentes de relacionamento recebem as manifestações dos clientes, há também o contato ativo, onde o agente de relacionamento contata os clientes para realizar: Cobranças, com o diferencial de oferecer serviços que facilitem a vida do cliente e o auxilie no pagamento da conta; Retenção de deslocamentos sem execução de serviço, através de questionamentos ao cliente para entender se o problema de falta de energia é interno ou externo; Contato com o cliente que tem impedimento de leitura há dois meses para orienta-lo; Além de contatos para outros motivos pertinentes.

Desde 2000, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divulga o Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC), com o objetivo de avaliar, a partir da percepção dos usuários, o grau de satisfação com as distribuidoras de energia elétrica. O índice é composto de cinco variáveis: qualidade percebida, valor, satisfação, confiança e fidelidade. Cada variável é avaliada (de zero a 100 pontos) por meio de entrevistas com clientes nas áreas de concessão das 101 distribuidoras do país, com amostras de acordo com o porte de cada uma. Em 2016, o IASC da ELEKTRO foi de 69,93.

Outro importante indicador de qualidade dos serviços das distribuidoras é o Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP), divulgado anualmente pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), também com base em entrevistas com consumidores. Em 2017, o ISQP da ELEKTRO do Grupo B foi de 80,5%, e para o grupo A foi de 77,8%.

12. OUTROS DESTAQUES

RATING

Em 26 de julho, a *Fitch Ratings* Ltda. atribuiu o *Rating* Inicial de Longo Prazo em escala Nacional para a ELEKTRO, definindo a classificação de AA+(bra); Observação Negativa. Em 04 de setembro de 2017, a Fitch removeu a Observação Negativa do *Rating* Nacional de Longo Prazo da Companhia e o rebaixou para ‘AA-(bra)’, Perspectiva Estável, após a conclusão da reestruturação societária. A 5ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, no valor de R\$ 300 milhões, emitida em 15 de agosto de 2011, e a 6ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, no valor de R\$ 650 milhões, emitida em 12 de setembro de 2012, também tiveram seus *ratings* rebaixados para ‘AA-(bra)’.

Em 12 de janeiro de 2018, a Standard & Poor´s – S&P rebaixou os *ratings* de crédito corporativo atribuídos à Neoenergia, e suas subsidiárias, dente elas a ELEKTRO para ‘BB-’ na Escala Global e ‘brAA-’/Perspectiva Estável na Escala Nacional Brasil . Este movimento foi reflexo do rebaixamento do *Rating* soberano do Brasil, devido à condição de setor regulado em que a distribuição de energia elétrica está inserida.

Rating Corporativo - Escala Nacional	2016	2017	2018
NEOENERGIA	AA-	AA-	AA-
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável
ELEKTRO REDES ⁽¹⁾	brAA+	AA-(bra)	AA-
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável

(1) Classificação de 2016 e 2017 pela Fitch e classificação de 2018 pela S&P

Em 24 de janeiro de 2018, a Standard & Poor´s – S&P reafirmou os *ratings* de crédito corporativo de longo prazo ‘BB-’ na escala global e os de longo e curto prazos ‘brAA-/brA-1+’ na Escala Nacional Brasil atribuídos à Neoenergia e suas subsidiárias em 12 de janeiro de 2018. A perspectiva dos *ratings* corporativos permanece estável.

13. AUDITORES INDEPENDENTES

A KPMG Auditores Independentes foi contratada pela ELEKTRO S.A para a prestação de serviços de auditoria externa a partir de 31 de maio de 2016.

Durante o ano de 2017 a empresa prestou os seguintes serviços de auditoria e serviços relacionados a auditoria: serviços de revisões das informações financeiras trimestrais, serviços de auditoria das Demonstrações Financeiras anuais, alguns serviços relativos à Procedimentos Previamente Acordados de uso específico da empresa e suas contrapartes, sendo todos esses serviços avaliados em relação a natureza e riscos de conflitos de interesse, e que em nossa avaliação esses serviços não trouxeram nenhum risco o independência.

A política da Companhia para contratação de outros serviços de seus auditores externos se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor e consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia.

A Companhia obtém de seu auditor independente, ao menos anualmente, comunicação a respeito de todos os relacionamentos entre os auditores independentes e a entidade auditada, que possam razoavelmente comprometer a sua independência.

A KPMG não prestou serviços não relacionados à auditoria no exercício de 2017.

14. AGRADECIMENTOS

A ELEKTRO agradece aos seus acionistas, aos Senhores membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, aos nossos clientes e fornecedores, aos nossos Governos Municipais, Estadual e Federal e demais autoridades, às Agências Reguladoras e aos Agentes do Setor pela confiança depositada no ano de 2016 e especialmente aos seus colaboradores pela dedicação e empenho na busca das metas estabelecidas.

BALANÇOS SOCIAIS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 31 DE DEZEMBRO DE 2016 (INFORMAÇÃO ADICIONAL)

1 - BASE DE CÁLCULO		2017				2016 (Reclassificado)			
		R\$ mil				R\$ mil			
Receita Líquida (RL)		5.811.495				4.754.980			
Resultado Operacional (RO)		695.677				638.953			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)		430.016				399.155			
Valor Adicionado Total (VAT)		3.837.761				4.018.251			
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS		R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Alimentação		39.646	9,22%	0,68%	1,03%	37.102	9,30%	0,78%	0,92%
Encargos sociais compulsórios		76.282	17,74%	1,31%	1,99%	74.247	18,60%	1,56%	1,85%
Previdência privada		6.632	1,54%	0,11%	0,17%	6.833	1,71%	0,14%	0,17%
Saúde		28.984	6,74%	0,50%	0,76%	24.054	6,03%	0,51%	0,60%
Segurança e saúde no trabalho		676	0,16%	0,01%	0,02%	1.165	0,29%	0,02%	0,03%
Educação		564	0,13%	0,01%	0,01%	604	0,15%	0,01%	0,02%
Cultura		12	0,00%	0,00%	0,00%	24	0,01%	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional		2.247	0,52%	0,04%	0,06%	2.213	0,55%	0,05%	0,06%
Creches ou auxílio-creche		768	0,18%	0,01%	0,02%	751	0,19%	0,02%	0,02%
Esporte		437	0,10%	0,01%	0,01%	0	0,00%	0,00%	0,00%
Transporte		504	0,12%	0,01%	0,01%	468	0,12%	0,01%	0,01%
Participação nos lucros ou resultados		31.158	7,25%	0,54%	0,81%	31.404	7,87%	0,66%	0,78%
Outros			0,00%	0,00%	0,00%	129	0,03%	0,00%	0,00%
Total - indicadores sociais internos		187.909	43,70%	3,23%	4,90%	178.994	44,84%	3,76%	4,45%
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS		R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Educação		1.718	0,40%	0,03%	0,04%	4.129	0,65%	0,09%	0,10%
Cultura		1.490	0,35%	0,03%	0,04%	417	0,07%	0,01%	0,01%
Saúde e Saneamento			0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%	0,00%
Esporte		279	0,06%	0,00%	0,01%	104	0,02%	0,00%	0,00%
Combate a fome e segurança alimentar			0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Desenvolvimento Social		1.468	0,34%	0,03%	0,04%	0	0,00%	0,00%	0,00%
Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico		16.312	3,79%	0,28%	0,43%	0	0,00%	0,00%	0,00%
Outros			0,00%	0,00%	0,00%	10.773	1,69%	0,23%	0,27%
Total das Contribuições para a Sociedade		21.268	4,95%	0,37%	0,55%	15.423	2,41%	0,32%	0,38%
Tributos (Exceto Encargos Sociais)		2.827.605	657,56%	48,66%	73,68%	3.014.306	471,76%	63,39%	75,02%
Total - indicadores sociais externos		2.848.873	662,50%	49,02%	74,23%	3.029.729	474,17%	63,72%	75,40%
4 - INDICADORES AMBIENTAIS		R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Investimentos relacionados com a operação da empresa		17.812	4,14%	0,31%	0,46%	68.003	151,52%	19,75%	21,40%
Investimento em programas e/ou projetos externos		16.134	3,75%	0,28%	0,42%	25.391	3,97%	0,53%	0,63%
Total dos investimentos em meio ambiente		33.946	7,89%	0,58%	0,88%	93.394	155,50%	20,28%	22,03%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade.		3				NA			
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativa e/ou judicialmente		8,72				NA			
Passivos e contingências ambientais.		15,02				NA			
Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:		() Não possui Metas	(X) Cumpre de 0 a 50%	() Cumpre de 51 a 75%	() Cumpre de 76 a 100%	() Não possui Metas	() Cumpre de 0 a 50%	(X) Cumpre de 51 a 75%	() Cumpre de 76 a 100%
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL		2017				2016			
Nº de empregados(as) ao final do período		3.689				3.708			
Nº de admissões durante o período		308				310			
Nº de desligamentos durante o período		319				NA			
Nº de empregados(as) terceirizados		1.106				1.430			
Nº de estagiários(as)		113				54			
Nº de empregados acima de 45 anos		580				549			
Nº de empregados por faixa etária, nos seguintes intervalos:									
menores de 18 anos		3				NA			
de 18 a 35 anos		1.952				NA			
de 36 a 60 anos		1.721				NA			
acima de 60 anos		13				NA			
Nº de empregados por nível de escolaridade, segregado por:									
analfabetos		0				NA			
com ensino fundamental		26				NA			
com ensino médio		2.737				NA			
com ensino técnico		0				NA			
com ensino superior		789				NA			
pós-graduados		137				NA			
Nº de empregados por sexo:									
homens		3.180				3.200			
mulheres		509				508			
% de cargos de chefia por sexo:		100%				100%			
homens		84%				83%			
mulheres		16%				17%			
Nº de negros(as) que trabalham na empresa		787				757			
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)		3%				3%			
Nº de empregados portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais		74				85			
Remuneração bruta segregada por:		13.249				NA			
Empregados		12.977				NA			
Administradores		273				NA			
Terceirizados						NA			
Autônomos						NA			
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL		2017				2016			
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa		53				Não há meta			
Nº total de acidentes de trabalho		0				Não há meta			
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:		() direção	(X) direção e gerência	() todos (as) os empregados (as)	() direção	(X) direção e gerência	() todos (as) os empregados (as)		
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:		() direção e gerência	(X) todos(as) + CIPA	() todos (as) os empregados (as)	() direção e gerência	(X) todos(as) + CIPA	() todos (as) os empregados (as)		
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:		() não se envolve	() segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve	() segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT		
A previdência privada contempla:		() direção	() direção e gerência	(X) todos (as) os empregados (as)	() direção	() direção e gerência	(X) todos (as) os empregados (as)		
A participação nos lucros ou resultados contempla:		() direção	() direção e gerência	(X) todos (as) os empregados (as)	() direção	() direção e gerência	(X) todos (as) os empregados (as)		
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:		() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos		
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:		() não se envolve	() apóia	(X) organiza e incentiva	() não se envolve	() apóia	(X) organiza e incentiva		
Contencioso Cível:									
Nº total de reclamações e críticas de consumidores(as):									
Na Empresa		578.205				579.031			
No Procon		1.439				1.134			
Na Justiça		3.155				3.475			
% das reclamações e críticas solucionadas:									
Na Empresa		100%				100%			
No Procon		100%				100%			
Na Justiça		105,32%				29%			
Montante de multas e indenizações a clientes, determinadas por órgãos de proteção e defesa do consumidor ou pela Justiça		11.482							
Análise e cauzo raiz das reclamações recebidas: Atendimento e execução das demandas de clientes dentro do prazo, visando diminuir as reclamações de prazo; Divulgação no site e redes sociais de um simulador de consumo, evitando reclamações impropriedades de consumo dos clientes; Reforço na operação, evitando registros de ocorrências de falta de energia. No caso de reclamações no segundo nível: identificação dos serviços com maiores percentuais de reclamações procedentes, atuando para que essas reclamações sejam solucionadas no primeiro nível.									
Ações empreendidas pela entidade para sanar ou minimizar as causas das reclamações:									
Contingências e passivos trabalhistas:									
Número de processos trabalhistas:									
movidos contra a entidade		235				NA			
julgados procedentes		76				NA			
julgados improcedentes		156				NA			
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça		9.138				NA			
Valor Adicionado total a distribuir (em mil R\$)		3.837.761				4.018.251			
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		100,00%				100,00%			
Ao Governo (%)		74,81%				76,08%			
Aos Colaboradores (%)		8,08%				6,53%			
Aos Acionistas (%)		9,76%				8,75%			
A terceiros (%)		7,35%				8,64%			
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES									
CNPJ: 02.328.280/0001-97									
Para esclarecimentos sobre as informações declaradas: Fone: (81) 3217.5132									
E-mail: danielle.luz@neoenergia.com									
Esta empresa não utiliza mão-de-obra infantil ou trabalho escravo, não tem envolvimento com prostituição ou exploração sexual de criança ou adolescente e não está envolvida com corrupção.									
Nossa empresa valoriza e respeita a diversidade interna e externamente.									
Informações não examinadas pelos auditores independentes.									
* Reversão da reserva superavitária do plano de previdência.									

BALANÇO PATRIMONIAL 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais)

	Notas	31/12/2017	31/12/2016		Notas	31/12/2017	31/12/2016
Ativo				Passivo e patrimônio líquido			
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	501.530	899.313	Fornecedores	11	710.340	418.415
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	6	1.363.160	1.227.417	Empréstimos e financiamentos	12	956.891	435.179
Títulos e valores mobiliários	5	5.617	10.520	Debêntures	12	169.904	213.980
Instrumentos financeiros derivativos	12	45.632	19.017	Instrumentos financeiros derivativos	12	32	-
Impostos e contribuições a recuperar	7	46.231	87.645	Salários e encargos a pagar	13	67.820	66.375
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	8	219.271	-	Encargos setoriais	14	183.972	381.360
Outros ativos circulantes		57.611	41.339	Impostos e contribuições a recolher	15	210.828	159.755
Total do circulante		2.239.052	2.285.251	Dividendos e juros sobre capital próprio	18	12	117.879
Não circulante				Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	8	-	105.505
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	6	32.790	43.717	Outros passivos circulantes	17	65.379	58.313
Títulos e valores mobiliários	5	29	196	Total do circulante		2.365.178	1.956.761
Instrumentos financeiros derivativos	12	128.848	143.996	Não circulante			
Impostos e contribuições a recuperar	7	85.005	83.541	Empréstimos e financiamentos	12	1.321.165	1.413.912
Impostos e contribuições diferidos	9	505.138	601.560	Debêntures	12	530.094	669.807
Depósitos judiciais	16	88.078	127.360	Instrumentos financeiros derivativos	12	120	-
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	8	104.837	-	Encargos setoriais	14	60.944	19.763
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	10.1	1.307.440	1.074.026	Provisões	16	136.083	146.267
Outros ativos não circulantes		43.450	42.469	Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	8	-	69.064
Imobilizado		8.257	9.596	Outros passivos não circulantes	17	9.636	9.582
Intangível	10.2	1.910.597	1.871.738	Total do não circulante		2.058.042	2.328.395
Total do não circulante		4.214.469	3.998.199	Patrimônio líquido			
Ativo total		6.453.521	6.283.450	Capital social	18	952.492	952.492
As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.				Reservas de capital	18	765.882	765.882
				Reservas de lucros		311.899	171.422
				Outros Resultados Abrangentes		28	-
				Proposta de distribuição de dividendos adicionais		-	108.498
				Total patrimônio líquido		2.030.301	1.998.294
				Passivo e patrimônio líquido total		6.453.521	6.283.450
				As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.			

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Notas	2017	2016		2017	2016
Receita líquida	19	5.811.495	4.754.980	Lucro líquido do exercício		
Custo do serviço		(4.928.563)	(4.016.743)	Resultando obrigações benefícios pós-emprego		
Custos com energia elétrica	20.1	(3.854.184)	(3.021.765)	Destinações do lucro:		
Custos de operação	20.2	(640.041)	(584.725)	Dividendos pagos		
Custos de construção		(434.338)	(410.253)	Juros sobre capital próprio		
Lucro bruto		882.932	738.237	Dividendos intermediários		
Despesas com vendas	20.2	(106.243)	(56.462)	Dividendos propostos com reservas		
Despesas gerais e administrativas	20.2	(81.012)	(42.822)	Saldos em 31 de dezembro de 2016		
Lucro operacional		695.677	638.953	952.492	689.440	2.353
Resultado financeiro		(157.805)	(161.184)	Lucro líquido do exercício		
Receitas financeiras	21	124.521	202.198	Resultado obrigações benefícios pós-emprego		
Despesas financeiras	21	(282.326)	(363.382)	Hedge atrelado a garantia de empréstimos		
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social		537.872	477.769	Tributos sobre resultados abrangentes		
Imposto de renda e contribuição social		(163.447)	(126.081)	Resultado abrangente do exercício		
Corrente	9(b)	(68.357)	(19.8			

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA EXERCÍCIOS FIMDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais)

	2017	2016		2017	2016
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			Imposto de renda (IR) e contribuição social sobre lucro líquido (CSLL) pagos	72.990	(73.456)
Lucro líquido do exercício	374.425	351.688	Impostos e contribuições a recolher, exceto IR e CSLL	(36.464)	(14.896)
AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	597.363	751.454	Valores a devolver da parcela A e outros componentes financeiros	(174.569)	31.947
Depreciação e amortização	177.296	172.392	Indenizações/Contingências pagas	(42.382)	(26.372)
Encargos de dívidas e atualizações monetárias, cambiais, derivativos e outras receitas e despesas financeiras	228.561	429.741	CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	477.760	1.362.776
Ajuste de fluxo de caixa estimado	(37.149)	(59.839)	ATIVIDADE DE INVESTIMENTO		
Perda / (ganho) na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis	26.480	41.898	Aquisição de imobilizado	(3.224)	-
Provisão contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	32.198	(67.085)	Aquisição de intangível	(447.103)	(426.250)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	82.242	84.935	Concessão serviço público (Ativo Financeiro)	(1.119)	(912)
Atualização monetária dos planos de benefício pós-emprego	3.918	(188)	Aplicação em títulos e valores mobiliários (líquido)	5.070	3.941
Programa de P&D e eficiência energética	(12.605)	43.326	GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(446.376)	(423.223)
Tributos diferidos	96.422	106.274	ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO		
REDUÇÃO (AUMENTO) DOS ATIVOS OPERACIONAIS	(463.317)	(539.793)	Captação de empréstimos e financiamentos e debêntures	798.145	291.088
Contas a receber de clientes e outros	(207.058)	30.584	Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(773.998)	(764.526)
IR e CSLL a recuperar	29.355	(13.793)	Obrigações vinculadas	13.885	17.715
Impostos e contribuições a recuperar, exceto IR e CSLL	10.595	7.923	Instrumentos financeiros derivativos	(18.847)	(94.348)
Depósitos judiciais	39.282	(16.099)	Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	(448.352)	(275.315)
Valores a compensar da parcela A e outros componentes financeiros	(324.108)	555.520	GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	(429.167)	(825.386)
Outros ativos	(11.383)	(24.342)	AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA	(397.783)	(114.167)
AUMENTO (REDUÇÃO) DOS PASSIVOS OPERACIONAIS	(30.711)	(280.159)	Caixa e equivalentes no início do exercício	899.313	785.146
Fornecedores	291.925	(167.915)	Caixa e equivalentes no final do exercício	501.530	899.313
Salários e encargos a pagar	1.445	5.562	VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(397.783)	(114.167)
Taxas regulamentares	(143.656)	(35.034)			

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FIMDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais)

	2017	2016		2017	2016
Receitas			Indenizações trabalhistas	8.741	13.622
Vendas brutas de energia, serviços e outros	8.864.102	7.950.256	Participação no resultado	31.157	31.403
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(63.085)	(73.189)	Administradores	4.058	3.477
Resultado na alienação / desativação de bens e direitos	3.509	3.412	(-) Transferência para ordens	(89.793)	(94.727)
	8.804.526	7.880.479	Outros	33	-
Insunsumo adquiridos de terceiros			Subtotal	310.082	262.360
Energia elétrica comprada para revenda (*)	(3648.715)	(2.968.167)	Impostos, taxas e contribuições		
Encargos de uso da rede básica de Transmissão (*)	(597.979)	(367.395)	INSS (sobre folha de pagamento)	43.323	42.756
Materiais, serviços de terceiros e outros (*)	(667.296)	(556.470)	ICMS	1.208.535	1.325.389
	(4.913.990)	(3.892.032)	PIS/COFINS sobre faturamento	297.867	400.141
Valor adicionado bruto	3.890.536	3.988.447	Imposto de renda e contribuição social	163.448	126.082
Depreciação e amortização	(177.296)	(172.392)	Obrigações intra-setoriais	1.156.216	1.159.175
Valor adicionado líquido	3.713.240	3.816.055	Outros	1.539	3.518
Valor adicionado recebido em transferência			Subtotal	2.870.928	3.057.662
Receitas financeiras (*)	124.521	202.196	Remuneração de capitais de terceiros		
Valor adicionado total a distribuir	3.837.761	4.018.251	Juros e variações cambiais	282.326	347.141
Distribuição do valor adicionado			Remuneração de capitais próprios		
Pessoal			Juros sobre capital próprio	96.976	138.667
Remunerações	186.497	161.441	Dividendos distribuídos	139.557	104.398
Encargos sociais (exceto INSS)	21.308	20.402	Dividendos propostos	-	108.623
Benefícios pós-emprego e outro benefícios	13.199	1.261	Reserva de retenção de lucros	137.892	-
Auxílio alimentação	39.646	37.102	Subtotal	374.425	351.688
Convênio assistencial e outros benefícios	51.710	46.416	VALOR ADICIONADO TOTAL DISTRIBUÍDO	3.837.761	4.018.251
Férias e 13º salário	43.526	41.963	* Valor bruto, não deduzido dos créditos de PIS/COFINS.		

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (EM MILHARES DE REAIS)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A Elektro Redes S.A. ("Elektro Redes" ou "Companhia"), com sede no município de Campinas, no estado de São Paulo, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e listada, como companhia de capital aberto e têm suas ações (0,32% do capital total) negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (nova razão social da BM&F Bovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros). A Companhia tem como controladora a NEOENERGIA S.A ("NEOENERGIA") e é uma concessionária de serviço público que atua no segmento de distribuição de energia elétrica, e suas demonstrações financeiras refletem essa atividade, que constitui seu único segmento operacional. Os seus negócios, incluindo os serviços prestados e as tarifas cobradas, são regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A área de concessão da Companhia é constituída por 228 municípios, dos quais 223 estão localizados no Estado de São Paulo, e os outros 5 no Estado de Mato Grosso do Sul. A concessão do serviço público de energia se deu pelo Contrato de Concessão de Distribuição nº 187/98, com vencimento em 2028, podendo ser prorrogado por no máximo 30 anos, por requerimento da Companhia e a critério da ANEEL. As principais obrigações previstas no contrato de concessão consistem em fornecer energia elétrica aos consumidores de sua área de concessão, realizar as obras necessárias à prestação dos serviços e manter inventário dos bens vinculados à concessão. É vedado à Companhia alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do regulador. Ao final da concessão, esses bens serão revertidos automaticamente ao Poder Concedente, procedendo-se às avaliações e determinação do valor de indenização à Companhia (vide nota explicativa 10.1). O preço dos serviços prestados aos consumidores é regulado e tem a seguinte composição: Parcela A (custos não gerenciáveis, como compra de energia, transporte de energia e encargos setoriais, dentre outros, para os quais a legislação e a regulação garantem a neutralidade tarifária) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital - remuneração do investimento e quota de reintegração/depreciação regulatória, perdas e receitas irrecuperáveis). Os mecanismos de ajuste são: o Reajuste Tarifário anual e a Revisão Tarifária ordinária a cada quatro anos. Em 08 de junho de 2017, a Elektro Redes divulgou ao mercado um fato relevante informando um acordo de associação para regular a incorporação da Elektro Holding S.A ("Elektro Holding"), atual controladora da Elektro Redes, pela Neoenergia. Em 24 de agosto de 2017, tendo em vista a obtenção das aprovações da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, bem como a aprovação da Assembleia Geral de Acionistas de ambas empresas, foi consumada a incorporação da Elektro Holding pela Neoenergia.

2. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1. Declaração de conformidade: As demonstrações financeiras foram preparadas e estão sendo apresentadas em conformidade com as normas internacionais de contabilidade ("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, 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: Essas demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. As transações em moeda estrangeira são inicialmente registradas à taxa de câmbio da moeda funcional em vigor na data da transação. Ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional, utilizando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da atualização desses ativos e passivos são reconhecidos como receitas e despesas financeiras no resultado.

2.3. Base de mensuração: As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando como base o custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requerido nas normas.

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. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no exercício em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: (i) o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede do sistema de comercialização de Energia Elétrica – CCEE; nota explicativa 20; (ii) a avaliação dos ativos e passivos financeiros pelo valor justo; nota explicativa 23; (iv) a análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa; nota explicativa 6; (v) o cálculo dos ativos e passivos atuariais dos planos de benefícios pós-emprego; nota explicativa 25; (vi) os valores a compensar/devolver da Parcela A e outros itens financeiros, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências; notas explicativas 8 e 16; (vii) vida útil da infraestrutura utilizada para cálculo da depreciação regulatória a ser inserida na tarifa e também como base para amortização do intangível, nota explicativa 10; (viii) provisões para créditos de liquidação duvidosa, nota explicativa 6 (ix) provisões para contingências, nota explicativa 16. 2.5. **Principais políticas contábeis:** As políticas contábeis adotadas pela Companhia estão descritas a seguir:

a) Instrumentos financeiros: A Companhia classifica seus ativos e passivos financeiros, no reconhecimento inicial, de acordo com as seguintes categorias: (i) **Ativos financeiros:** Os ativos financeiros incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativo financeiro de concessão, valores a compensar da Parcela A e outros itens financeiros, além de outros créditos realizáveis por caixa. A Companhia reconhece os recebíveis inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos financeiros são reconhecidos na data da negociação quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia não reconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação na qual substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Qualquer participação que seja criada ou retida pela Companhia em tais ativos financeiros transferidos, é reconhecida como um ativo separado.

Mensuração: - Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado: são apreitados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado. - Empréstimos e recebíveis: são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, menos perda por redução ao valor recuperável. - Investimentos mantidos até o vencimento: ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, estes ativos são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável. - Ativos financeiros disponíveis para venda: após mensuração inicial, estes ativos são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do exercício. (ii) **Passivos financeiros:** Os passivos financeiros incluem contas a pagar a fornecedores, valores a devolver da Parcela A e outros itens financeiros, outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados a valor justo por meio do resultado.

Mensuração: - Após reconhecimento inicial os empréstimos, financiamentos e debêntures são mensurados por custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros, exceto quando os empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira são itens objeto de *hedge*, classificado como passivos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado, quando atendido o critério de efetividade de *hedge*. - A Companhia faz uso de derivativos com o objetivo de proteção, utilizando a contabilização de *hedge (hedge accounting)*. A valorização ou a desvalorização do valor justo do instrumento destinado à proteção são registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do exercício.

b) Análise do valor de recuperação dos ativos: A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos seus ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, não foram identificadas necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável.

2.6. Contrato de concessão: O ICPC 01 (RI) e IFRIC 12 – Contratos de Concessão estabelecem diretrizes gerais para o reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados em contratos de concessão e são aplicáveis para situações em que o poder concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e por qual preço, e controle qualquer participação residual significativa na infraestrutura ao final do prazo da concessão. A parcela dos ativos da concessão que será integralmente utilizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão. A parcela dos ativos que não estará integralmente amortizada até o final da concessão é registrada como um ativo financeiro, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

2.7. Ajuste a valor presente de ativos e passivos: Os ativos e passivos monetários de longo prazo são atualizados monetariamente e, portanto, estão apresentados pelo seu valor presente. O ajuste a valor presente de ativos e passivos monetários de curto prazo é calculado, e somente registrado, se considerado relevante em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto. Para fins de registro e determinação de relevância, o ajuste a valor presente é calculado levando em consideração os fluxos de caixa contratuais e a taxa de juros aplicada, e em certos casos implícita, dos respectivos ativos e passivos, com base nas análises efetuadas e na melhor estimativa da administração.

2.8. Impairment de ativos não financeiros: A Administração revisa anualmente os eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas de cada ativo ou unidade geradora de caixa (UGC), que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas, e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado e não revertidas somente na condição em que o valor contábil do ativo ou da UGC não exceda o valor contábil que teria sido apurado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo ou UGC em exercícios anteriores. A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado. Uma UGC é definida como o menor grupo identificável de ativos que geram fluxos de entrada de caixa independente dos fluxos de entrada de caixa de outros ativos ou grupo de ativos. O valor recuperável de uma UGC é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor justo deduzido das despesas de venda. Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para o segmento em que opera a UGC. O valor justo é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes. Evidência objetiva de que ativos não financeiros tiveram perda de valor inclui: • Indicativos observáveis de redução significativas do valor do ativo; • Mudanças tecnológicas, de mercado, econômico ou legal na qual a entidade opera o ativo; • Aumento de taxas de juros praticados no mercado de retorno sobre investimentos afetando a taxa de desconto utilizado pela Companhia; • O valor contábil do patrimônio líquido da entidade é maior do que o valor de suas ações no mercado; • Evidência disponível de obsolescência ou de dano físico de um ativo; • Descontinuidade ou reestruturação da operação à qual um ativo pertence; • Dados observáveis indicando que o desempenho econômico de um ativo é ou será pior que o esperado. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, a Companhia efetuiu análise para alguns de seus ativos, não tendo sido constatada necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável.

2.9. Valores a compensar (a devolver) da parcela A: Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros itens financeiros) que são incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber da Companhia sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo período tarifário ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção, por qualquer motivo, da concessão.

2.10. Subvenções governamentais: São reconhecidas inicialmente como receitas diferidas pelo seu valor justo, quando existe razoável segurança de que elas serão recebidas e que a Companhia irá cumprir as condições associadas com a subvenção e são posteriormente reconhecidas no resultado como "Outras Receitas", em uma base sistemática ao longo da vida útil do ativo. As subvenções que visam compensar a Companhia por despesas incorridas são reconhecidas no resultado como "Outras Receitas" em uma base sistemática durante os períodos em que as despesas correlatas são registradas.

2.11. Ativo intangível: O ativo intangível é composto pelos ativos de distribuição avaliados ao custo de aquisição, incluindo custos de empréstimos capitalizados e deduzido de obrigações especiais e amortização acumulada. A amortização é calculada de forma não linear, pelo prazo esperado de retorno via tarifa (prazo de vencimento do contrato). As obrigações especiais representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, usando-se uma taxa média, desde o segundo ciclo de revisão tarifária periódica. Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro de indenização.

2.12. Benefícios a

empregados: Planos de benefício definido: A obrigação líquida da Companhia para os planos de benefício definido é calculada para cada um dos planos com base na estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no exercício atual e em exercícios anteriores. Esse valor é descontado ao seu valor presente e é apresentado líquido do valor justo de quaisquer ativos do plano. A avaliação atuarial dos planos de benefícios definidos é calculada pelo método do crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um potencial ativo para a Companhia, o ativo a ser reconhecido é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos são levadas em consideração quaisquer exigências mínimas de custeio aplicáveis. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelos valores de mercado (marcação a mercado). As premissas econômicas e financeiras para efeitos dessa avaliação atuarial são discutidas com os atuários independentes e aprovadas pela Administração da Companhia. 2.13. **Imposto de renda e contribuição social:** O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 por imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real do exercício. A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados a combinação de negócios ou a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes. (i) Despesas de imposto de renda e contribuição social corrente: A despesa de imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O montante dos impostos correntes a pagar ou a receber é reconhecido no balanço patrimonial como ativo ou passivo fiscal pela melhor estimativa do valor esperado dos impostos a serem pagos ou recebidos que reflète as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. Ele é mensurado com base nas taxas de impostos decretadas na data do balanço. Os ativos e passivos fiscais correntes são compensados somente se certos critérios forem atendidos. (ii) Despesas de imposto de renda e contribuição social diferido: O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Demonstrações Financeiras e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no fim de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar. 2.14. **Provisões:** As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo. 2.14.1. **Provisão para créditos de liquidação duvidosa ("PLCD"):** A PLCD é reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as perdas na realização de contas a receber de consumidores e de títulos a receber, cuja recuperação é considerada improvável. A Companhia possui uma política para cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa cuja metodologia tem como premissa de provisionamento o histórico do comportamento de pagamento dos clientes dentro de cada faixa de vencimento do débito. Adicionalmente, a Companhia realiza análises individuais de acordo com o histórico de inadimplimento de clientes considerados críticos. 2.15. **Reconhecimento de receita:** A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia, podendo ser confiavelmente mensurados. A receita é mensurada pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é composta pela receita de fornecimento de energia elétrica (faturada ou não faturada), receita do ativo financeiro indenizável, receita de construção e outras receitas relacionadas a outros serviços prestados pela Companhia. O faturamento e respectivo reconhecimento da receita dos serviços de distribuição de energia elétrica são efetuados de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. A receita não faturada corresponde à energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor, e é calculada em base estimada, até a data do balanço. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas a ativos intangíveis em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração. 2.16. **Receitas e despesas financeiras:** A receita e a despesa de juros são reconhecidas no resultado pelo método dos juros efetivos. 2.17. **Demonstrações do valor adicionado:** A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras complementares às práticas adotadas no Brasil aplicável às companhias abertas, enquanto para as IFRS representam informação financeira suplementar. 2.18. **Mensuração do valor justo:** Valor justo é o preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação ordenada entre participantes do mercado na data de mensuração, no mercado principal ou, na sua ausência, no mercado mais vantajoso ao qual a Companhia tem acesso nessa data. O valor justo de um passivo reflete o seu risco de descumprimento (*non-performance*). O risco de descumprimento inclui, entre outros, o próprio risco de crédito da Companhia. Uma série de políticas contábeis e divulgações da Companhia requer a mensuração de valores justos, tanto para ativos e passivos financeiros como não financeiros (veja nota explicativa 23.2). Quando disponível, a Companhia mensura o valor justo de um instrumento utilizando o preço cotado num mercado ativo para esse instrumento. Um mercado é considerado como ativo se as transações para o ativo ou passivo ocorrem com frequência e volume suficientes para fornecer informações de precificação de forma contínua. Se não houver um preço cotado em um mercado ativo, a Companhia utiliza técnicas de avaliação que maximizam o uso de dados observáveis e minimizam o uso de dados não observáveis. A técnica de avaliação escolhida incorpora todos os fatores que os participantes do mercado levariam em conta na precificação de uma transação. Se um ativo ou um passivo mensurado ao valor justo tiver um preço de compra e um preço de venda, a Companhia mensura ativos com base em preços de compra e passivos com base em preços de venda. A melhor evidência do valor justo de um instrumento financeiro no reconhecimento inicial é normalmente o preço da transação - ou seja, o valor justo da contrapartida dada ou recebida. Se a Companhia determinar que o valor justo no reconhecimento 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. 2.19. **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 reconvertidos 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 reconvertidos 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 Financeiro – Reconhecimento e Mensuração. • **Classificação - Ativos financeiros:** A IFRS 9/CPC 48 contém uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que reflète 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 mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis 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 significativo 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: 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 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 se aplica 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:

Impairment adicional estimado em 01/01/2018

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: - 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. - As seguintes avaliações devem ser efetuadas com base nos fatos e circunstâncias existentes na data da adoção inicial: (a) A determinação do modelo de negócio dentro do qual um ativo financeiro é mantido. (b) A designação e revogação de designações anteriores de determinados ativos e passivos financeiros. 3.2. **IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers (CPC 47)** **Receitas 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) Receitas; CPC 17 (IAS 11) Contratos de Construção e a CPC 30 Interpretação A (IFRIC 13) Programas de Fidelidade com o Cliente. • **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 não é relevante. 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 DIC, 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 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 dedutoras da receita de fornecimento de energia e não mais como despesa operacional. Com base na avaliação da Companhia, esse impacto não é relevante. • **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 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 significativo 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 significativo em suas demonstrações financeiras. • **Recita 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 significativo 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 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 significativo 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 comecaram 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 ICPC 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 IFRSs e 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. Isenções 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 substitui 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: - Abordagem retrospectiva; ou - 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 um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia: - Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2014-2016 - Alterações à IFRS 1 e à IAS 28. - Alterações ao CPC 10 (IFRS 2) Pagamento baseado em ações em relação à classificação e mensuração de determinadas transações com pagamento baseado em ações. - Transferências de Propriedade de Investimento (Alterações ao CPC 28 / IAS 40). - 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. - ICPC 21 / IFRIC 22 Transações em moeda estrangeira e adiantamento. - 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. 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

4.1. **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\$30,00/MWh, vermelha – patamar 2, cujo acréscimo na tarifa de energia é de R\$50,00/MWh (alterado pela Nota Técnica nº136/2017 vigente a partir de novembro/2017, sendo o acréscimo anterior de R\$35,00/MWh), amarela, com acréscimo de R\$20,00/MWh e verde, sem acréscimo. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 a Companhia reconheceu o montante de R\$ 290.272 (R\$ 134.707 em 31 de dezembro de 2016) de bandeira tarifária, sendo que deste montante, R\$ 69.767 foram recebidos da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT (R\$ 2.210 devolvidos 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. A tabela a seguir mostra as bandeiras tarifárias que vigoraram nos anos de 2016 e 2017.

Mês	2017	2016
Janeiro	Verde	Vermelha
Fevereiro	Verde	Vermelha
Março	Amarela	Amarela
Abril	Vermelha Patamar 1	Verde
Maio	Vermelha Patamar 1	Verde
Junho	Verde	Verde
Julho	Amarela	Verde
Agosto	Vermelha Patamar 1	Verde
Setembro	Amarela	Verde
Outubro	Vermelha Patamar 2	Verde
Novembro	Vermelha Patamar 2	Amarela
Dezembro	Vermelha Patamar 1	Verde

4.2. **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. 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. Durante o ano de 2016, o impacto da queda no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável, e a crescente migração de consumidores na condição de especiais para o Ambiente de Contratação Livre - ACL, em decorrência dos baixos preços praticados no mercado livre, contribuíram para que as empresas apresentassem um cenário de sobrecontratação de energia. Adicionalmente, a ANEEL propôs uma realocação de cotas de energia a partir de janeiro de 2015, provenientes das geradoras que possuem um preço médio menor, o que contribui significativamente para um excesso de energia contratada. Com o intuito de evitar um desequilíbrio econômico-financeiro para as empresas do setor, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 706 de 1º de abril de 2016, informou que o efeito desta realocação de cotas será considerado como involuntário, ou seja, terá a integral cobertura tarifária. De maneira complementar, a ANEEL regulamentou uma série de alternativas ao longo do ano de 2016 na busca pela adequação dos níveis de contratação de energia das distribuidoras. Dentre os mais relevantes encontram-se: (i) possibilidade de redução do volume contratado através de acordos bilaterais para os Contratos de Comercialização no Ambiente de Contratação Regulada – CCEARs; (ii) redução da energia contratada relativa ao consumo de clientes especiais que migrarem ao mercado livre; (iii) possibilidade de oferecer redução dos montantes de energia provenientes de novos empreendimentos de geração através do Mecanismo de Sobras e Déficits de Energia – MCSD; (iv) a eliminação do limite de recontração do montante de reposição dos contratos de energia existentes que estão a expirar sem ônus e penalidades para as distribuidoras. Dessa forma, a Elektro Redes, fez uso de todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento do seu nível de sobrecontratação e logrou êxito em mitigar qualquer impacto em seu resultado em 2016. Para o ano de 2017, a Companhia manteve uso dos mecanismos existentes para manutenção de seu portfólio contratual e não incorreu nenhum impacto por conta da sobrecontratação. Destaca-se que eventos alheios à gestão da distribuidora, tais como redução da energia proveniente de usinas costisas, em consequência do Decreto 9.143/2017, por serem extraordinários e imprevisíveis, deverão seguir a mesma tratativa dada pela Resolução Normativa nº 706/16 pela ANEEL para garantia de repasse integral dos custos de compra de energia. 4.3. **Decreto nº 8.221/14:** 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 a redução da oferta de contratos de energia a partir da não renovação de algumas concessões de usinas geradoras; (ii) condições hidro energéticas 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 Conta de Desenvolvimento Energético - 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\$ 27.535 por mês, que está sendo repassado à CCEE desde abril de 2015 até março de 2021, 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, proporcionando R\$ 21.145 por mês, no período de abril de 2017 a março de 2018, e R\$ 27.535 no período de abril de 2018 a março de 2020. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia efetuou pagamentos no montante de R\$ 272.915 (R\$ 330.427 em 2016). A CCEE vem liquidando esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à 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. 4.4. **Reajuste Tarifário Anual – IRT 2017:** A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.290 de 22 de agosto de 2017, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia em 5,71%, dos quais 4,82% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 0,89% aos componentes financeiros pertinentes. Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 10,40%, sendo de 10,27%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 10,47%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão. As novas tarifas entraram em vigor a partir de 27 de agosto de 2017 com vigência até 26 de agosto de 2018. 4.5. **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 01 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\$ -45,36/MWh, sendo o efeito tarifário a ser percebido pelos consumidores em -8,89%. 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 ago./17. O valor revertido para o consumidor apurado foi de R\$ 58.250 para Elektro.

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

	31/12/2017	31/12/2016
Caixa e equivalentes de caixa		
Caixa e depósitos bancários à vista	8.839	10.325
Aplicações financeiras	492.691	888.988
Total de caixa e equivalentes de caixa	501.530	899.313
Títulos e valores mobiliários		
Aplicações financeiras	5.646	10.716
Total de títulos e valores mobiliários	5.646	10.716
Circulante	507.147	909.833
Não circulante	29	196
(a) As aplicações financeiras da Companhia referem-se a títulos de renda fixa (Certificado de Depósitos Bancários "CDB" e Debêntures Compromissadas), com taxas pós-fixadas, indexados à variação diária dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI). Em 31 de dezembro de 2017 a rentabilidade média era de 99,42% do CDI (100,53% em 31 de dezembro de 2016). Essas aplicações apresentam liquidez e podem		

ser resgatadas a qualquer momento sem risco significativo de perda de valor. (b) A Elektro Redes possui política de Tesouraria na qual são estabelecidos os critérios de aplicação dos recursos disponíveis no caixa da Companhia, sendo os principais: (i) o *rating* de crédito mínimo que as Instituições Financeiras devem ter com pelo menos uma das três Agências de Classificação de Risco (*Standard & Poor's*, *Moody's* ou *Fitch Rating*) e (ii) os limites máximos de exposição com cada instituição.

	31/12/2017	31/12/2016
Carteira (caixa e equivalente de caixa)		
CDB	489.913	11.590
Deb. Compromissada	11.590	27
LFT	230	501.530
Total caixa e equivalentes de caixa	501.530	899.313
Carteira (caixa e equivalente de caixa)		
CDB	239.673	648.257
Deb. comprometida	6.892	4.491
Fundo de Investimento Santander	6.892	4.491
LFT	4.491	899.313
Total caixa e equivalentes de caixa	899.313	899.313

6. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS

	31/12/2017	31/12/2016
Consumidores	1.012.908	874.071
Terceiros	1.012.908	874.071
Supridores de Energia		
Disponibilização sistema de distribuição	19.004	19.004
Serviços taxados e administrativos	276.145	230.726
Subvencões/Subsídios governamentais	762	671
Outros créditos de terceiros	122.486	268.970
Terceiros	51.721	(23.392)
Partes relacionadas	51.663	(23.456)
	58	64
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(87.076)	(98.924)
Total	1.395.950	1.271.134
Circulante	1.363.160	1.227.417
Não circulante	32.790	43.717

	Saldos vencidos		Total		PCLD	
	Até 90 dias	Mais de 90 dias	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Sector privado						
Residencial	134.451	119.127	33.012	286.590	238.920	(45.517)
Industrial	81.006	24.337	44.482	149.825	120.192	(23.035)
Comercial, serviços e outras	68.495	29.709	10.038	108.242	78.465	(14.451)
Rural	21.132	12.092	3.808	37.032	26.648	(3.618)
Total	305.084	185.265	91.340	581.689	464.225	(81.452)
Sector público						
Federal	2.656	300	104	3.060	2.708	(59)
Estadual	10.518	1.186	413	12.117	10.723	(235)
Municipal	22.749	2.566	893	26.208	23.193	(509)
	35.923	4.052	1.410	41.385	36.624	(803)
Iluminação pública	17.941	4.250	908	23.099	14.152	(8.941)
Serviço público	31.282	1.226	584	33.092	30.315	(1.588)
Fornecimento não faturado	333.643	-	-	333.643	328.755	(4.888)
Total	723.873	194.793	94.242	1.012.908	874.071	(82.537)
Circulante	696.999	194.793	94.242	986.034	836.609	(69.449)
Não circulante	26.874	-	-	26.874	37.462	(13.088)

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) **Supridores de Energia:** O saldo dos fornecedores refere-se a transações no âmbito da CCEE no período do raciocínio de energia elétrica, entre 2000 e 2002, sendo: (i) R\$ 14.995 referentes a liminares interpostas junto à CCEE por agentes do setor; e (ii) R\$ 4.009 referentes a acordos bilaterais em negociação, e estão registrados no ativo não circulante. De acordo com análise realizada pelos assessores jurídicos da Companhia no âmbito da discussão judicial dos títulos em aberto, é improvável a não realização destes valores. (c) **Subvencões:** Os valores de subvencões estão discriminados conforme abaixo: (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 incidência 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\$ 8.520 e refere-se aos meses de outubro e novembro de 2017 (IR\$ 61.430 em 31 de dezembro de 2016). (c.2) CDE:

Em 18 de abril de 2017, foi emitida a Resolução Homologatória ANEEL nº 2.290/2017 aprovando o valor mensal de R\$ 27.987 a ser repassado pela CCEE durante o período de agosto de 2017 a julho de 2018. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 113.965 (R\$ 207.548 em 31 de dezembro de 2016). (d) **Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa "PCLD":**

	Consumidores	Outros créditos	Total
Saldos em 01 de janeiro de 2016			
Adições	(77.867)	(2.514)	(80.381)
Reversões	(93.763)	(759)	(94.522)
	9.351	236	9.587
Baixa para perdas (incobráveis)	66.392	-	66.392
Saldos em 31 de dezembro de 2016	(95.887)	(3.037)	(98.924)
Adições	(85.467)	(1.505)	(86.972)
Reversões	4.727	3	4.730
Baixa para perdas (incobráveis)	94.090	-	94.090
Saldos em 31 de dezembro de 2017	(82.537)	(4.539)	(87.076)

7. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

	31/12/2017	31/12/2016
Imposto de renda – IR		
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	(a) 21.878	41.536
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	(a) 4.570	14.267
Programa de integração social - PIS	104.777	104.328
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	(b) 2	2.007
Total	9	9.048
Circulante	131.236	171.186
Não circulante	46.231	87.645
	85.005	83.541
(a) Correspondem aos valores de saldos 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) PIS e COFINS a compensar decorrente do regime de apuração não cumulativo, no montante de R\$ 11 (R\$ 11.055 em 31 de dezembro de 2016).		

8. VALORES A COMPENSAR/(DEVOLVER) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS

	31/12/2017		31/12/2016		Total
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	
CVA					
Energia	(a) 443.458	-	443.458		

	Iberdrola	Terraco
Saldos em 01 de janeiro de 2016	537.410	73.319
Amortização acumulada	(124.785)	(27.132)
Reversão acumulada	82.358	17.907
Saldos em 31 de dezembro de 2016	494.983	64.095
Amortização	(124.785)	(26.399)
Reversão	82.358	17.424
Saldos em 31 de dezembro de 2017	452.596	55.119

O benefício fiscal do ágio referente à incorporação da Iberdrola Energia do Brasil Ltda. vem sendo realizado linearmente até o final da concessão, baseado em premissas de resultado futuro que foram apresentadas e anuídas pela ANEEL. O benefício fiscal do ágio referente à incorporação da Terraco ocorrida em 1998, possui sua realização mediante percentuais oficializados em 23 de dezembro de 2003 pela ANEEL, através do Ofício nº 2.182/2003, definidos com base no prazo da concessão e na expectativa de recuperação indicada pelas projeções de resultados tributáveis apresentadas pela Companhia ao órgão regulador naquela época, conforme curva abaixo:

Ano	Fatores	Ano	Fatores	Ano	Fatores
2018	2,29%	2022	1,47%	2026	0,94%
2019	2,00%	2023	1,25%	2027	0,81%
2020	1,56%	2024	0,99%	2028	0,60%
2021	1,51%	2025	0,96%		

10. CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

10.1. Ativo financeiro: O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR), aplicado sobre o saldo residual dos ativos que compõem a Base de Remuneração Regulatória (BRR) ao final do prazo contratual da concessão. Dessa forma, o ativo financeiro da concessão é composto pelo valor residual dos ativos da BRR do 3º Ciclo de Revisão Tarifária, devidamente movimentado por adições, baixas, transferências, depreciações e atualizações. Em 31 de dezembro de 2017 e 2016 a movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável da Concessão está assim apresentada:

	31/12/2017	31/12/2016
Saldos iniciais em 01 de janeiro	1.074.026	907.123
Adições	1.119	912
Baixas	(6.820)	(11.070)
Transferências	201.966	117.222
Atualização monetária / valor justo	37.149	59.839
Saldos finais	1.307.440	1.074.026

(a) Transferência do intangível em curso em decorrência do reconhecimento de novos ativos incorporados no exercício. O ativo financeiro da concessão é remunerado ao seu valor justo mais o custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório, incluído na tarifa e reconhecido no resultado mediante faturamento aos consumidores. A realização do WACC sobre a totalidade da infraestrutura ocorre através do faturamento das contas de energia elétrica. Adicionalmente, para estimar o valor da indenização ao final da concessão, o valor residual do ativo financeiro é atualizado a valor justo utilizando a Base de Remuneração Regulatória (BRR) estabelecida a cada revisão tarifária. As variações anuais, que refletem as alterações na expectativa de fluxo de caixa nos anos em que não há revisão tarifária é capturada através da aplicação ao valor financeiro da variação do IPCA, considerado pela Companhia como a melhor estimativa dessa variação, cuja contrapartida é registrada no resultado do exercício. **10.2. Intangível:** Em 2017, foi incorporado ao ativo intangível, a título de custos de empréstimos capitalizados, o montante de R\$ 6.648 (R\$ 7.101 em 2016). Por natureza, o intangível está constituído da seguinte forma:

	31/12/2017	31/12/2016
Em serviço	2.900.571	(1.036.702)
Direito de uso da concessionária	-	(420.186)
Em curso	493.514	(26.600)
Direito de uso da concessionária	-	466.914
Total	3.394.085	(1.036.702)

A movimentação do saldo do intangível está demonstrada a seguir:

	Em serviço			Em curso			Total
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido	Valor líquido
Saldos em 01 de janeiro de 2016	2.609.356	(740.104)	1.470.980	357.976	(45.660)	312.316	1.783.296
Adições	-	(15)	(15)	426.252	(17.700)	408.552	408.536
Baixas	(57.883)	22.698	805	-	-	-	(34.379)
Amortizações	-	(168.493)	-	-	-	-	(168.493)
Transferências - Intangíveis	178.807	-	(17.811)	316.491	38.273	(278.218)	(117.222)
Saldos em 31 de dezembro de 2016	2.730.280	(885.899)	1.429.088	467.737	(25.087)	442.650	1.871.738
Adições	-	21.930	811	447.103	(14.696)	432.407	433.218
Baixas	(41.590)	-	(172.733)	-	-	-	(172.733)
Amortizações	-	(172.733)	-	-	-	-	(172.733)
Transferências - Intangíveis	211.881	-	(5.704)	421.326	13.183	(408.143)	(201.966)
Saldos em 31 de dezembro de 2017	2.900.571	(1.036.702)	(420.186)	493.514	(26.600)	466.914	1.910.597

11. FORNECEDORES

	31/12/2017	31/12/2016
Energia elétrica	520.335	286.255
Terceiros	505.335	275.957
Partes relacionadas	15.000	10.298
Encargos de uso da rede	104.231	41.703
Terceiros	104.130	41.694
Partes relacionadas	101	9
Materiais e serviços	85.774	88.664
Terceiros	85.774	88.664
Partes relacionadas	-	1.793
Total	710.340	418.415
Circulante	710.340	418.415

12. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS, DEBÊNTURES E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

	31/12/2017		31/12/2016	
	Divida	Instrumentos Financ. Derivativos	Total	Total
Empréstimos e Financiamentos				
Moeda nacional				
BNDES	457.949	-	457.949	517.061
CEF	5.128	-	5.128	5.743
ELETRONBRÁS	31.754	-	31.754	44.401
FINEP	18.344	-	18.344	30.716
Nota Promissória	361.509	-	361.509	-
Arrendamento Mercantil	10.036	-	10.036	11.208
(-) Custos de transação	(2.722)	-	(2.722)	(1.436)
Total Moeda Nacional	881.998	-	881.998	607.693
Circulante	494.566	-	494.566	115.885
Não Circulante	387.432	-	387.432	491.808
Moeda estrangeira				
BANCO TOKYO	378.127	(5.819)	372.308	254.277
MIZUHO	99.301	(5.381)	93.920	188.358
Non Derivable Forward – NDF	-	5	5	-
CITIBANK	218.221	(30.360)	187.861	188.825
BEI	700.409	(132.773)	567.636	447.711
(-) Custos de transação	-	-	-	(786)
Total Moeda Estrangeira	1.396.058	(174.328)	1.221.730	1.078.385
Circulante	462.325	(45.600)	416.725	300.277
Não Circulante	933.733	(128.728)	805.005	778.108
Total Empréstimos e Financiamentos				
Circulante	956.891	(45.600)	911.291	416.162
Não Circulante	1.321.165	(128.728)	1.192.437	1.269.916
Debêntures				
Elektro	700.525	-	700.525	884.477
(-) Custos de transação	(527)	-	(527)	(690)
Total Debêntures	699.998	-	699.998	883.787
Circulante	169.904	-	169.904	213.980
Não Circulante	530.094	-	530.094	669.807
Endividamento Total	2.978.054	-	2.803.726	2.569.865
Endividamento Total - Circulante	1.126.795	-	1.081.195	630.142
Endividamento Total - Não Circulante	1.851.259	-	1.722.531	1.939.723

Conciliação de passivos resultantes das atividades de financiamentos

	31/12/2015		31/12/2016		31/12/2017	
	Adições	Fluxo de caixa	Alte-rações em não	Adições	Baixas	Alte-rações em não
Empréstimos e financiamentos	1.652.157	291.088 (441.492)	411.291 (226.966)	1.686.078	798.145 (517.612)	83.932 53.185
Debêntures	1.077.522	0 (323.034)	79.157 50.142	883.787	0 (256.386)	51.614 20.983
Obrigações vinculadas	17.715	-	-	17.715	13.885	-
Total	2.747.394	(118.414)	411.291	2.587.570	768.243	74.168

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	
Saldos em 01 de janeiro de 2016	97.613	484.250	190.181	880.113	1.652.157
Ingressos	-	110.938	-	180.150	291.088
Encargos	35.347	-	32.892	-	68.239
Variação monetária e cambial	1.079	13.436	(84.630)	(156.851)	(226.966)
Swap	-	-	115.477	229.812	345.289
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	-	-	-
Transferências	115.596	(115.596)	354.679	(354.679)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(133.534)	-	(307.958)	-	(441.492)
(-) Movimentação depósitos em garantia	-	-	-	-	-
(-) Custos de transação	(217)	(1.221)	(363)	(436)	(2.237)
Saldos em 31 de dezembro de 2016	115.884	491.807	300.278	778.109	1.686.078
Ingressos	351.606	18.608	-	427.931	798.145
Encargos	46.973	-	49.188	-	96.161
Variação monetária e cambial	328	13.098	22.313	(11.385)	24.354
Swap	-	-	(26.583)	15.268	(11.315)
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	(2.562)	31.393	28.831
Transferências	135.385	(135.385)	436.311	(436.311)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(155.020)	-	(362.592)	-	(517.612)
(-) Movimentação depósitos em garantia	-	-	-	-	-
(-) Custos de transação	(590)	(696)	372	-	(914)
Saldos em 31 de dezembro de 2017	494.566	387.432	416.725	805.005	2.103.728

A seguir apresentamos as captações efetuadas no exercício:

Financiadores	Vencimento	Encargos Financeiros Anuais - %	Valor Captado (R\$)
BNDES	15/12/2023	TJLP	1.000
BNDES	15/06/2023	TJLP + 2,36%	5.455
BNDES	15/06/2023	SELIC + 2,44%	4.895
BNDES	17/06/2024	TJLP + 2,36%	1.238
BNDES	17/06/2024	SELIC + 2,44%	1.238
BNDES	15/06/2023	TJLP + 2,06%	3.164
Notas Promissórias	03/08/2018	105% CDI	350.000
BEI	05/07/2027	2,97%	148.869
Banco de Tokyo	26/05/2020	Até 23/05/2018: 2,3150% e A partir de 24/05/2018: 2,4150%	163.250
Banco de Tokyo	23/12/2020	Até 21/12/2018 2,6025% e A partir de 21/12/2018: 2,7025%	115.850
IBM	03/08/2019	CDI - 0,80%	3.186
			798.145

Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	31/12/2017		31/12/2016	
	Divida	Custos transação	Divida	Custos transação
2018	-	-	505.619	(341)
2019	226.131	(392)	149.615	(254)
2020	340.008	(367)	122.930	(230)
2021	136.593	(367)	116.888	(230)
2022	132.190	(367)	112.477	(230)
Após 2022	359.455	(447)	359.008	264.045
Total obrigações	1.194.377	(1.940)	1.192.437	(1.658)

Condições restritivas financeiras (covenants): Os contratos mantidos com diversos credores contêm cláusulas restritivas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros com parâmetros pré-estabelecidos apurados com base nas demonstrações financeiras da Companhia. Esses índices financeiros são: Endividamento Líquido/EBITDA, Dívida Líquida/PL e EBITDA/ Despesa Financeira. **12.2. Debêntures:** A mutação das debêntures e dos seus respectivos instrumentos financeiros vinculados é a seguinte:

	Passivo circulante		Passivo não circulante		Total
	Divida	Custos transação	Divida	Custos transação	
Saldos em 01 de janeiro de 2016	259.360	-	818.162	-	1.077.522
Encargos	79.847	-	79.847	-	159.694
Variação monetária e cambial	-	50.142	-	50.142	109.834
Transferências	198.039	-	(198.039)	-	-
Amortizações e pagamentos de juros	(323.034)	-	-	(323.034)	-
(-) Custos de transação	(232)	-	(458)	(690)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2016	213.980	669.807	883.787	-	1.767.574
Encargos	52.142	-	52.142	-	104.284
Variação monetária e cambial	924	20.059	20.059	-	20.983
Transferências	159.392	-	(159.392)	-	-
Amortizações e pagamentos de juros	(256.386)	-	(256.386)	-	-
(-) Custos de transação	(148)	-	(380)	-	(528)
Saldos em 31 de dezembro de 2017	169.904	530.094	699.998	-	1.399.996

Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	31/12/2017			31/12/2016		
	Debêntures	Custos transação	Total líquido	Debêntures	Custos transação	Total líquido
2018	-	-	-	154.519	(139)	154.380
2019	69.800	(97)	69.702	67.861	(106)	67.755
2020	153.558	(106)	153.452	149.295	(106)	149.189

declaração de dividendos propostos e juros sobre capital próprio da seguinte forma:

Deliberação	Provento	Valor	
		deliberado	Valor por ação ON PN
2017			
RCA de 12 de setembro de 2017	Dividendos intermediários 2017	139.557	0,68428089 0,75270898
RCA de 12 de setembro de 2017	JSCP intermediários 2017	96.976	0,47549656 0,52304621
		236.533	
2016			
RCAd 17 de fevereiro de 2017 retificada pela AGO de 07 de abril de 2017	Dividendos 2016	108.498	0,53199277 0,58519204
RCA de 14 de outubro de 2016	JSCP intermediários 2016	138.667	0,67991762 0,74790938
RCA de 13 de julho de 2016	Dividendos intermediários 2016	104.398	0,51189053 0,56307382
		351.563	

Conforme seu Estatuto Social, as ações ordinárias e preferenciais, sem valor nominal, têm direito a dividendos mínimos obrigatórios de 25% do lucro líquido ajustado, nos termos da Lei nº 6.404/76. A base de cálculo para os dividendos distribuídos é como segue:

	31/12/2017	31/12/2016
Dividendos		
Lucro líquido no exercício	374.425	351.688
Reversão avaliação atuarial - Plano de pensão	2.586	(125)
Reserva de retenção de lucro	(140.477)	-
Lucro líquido a distribuir (base para cálculo do dividendo)	236.534	351.563
Média ponderada do número de ações ordinárias	91.881	91.881
Média ponderada do número de ações preferenciais ajustadas (+10%)	112.066	112.066
Valor por ação ordinária	1,159782	1,72441
Valor por ação preferencial	1,275768	1,89685

A movimentação dos saldos de dividendos e juros sobre capital próprio a pagar é como segue:

	2017	2016
Saldos iniciais em 01 de janeiro	117.879	98.279
Dividendos e juros sobre o capital próprio:		
Declarados	345.031	315.713
Imposto de renda retido na fonte – IRRF	(14.546)	(20.800)
Pagos no exercício	(448.352)	(275.313)
Saldos finais em 31 de dezembro	12	117.879

Os dividendos e juros sobre o capital próprio, não reclamados no prazo de três anos, são revertidos para a Companhia. **Outros Resultados Abrangentes:** Estão sendo reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes os ajustes decorrentes da mudança no conceito de retornos esperados sobre ativos e passivos atuariais de benefício pós-emprego, líquidas dos efeitos tributários. Também estão classificados em outros resultados abrangentes, as operações de *Hedge Accounting* relacionados a garantia de empréstimos em moeda estrangeira. Os valores serão reconhecidos no resultado à medida que as operações se realizarem, conforme determinado pela norma contábil, mostrado na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido.

19. RECEITA LÍQUIDA

Segue a composição da receita líquida por natureza e suas deduções:

	2017	2016
Fornecimento de energia elétrica	(a) 4.466.259	4.762.689
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b) 422.501	325.030
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	(c) 2.616.025	2.761.675
Valores a Receber / Compensar da Parcela A e Outros Itens Financeiros	(d) 825.499	(420.539)
Receita de construção da infraestrutura da concessão	434.338	410.253
Outras receitas	(e) 99.480	111.148
Total receita bruta	8.864.102	7.950.256
(-) Deduções da receita bruta	(f) (3.052.607)	(3.195.276)
Total receita operacional líquida	5.811.495	4.754.980

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

	MWh (°)		R\$	
	2017	2016	2017	2016
Consumidores:				
Residencial	4.515.733	4.214.933	2.753.009	2.820.853
Industrial	6.786.080	6.473.128	966.052	1.477.375
Comercial	2.668.620	2.544.759	1.383.462	1.527.333
Rural	1.034.847	970.162	384.042	384.683
Poder público	325.096	313.569	190.006	193.524
Iluminação pública	526.546	482.523	189.184	181.710
Serviço público	824.746	738.799	234.725	246.965
Fornecimento não faturado			32.502	(97.704)
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor cativo (1)			(2.007.670)	(2.238.126)
Subvenção à tarifa social baixa renda			340.947	266.076
Total			4.466.259	4.762.689

(°) Informações não auditadas. (1) Em atendimento ao Despacho ANEEL n° 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	608.355	523.549
Receita de Uso - Consumidor cativo*	2.007.670	2.238.126
	2.616.025	2.761.675

(*) Vide comentários nota (a), acima.

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

	2017	2016
CVA		
Energia	696.955	(506.048)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	(175.963)	69.981
Neutralidade dos encargos setoriais	(66.246)	84.739
Outras CVA's	22.390	(250.973)
Outros Itens Financeiros		
Sobrecontratação	(86.981)	96.678
Risco Hidrológico	419.439	90.666
Outros itens financeiros	15.905	(5.582)
Total	825.499	(420.539)

(e) **Outras Receitas:**

	2017	2016
Renda da prestação de serviços	3.177	2.990
Arrendamentos e aluguéis	19	52
Serviço taxado	2.035	1.866
Valor justo ativo indenizável da concessão (*)	8.051	8.084
Taxa de iluminação pública	37.149	59.839
Outras receitas	49.049	38.317
	99.480	111.148

(*) 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
Impostos e contribuições		
ICMS	1.208.535	1.325.390
PIS	123.149	127.354
COFINS	567.228	586.584
ISS	523	528
Encargos Setoriais		
Conta de desenvolvimento energético – CDE (*)	810.166	973.454
Programa de Eficientização Energética – PEE	26.367	24.551
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	10.547	9.905
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	15.820	13.587
Encargos do Consumidor – CCRBT	290.272	132.322
Outros	-	1.601
Total	3.052.607	3.195.276

(*) Vide nota 14 (a).

20. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS DO SERVIÇO

20.1. Custo de Energia Elétrica

	MWh (°)		R\$	
	2017	2016	2017	2016
Energia comprada para revenda				
Ambiente de Contratação Regulado – ACR (Leilões)	9.407.775	11.028.862	2.135.060	2.141.907
Contratos bilaterais	259.809	267.824	56.003	54.540
Contratos por cotas de garantia física	3.569.955	3.519.827	216.443	219.548
Cotas das Usinas Angra I e Angra II	527.551	528.997	117.513	99.891
Mercado de Curto Prazo	288.783	-	602.398	94.299
PROINFA	275.520	-	118.751	131.867
(-) Créditos de PIS e COFINS	-	-	(345.692)	(266.926)
Custos Variáveis do MCP	-	-	493.989	95.281
	14.329.393	15.645.781	3.394.465	2.570.407

Encargos de uso dos sistemas de distribuição

Encargos de rede básica	481.049	296.321
Encargos de conexão	41.671	15.308
Encargo de uso do sistema de distribuição	53.317	35.856
Encargo de serviço do sistema - ESS	21.942	19.907
Encargos de energia de reserva - EER	(91.442)	130.837
(-) Créditos de PIS e COFINS	(46.818)	(46.871)
	459.719	451.358
Total	3.854.184	3.021.765

(*) Informações não auditadas.

20.2. Custo de operação e despesas operacionais

Custo / Despesas	Ref.	2017		2016		
		Custos dos serviços	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Total	Total
Pessoal	(a)	290.901	6.486	34.875	332.262	291.244
Administradores		-	-	21.109	21.109	13.868
Material		37.546	-	361	37.907	36.329
Serviços de terceiros		89.877	17.457	31.535	138.869	138.349
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica – TFSEE		6.371	-	6.371	6.527	-
Depreciação e amortização	(b)	177.296	-	-	177.296	172.392
Arrendamentos e aluguéis		9.779	-	9.779	10.745	-
Tributos		1.752	-	1.752	4.077	-
Provisões líquidas - PCLD		82.242	-	82.242	84.937	-
Perdas contas a receber/consumidores	(19.157)	-	-	(19.157)	(11.748)	-
Alienação/Desativação de bens e direitos		-	-	15.186	15.186	16.824
Outros custos e despesas/receitas	(c)	(36.566)	82.300	(22.054)	23.680	(79.535)
Total custos / despesas		655.227	106.243	65.826	827.296	684.009

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

	2017	2016
Remunerações	178.128	163.517
Encargos sociais	21.433	21.264
Auxílio alimentação	39.646	37.102
Convênio assistencial e outros benefícios	72.549	59.268
Rescisões	48	1.144
Férias e 13º salário	43.526	41.963
Plano de saúde	35.569	30.311
Participação nos lucros e resultados	31.157	31.404
(-) Transferências para ordens	(89.794)	(94.729)
	332.262	291.244

(b) **Amortização:**

	2017	2016
Quota de amortização no exercício	177.296	172.392
Total	177.296	172.392

(c) **Outros custos e despesas:**

	31/12/2017	31/12/2016
Seguros	1.469	1.193
Recuperação de despesa	23	29
Transporte	204	193
Órgãos de classe do setor elétrico	2.100	2.085
Consumo próprio de energia elétrica	3.695	3.922
Propaganda e publicidade	1.034	1.502
Indenização processos cíveis e fiscais	90	(82.127)
Alimentação	659	1.114
Multas Regulatórias	10.248	15.142
Multas recebida por inadimplência	(22.054)	(24.999)
Outros	41.398	18.735
Total	38.866	(62.711)

21. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2017	2016
Receitas financeiras		
Renda de aplicações financeiras	68.295	118.122
Juros e encargos sobre contas de energia em atraso	52.396	81.016
Atualização do ativo financeiro setorial	-	87
(-) PIS e COFINS sobre receita financeira	(9.513)	(13.979)
Outras receitas financeiras	13.343	16.952
	124.521	202.198

Despesas financeiras

Encargos de dívida	(131.470)	(135.201)
Variações monetárias e cambiais – Dívida IOF	(110.140)	(182.937)
Atualização do passivo financeiro setorial	(526)	(2.154)
Atualização contingências	(3.568)	-
Outras despesas financeiras	(26.488)	(31.562)
	(10.134)	(11.528)
	(282.326)	(363.382)
	(157.805)	(161.184)

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:

Ref.	Ativo / (Passivo)		Receita / (Despesa)	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Compra de Energia				
(a)	(344)	(355)	(3.007)	(2.833)
(a)	-	(125)	-	(997)
(a)	-	(93)	-	(74)
(a)	(11.129)	(6.256)	(90.525)	(24.827)
(a)	(1.619)	(1.668)	(14.134)	(13.314)
(a)	(89)	(105)	(1.007)	(1.167)
(a)	-	(65)	-	(519)
(a)	-	(65)	-	(519)
(a)	(1.819)	(1.566)	(17.360)	(19.609)
(a)	-	-	(187)	-
(a)	-	-	(172)	-
(a)	-	-	(129)	-
	(15.000)	(10.298)	(126.521)	(64.533)

Uso e Conexão do Sistema de Transmissão (TUST) e (CUST)

(b)	(52)	(9)	(357)	(317)
(b)	(6)	-	(48)	(40)
(b)	(43)	-	(380)	-
	(101)	(9)	(785)	(357)

Serviços Administrativos

(d)	-	(593)	-	(4.544)
-----	---	-------	---	---------

f) Estimativa a Valor Justo: O quadro a seguir apresenta os valores contábil e justo dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2017 e de 2016:

Nível (*)	31/12/2017		31/12/2016	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Ativos financeiros (Circulante / Não circulante)				
Empréstimos e recebíveis				
	1.720.058	1.720.058	1.271.134	1.271.134
Contas a receber de clientes e outros	2	1.395.950	1.395.950	1.271.134
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	3	324.108	324.108	-
Mantidos até o vencimento				
	5.646	5.646	10.716	10.716
Títulos e valores mobiliários	2	5.646	10.716	10.716
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado				
	677.291	677.291	1.048.361	1.048.361
Caixa e equivalentes de caixa	2	501.530	899.313	899.313
Swap de taxa de juros	2	175.761	149.048	149.048
Disponível para venda				
	1.307.440	1.307.440	1.074.026	1.074.026
Concessão do Serviço Público – Indenização	3	1.307.440	1.074.026	1.074.026
Passivos financeiros (Circulante / Não circulante)				
Mensurado pelo custo amortizado				
	2.292.336	2.273.596	2.084.464	2.107.927
Fornecedores	2	710.340	418.415	418.415
Empréstimos e financiamentos	2	881.998	607.693	607.693
Debêntures	2	699.998	883.787	907.250
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	3	-	174.569	174.569
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado				
	1.396.210	1.396.210	1.241.398	1.241.398
Empréstimos e financiamentos	2	1.396.058	1.241.398	1.241.398
Swap de taxa de juros	2	152	-	-

(*) Refere-se à hierarquia para determinação do valor justo.

O nível de mensuração de cada instrumento financeiro respeita a seguinte hierarquia de valor justo: Nível 1 para preços cotados sem ajustes em mercados ativos para instrumentos idênticos aos da Companhia; Nível 2 para informações observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente, exceto preços cotados incluídos no nível anterior; e Nível 3 para dados não observáveis para o instrumento em questão. A Companhia entende que valor justo de contas a receber e fornecedores, por possuir a maior parte dos seus vencimentos no curto prazo, já está refletido em seu valor contábil. Assim como para os títulos e valores mobiliários classificados como mantidos até o vencimento. Nesse caso a Companhia entende que o seu valor justo é similar ao valor contábil registrado, pois estes têm taxas de juros indexadas à curva DI (Depósitos Interfinanceiros) que reflete as variações das condições de mercado. Para os passivos financeiros classificados e mensurados ao custo amortizado a metodologia utilizada é a de taxas de juros efetiva. Essas operações são bilaterais e não possuem mercado ativo nem outra fonte similar com condições comparáveis já apresentadas que possam ser parâmetro a determinação de seus valores justos. Dessa forma, os valores contábeis refletem o valor justo da operação. Para os passivos financeiros (empréstimos) classificados como mensurados a valor justo incluindo os instrumentos financeiros derivativos com a finalidade de proteção (*hedge*), a Companhia mensura o valor justo através do valor presente dos fluxos projetados considerando características contratuais de cada operação. A metodologia adotada consiste em calcular o valor presente dos fluxos futuros da dívida e das pontas ativa e passiva do *swap*. A Companhia entende que adotando a metodologia descrita acima reflete o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração. A mensuração contábil da indenização e dos recebíveis decorrente da concessão é feita mediante a aplicação de critérios regulatórios contratuais e legais. Para esses ativos não existe mercado ativo, e uma vez que todas as características contratuais estão refletidas nos valores contabilizados. A Companhia entende que o valor contábil registrado reflete os seus valores justos.

24. COMPROMISSOS

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

Vigência	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022
De 2018 a 2028	2.658	3.036	2.766	2.882	2.999	37.725

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.

25. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

A Companhia patrocina os planos de complementação de aposentadoria e pensão, na modalidade Benefício Definido, para seus empregados ativos, aposentados e pensionistas e seus dependentes legais. Planos de Benefícios Previdenciários: A Companhia é patrocinadora da Fundação CESP de Previdência Complementar – FUNCESP mantenedora dos planos previdenciários: PSAP/CESP B; Benefício Suplementar Proporcional Salgado – BSPS, que corresponde aos benefícios assegurados aos empregados vinculados ao plano vigente até 31 de dezembro de 1997, ou seja, antes da implantação do plano misto, calculado proporcionalmente até aquela data. Este plano está fechado para novas adesões. PSAP/CESP B1: Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão Elektro – PSAP Elektro, iniciado em 1º de janeiro de 1998, sendo um plano misto, cuja meta de benefício é a integralidade do salário na aposentadoria, sendo 70% do salário real de contribuição como Benefício Definido e 30% como Contribuição Definida. Quando o Plano PSAP/CESP B1 foi criado, a transferência do Plano PSAP/CESP B para PSAP/CESP B1 foi ofertada aos participantes. Aqueles que migraram adquiriram o direito de receber o benefício salgado (BSPS) proporcional ao tempo que contribuíram para o plano anterior, podendo destinar esse recurso como contribuição ao novo plano ou aguardar a elegibilidade ao benefício, sem a acumulação de nenhum outro benefício adicional no futuro. As contribuições pagas ou provisionadas para o exercício foram as seguintes:

	31/12/2017	31/12/2016
Despesas Operacionais	4.292	3.994
	4.292	3.994

As principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 31 de dezembro de 2017 e de 2016 foram:

	Benefício Definido	2017	2016		
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial		10,10%	11,03%		
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano		10,10%	11,03%		
Índice estimado de aumento nominal dos salários		6,60%	7,63%		
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios		4,50%	5,00%		
Taxa estimada de inflação no longo prazo		4,50%	5,00%		
Taxa de rotatividade esperada	Experiência Fundação CESP 2012	Experiência Fundação CESP 2012			
Tábua da biométrica de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000			
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	AT-49 masculina	AT-49			
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Ligth-fraca	Ligth-fraca			
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade			
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	69.908	74.451	254.004	526.327	924.690

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:

	31/12/2017	31/12/2016
Valor reconhecido no balanço patrimonial da empresa		
Benefícios de previdência – Benefício definido	157.927	135.848
Efeito do limite de reconhecimento de <i>superávit</i>	(157.927)	(135.848)
	-	-

	3.918	(188)
Valores reconhecidos na Demonstração de Resultado do exercício:		
Benefícios de previdência – Benefício definido	3.918	(188)
	3.918	(188)

	(3.918)	188
Valores reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:		
Benefícios de previdência – Benefício definido	(3.918)	188
	(3.918)	188

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	Planos de Previdência Complementar	Benefício Definido
	31/12/2017	31/12/2016
Custo do serviço corrente	7.560	3.243
Custo dos juros	(392)	(408)
Contribuições pagas pela patrocinadora	(3.250)	(3.023)
Valores reconhecidos no resultado	3.918	(188)

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas da Elektro Redes S.A.
Campinas - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Elektro Redes S.A. (“Companhia”) que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Elektro Redes S.A. em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

(a) Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

(Consulte a nota explicativa 6 às demonstrações financeiras)

A receita não faturada reconhecida pela Companhia corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores. O reconhecimento da receita leva em consideração, além do volume de energia fornecida, dados históricos e julgamentos da Administração acerca da estimativa de consumo de sua área de concessão. Devido à relevância dos valores e do julgamento envolvido, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Availamos o desenho e efetividade dos controles internos, considerados relevantes, relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas utilizados na administração das informações que suportam os dados utilizados para cálculo da estimativa. Avaliamos as principais premissas utilizadas pela Administração no desenvolvimento de tal estimativa, validamos os dados utilizados como base para o cálculo da estimativa, tais como volume de energia distribuída, volume de energia faturada, etc. e efetuamos recálculo da valorização da receita de energia distribuída e não faturada, e confrontamos com os valores reconhecidos pela Companhia. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada é aceitável no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

(b) Valorização dos Ativos Financeiros da Concessão e do Intangível

(Consulte a nota explicativa 10 às demonstrações financeiras)

A parcela dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão é classificada como ativo financeiro de concessão, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. Os direitos de uso dos bens vinculados ao contrato de serviço de concessão amortizáveis até o prazo final da concessão são reconhecidos como ativo intangível. Existe o risco de que a bifurcação entre ativo financeiro e ativo intangível apresente distorções atribuídas a erros devido ao volume de transações e natureza dos itens registrados pela Companhia. A ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica considera a infraestrutura de distribuição também como base para determinação da tarifa para cada ciclo tarifário e representa a indenização a ser paga pelo Poder Concedente ao final da concessão para o concessionário.

Devido ao volume de transações, à relevância dos valores envolvidos e à avaliação da bifurcação entre ativo financeiro e ativo intangível que envolve complexidade e julgamento por parte da Companhia e que pode impactar o valor desses ativos nas demonstrações financeiras, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a avaliação do desenho e, efetividade operacional dos controles internos chave relacionados aos investimentos realizados e a bifurcação desses investimentos entre ativo financeiro e ativo intangível. Avaliamos como a Companhia determinou que o ativo financeiro reflete o valor residual que ela espera seja recebido ao final da concessão e se o intangível reflete o valor do investimento a ser recuperado via tarifa pela utilização do serviço público, dentro do período da concessão estabelecido. Adicionalmente, analisamos a mensuração do ativo financeiro com base na atualização da base de remuneração associada aos ativos existentes em operação de acordo com o último ciclo tarifário da Companhia, em linha com o Manual de Procedimentos de Regulação Tarifária aprovado pela ANEEL. Realizamos inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício. Também avaliamos as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que a mensuração e divulgação dos Ativos Financeiros da Concessão e do Intangível é aceitável no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

(c) Provisões para riscos fiscais, trabalhistas e cíveis

A Companhia é parte em diversos processos fiscais, trabalhistas e cíveis e exerce julgamento relevante na determinação dos montantes que devem ser reconhecidos como provisão para contingências, bem como na divulgação de processos não provisionados, em que a expectativa de perda é considerada como possível e na avaliação das perdas remotas que não requerem nem provisão e nem divulgação. Portanto, há julgamento que envolve reconhecimento, mensuração e/ou divulgação de passivos ou passivos contingentes, onde um resultado desfavorável em tais processos, individualmente ou no agregado, pode ter um efeito relevante nas demonstrações financeiras, no caso de reversão em relação ao tratamento contábil adotado. Devido à relevância, complexidade e julgamento envolvidos na avaliação, mensuração, definição do momento para o reconhecimento e divulgações relacionadas às Provisões e Passivos Contingentes, consideramos esse assunto relevante para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a avaliação do desenho e dos controles internos chave relacionados a identificação, avaliação, mensuração e divulgação das Provisões e Passivos Contingentes. Obtivemos a lista de consultores legais que representam a Companhia nos processos judiciais e administrativos, enviamos cartas de confirmação diretamente para os advogados externos, a fim de obter a avaliação dos mesmos sobre as causas em que a Companhia figura como ré. Comparamos as respostas das cartas enviadas com os registros contábeis e divulgações, e para os casos considerados mais relevantes efetuamos comparação com jurisprudência existente. Para os valores mais significativos, com o auxílio de nossos especialistas de impostos, avaliamos a documentação que suporta as opiniões legais emitidas e os aspectos legais e tributários da legislação brasileira, para entendimento do mérito e argumentação que orientou a Companhia sobre a classificação das perdas e a mensuração dos valores. Analisamos também se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras estão de acordo com as regras aplicáveis e fornecem informações sobre a natureza, exposição e valores provisionados ou divulgados relativos aos principais processos fiscais, cíveis e trabalhistas em que a Companhia está envolvida.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que as provisões e divulgações são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

(d) Valorização dos instrumentos financeiros derivativos

Consulte a nota explicativa 23 das demonstrações financeiras

A Companhia capta empréstimos, cujas condições a expõem a riscos relacionados a oscilações de moeda estrangeira. De forma a mitigar tal exposição, a Companhia contrata instrumentos financeiros derivativos, swaps de câmbio. Os instrumentos financeiros derivativos, incluindo os instrumentos designados para proteção de risco (*hedge* de valor justo) e determinados instrumentos de dívida designados a valor justo por meio do resultado são valorizados utilizando técnicas de valorização que geralmente envolvem o exercício de julgamento, uso de

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

	Planos de Previdência Complementar
	Benefício Definido
Em 01 de janeiro de 2016	870.054
Custo do serviço corrente	3.243
Custo dos juros	101.325
Contribuições dos participantes do plano	3.573
Benefício pago pelo plano	(63.705)
Premissas demográficas	-
Premissas financeiras	170.306
Experiência do plano	61.670
Em 31 de dezembro de 2016	1.146.466
Custo do serviço corrente	7.560
Custo dos juros	122.806
Contribuições dos participantes do plano	3.806
Benefício pago pelo plano	(63.465)
Premissas demográficas	(450)
Premissas financeiras	43.051
Experiência do plano	(68.342)
Em 31 de dezembro de 2017	1.191.432

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

	Planos de Previdência Complementar
	Benefício Definido
Em 01 de janeiro de 2016	1.141.219
Receita de juros sobre os ativos do plano	134.46
Contribuições do empregador	3.02
Contribuições de empregados	3.573
Benefícios pagos	(63.705)
Juros sobre valor justo	63.741
Em 31 de dezembro de 2016	1.282.314
Receita de juros sobre os ativos do plano	138.182
Contribuições do empregador	3.250
Contribuições de empregados	3.806
Benefícios pagos	(68.342)
Juros sobre valor justo	(9.851)
Em 31 de dezembro de 2017	1.349.359

Custo do plano previdenciário do benefício definido para 2017:

	Plano Benefício Definido
Custo do serviço corrente	7.560
Custo dos juros	(392)
Custo da obrigação (ORA)	(3.918)
Custo total da obrigação	3.250

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	Importância Segurada	Prêmio
Riscos Operacionais e Multirriscos	30/05/2017 a 30/05/2018	1.219.236	682.138
Responsabilidade Civil Terceiros	31/05/2017 a 31/05/2018	44.000	524.076
Proteção de Dados e Responsabilidade Cibernética – CyberEdge	01/02/2017 a 01/02/2018	32.188	151.434
Riscos Diversos - Terrorismo	31/05/2017 a 31/05/2018	166.500	214.414
Veículos	02/10/2017 a 02/10/2018	-	28.091

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

27. EVENTOS SUBSEQUENTES

27.1. Empréstimos e financiamentos: Em 04 de Janeiro de 2018, a Companhia realizou captação de recursos por meio de empréstimo realizado junto ao banco *Scotiabank*, com base na Resolução 4.131 do Banco Central do Brasil. A operação foi contratada no valor total de R\$ 248.700, com juros amortizados trimestralmente com início em 05/07/2018 à taxa de 2,94% ao ano e amortização de principal no vencimento do contrato em 04/01/2021. Com o objetivo de eliminar o risco de variação cambial da captação em moeda estrangeira, foi contratada operação de *swap* com mesmo fluxo de liquidação do financiamento, cuja contraparte é o próprio Banco *Scotiabank*. No contrato de *swap*, a posição ativa da empresa está indexada à variação do dólar americano acrescida de 3,46% ao ano até 04/01/2021. A posição passiva, neste mesmo contrato, está indexada a 10,5% do CDI.

COMPOSIÇÃO DA DIRETORIA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017

Giancarlo Vassão de Souza Diretor Presidente
Simone Borsato Diretora Executiva de Controladoria, Financeira e de Relações Com Investidores
Giancarlo Vassão de Souza Diretor Executivo de Operações
Cristiane da Costa Fernandes Diretora Executiva de Assuntos Regulatórios e Institucionais
André Augusto Telles Moreira Diretor Executivo Comercial e Suprimento de Energia
Jessica de Camargo Reaach Diretora Executiva Jurídica
Juliano Pansanato de Souza Gerente Executivo de Controladoria
Roberta Lentini Lourenço Contadora CRC 1SP292773/O-6

COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017

Presidente Armando Martinez Martinez
Conselheiros Juan Manuel Eguagaray Uclay José Izaguirre Nazar Mario José Ruiz-Tagle Larrain Vicente Donizeti dos Santos

premissas e estimativas. Devido à relevância, complexidade e julgamento envolvidos na avaliação e mensuração dos instrumentos financeiros, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos incluíram, dentre outros, testes de controles internos sobre o processo de identificação, valorização e gerenciamento desses instrumentos financeiros. Obtivemos a lista das instituições financeiras com as quais a Companhia detém contratos de instrumentos financeiros e obtivemos cartas de confirmação sobre os saldos em aberto. Com o auxílio dos nossos especialistas em instrumentos financeiros, avaliamos os modelos desenvolvidos pela Companhia para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros derivativos e instrumentos de dívida designados a valor justo por meio do resultado utilizando dados observáveis, como preços cotados em mercados ativos ou fluxos descontados com base em curvas de mercado. Efetuamos avaliação quanto à adequação das divulgações feitas nas demonstrações financeiras, em especial em relação as análises de sensibilidade, risco de câmbio e a classificação dos instrumentos.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que a valorização dos instrumentos financeiros derivativos é aceitável no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo está de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório do auditor

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração. Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório. Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse