

NEOENERGIA. O FUTURO A GENTE FAZ AGORA.

EBITDA: R\$ 5,7 BILHÕES

LUCRO: R\$ 2,2 BILHÕES

**R\$ 3,7 BILHÕES:
O MAIOR IPO NA B3 DESDE 2007**

**DISCIPLINA DE CUSTOS:
CRESCIMENTO ABAIXO DA INFLAÇÃO**

**MERCADO: CRESCIMENTO
DE 4% DA ENERGIA INJETADA**

**TRANSMISSÃO: INÍCIO DAS ENTREGAS
DOS PROJETOS, ANTECIPANDO PRAZOS
E REDUZINDO CAPEX**



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO | 2019

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O ano de 2019 foi muito positivo para a Neoenergia. Além de alcançarmos os melhores resultados financeiros de nossa história, com um lucro líquido de R\$ 2,2 bilhões, lançamos com sucesso as ações da empresa na Bolsa de Valores de São Paulo, alcançando uma valorização de quase 60% em 6 meses. Estes feitos atestam nossa consistência operacional e materializam nossa estratégia de expansão rentável e sustentável dos nossos negócios, focada na geração de energia renovável e no desenvolvimento de redes de transmissão e distribuição.

A geração operacional de caixa do Grupo, medida pelo EBITDA, superou R\$ 5,7 bilhões, um resultado 25,6% superior ao ano anterior. Já o lucro líquido apresentou uma evolução ainda mais expressiva, um aumento de 45,1% no mesmo período. Reafirmamos nosso compromisso com a gestão eficiente das despesas operacionais, que apresentaram trajetória 1,3 p.p. abaixo da inflação, absorvendo o crescimento de mercado e a expansão de nossos negócios. Seguimos também o plano de desalavancagem, refletido na redução do indicador “dívida líquida / EBITDA” em 15% ao longo de 2019, encerrando o ano em 3,0x.

Mantendo o compromisso com o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, investimos R\$ 4,4 bilhões, volume 15,7% superior ao empenho em 2018, dos quais 89% em redes e 7% em geração de energia renovável.

Em nosso negócio de redes, verificamos um crescimento da energia injetada de 4,0%, alavancado principalmente pelo crescimento da Coelba de 6,1%. Em 2019 consolidamos nossa trajetória de melhoria contínua da qualidade e reduzimos o DEC médio das distribuidoras em 1,7 horas, mantendo-as de forma estruturada, enquadradas nos limites regulatórios.

O índice de perdas das distribuidoras do grupo se manteve estável ao longo do ano, apesar de pequenas oscilações entre as diferentes empresas do Grupo. Destacamos ainda a melhora na cobertura tarifária da Elektro (aumento de 1,4 p.p.) estabelecida na 5ª Revisão Tarifária Periódica desta distribuidora.

A performance de nossas distribuidoras foi reconhecida pelo Prêmio ABRADÉE, onde Elektro e Cosern se classificaram como as duas melhores concessionárias do Brasil, enquanto Coelba e Celpe se destacaram por sua evolução em relação ao desempenho nos anos anteriores.

No segmento de transmissão seguimos com a ampliação de nosso portfólio e no leilão realizado em dezembro de 2019 arrematamos o lote 9, localizado no oeste da Bahia, que reforçará o suprimento da região. Reafirmando o compromisso com a eficiência na construção e gestão de ativos, concluímos entre dezembro de 2019 e janeiro de 2020, mais de 1 ano antes do prazo regulamentar e com investimentos significativamente menores que os estimados no edital do leilão, dos lotes arrematados no certame de abril/2017.

O ano também foi marcado pela expansão da nossa capacidade de geração renovável. No primeiro trimestre de 2019 concluímos a construção da usina hidroelétrica de Baixo Iguaçu, com capacidade instalada de 350 MW, e ao final do ano a usina de Belo Monte chegou a sua capacidade total de geração, 11.233 MW, concluindo o processo de construção da Usina.

Comprometidos com o combate às mudanças climáticas e com a economia de baixo carbono estamos expandindo nossa capacidade de geração eólica, com o desenvolvimento do complexo eólico Otis no Piauí, um parque eólico com 566,5 MW e um novo modelo de negócios caracterizado pela comercialização de 96% da energia no mercado livre. Destacamos também a antecipação do início da construção do complexo eólico de Chafariz, na Paraíba. Com a conclusão destes parques a Neoenergia alcança a marca de 90% de capacidade instalada renovável, um perfil ainda mais limpo que o da matriz elétrica brasileira.

Em virtude de nossa atuação sustentável e o desenvolvimento de projetos que respeitam o meio ambiente, realizamos em 2019 a maior emissão de debêntures verdes do país, conhecidas como *greenbonds*, um total de R\$1,3 bilhão, que somados às outras fontes de financiamento perfazem R\$ 10 bilhões em captações no ano, entre operações desembolsadas e contratadas. Grande parte destes recursos será alocada na expansão dos negócios de energias renováveis e Redes.

Engajados com a Agenda 2030 e o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (ODS), investimos no desenvolvimento das pessoas, da economia local e na redução de desigualdades. Em 2019, concluímos o primeiro ano de consolidação do Instituto Neoenergia, que reúne nossas iniciativas de apoio a projetos sociais, culturais e ambientais. Desta forma, através da gestão destes projetos, beneficiamos mais de 16 mil pessoas, equipamentos culturais, fauna e flora, iniciativas que, associadas ao programa de Voluntariado, contribuem para o engajamento de toda a organização com estes compromissos.

Outro projeto que gostaríamos de destacar é a Escola de Eletricistas, que tem nos permitido uma grande contribuição social na capacitação da população das comunidades onde atuamos e que amplia a oferta de profissionais habilitados a trabalhar em redes elétricas de forma segura, cabendo um destaque especial às duas primeiras escolas de eletricistas exclusivas para mulheres na Bahia e Pernambuco.

Para sustentar estes resultados contamos com um time engajado, focado na excelência operacional e alinhado ao propósito e valores da Neoenergia e, como acreditamos, que o desempenho é alavancado por nossos talentos, investimos no desenvolvimento profissional. Ao longo de 2019 fizemos 1.195 promoções, preenchemos 77% das vagas com recrutamento interno e realizamos mais de 739 mil horas de capacitação. Ressaltando também nossos valores de integridade e responsabilidade, fomos reconhecidos pela Controladoria-Geral da União (CGU) e Apex-Brasil, pelo terceiro ano consecutivo, com o Selo Pro-Ética, o que simboliza nossa jornada contínua e o empenho de todos os colaboradores. Essa trajetória de entrega e credibilidade são as alavancas que impulsionaram o sucesso do nossa estrela na B3 e o consequente aumento do valor das ações. Continuamos recebendo recomendação positiva dos analistas e o volume médio de R\$ 67 milhões por dia garante a liquidez de nosso papel.

Finalmente, gostaríamos de agradecer o esforço, compromisso e dedicação de todo o time da Neoenergia e a confiança de nossos acionistas que acreditam em nosso potencial. Asseguro que os bons resultados da Companhia não estarão circunscritos a 2019. Baseado em uma sólida estratégia de crescimento sustentável e em uma atuação consistente e responsável continuaremos criando valor a todos os nossos *stakeholders*.

1. PERFIL CORPORATIVO E ORGANOGrama SOCIETÁRIO

A Neoenergia S.A. (“Neoenergia” ou “Grupo”) é uma sociedade por ações de capital aberto, presente em 18 estados brasileiros, e atua como holding, com participação majoritária no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de Distribuição, Transmissão, Geração e Comercialização de Energia Elétrica. Na atividade de Distribuição, a Neoenergia controla quatro Distribuidoras, sendo três na região Nordeste – COELBA, CELPE, e COSERN – e uma na região Sudeste – Elektro Redes.

Em 01 de julho de 2019, a Companhia realizou uma oferta pública inicial de ações (Initial Public Offer – IPO), na qual listou suas ações no nível mais elevado de exigência de Governança Corporativa, o segmento do Novo Mercado da B3. A partir de então, as ações da Neoenergia passaram a ser negociadas sob o *ticker* NEOE3.

Em 31 de dezembro de 2019, a estrutura societária da Neoenergia era composta por 51,04% de participação da Iberdrola, 30,29% de participação da PREVI e 18,67% de *free float*.

2. AMBIENTE MACROECONÔMICO

O ano de 2019 se iniciou com uma alta taxa de desemprego e baixo índice de utilização da capacidade da indústria, fazendo com que a economia operasse com alto nível de ociosidade dos seus fatores de produção. O início da agenda de reformas, marcado pela aprovação da reforma da Previdência, a redução das taxas de juros, a inflação controlada, aliado a estímulos pontuais como a liberação de recursos do FGTS e PIS-PASEP, contribuíram para que a economia brasileira, no segundo semestre, apresentasse – ainda que de forma tímida – os primeiros sinais de recuperação. No cenário externo, o ambiente se mostrou relativamente favorável para economias emergentes, potencializado pela provisão de estímulos monetários nas principais economias.

No que se refere à inflação, segundo o IBGE, o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) encerrou o ano 2019 em 4,31% (3,75% em 2018). Com relação ao IGP-M (Índice Geral de Preços ao Mercado), o índice acumulou alta de 7,30% de janeiro a dezembro de 2019, segundo o Instituto Brasileiro de Economia (FGV IBRE), ficando em um patamar mais baixo do que os 7,54% registrados no ano anterior. A Taxa Selic finalizou 2019 em 4,50% a.a. (vs. 6,50% a.a. registrado no final de 2018), seguindo a trajetória de queda que vem ocorrendo desde 2015, além de registrar o menor patamar histórico.

No mercado de energia, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, houve um aumento do consumo de energia em 1,3% no comparativo de 12 meses. Esse aumento se deve principalmente em função da elevação do consumo nas classes comercial e residencial, impulsionada pela ocorrência de altas temperaturas nas regiões Sudeste, Sul e Centro-oeste e pela melhora gradual da economia, que impulsionou o consumo das famílias.

3. AMBIENTE REGULATÓRIO

3.1. Aspectos Gerais

3.1.1. Modernização do Setor

A indústria da energia elétrica está passando por profundas transformações no Brasil e no mundo. O consumidor está cada vez mais empoderado, novas soluções tecnológicas surgem a cada dia e temos cada vez mais a necessidade de inserção da energia renovável, com presença crescente na matriz energética brasileira.

Em 4 de abril de 2019, através da Portaria nº 187, foi instituído pelo Ministério de Minas e Energia (“MME”) o Grupo de Trabalho para Modernização do Setor. Ao longo de 2019 foram promovidos workshops e consultas públicas sobre os temas diversos, desde sustentabilidade da distribuição até mecanismos de suporte à expansão da geração, como separação entre lastro e energia.

Nessa linha tramitam no Legislativo duas propostas de reforma do Setor Elétrico: o PL 1.917/2015, na Câmara dos Deputados, e o PLS 232/2016, no Senado Federal. Uma das ações concretas no sentido do que se pretende com a modernização foi a publicação, em 12 de dezembro de 2019, pelo MME da Portaria nº 465, reduzindo os limites para acesso dos consumidores ao mercado livre de energia. De acordo com a nova Portaria, a partir de 1º de janeiro de 2021 o limite passará a ser 1.500 kW, a partir de 1º de janeiro de 2022, 1.000 kW e a partir de 1º de janeiro de 2023, 500 kW. Antes da publicação dessa Portaria o limite era 2.500 kW e a partir de 1º de janeiro de 2020 passa a ser 2.000 kW. A Portaria definiu ainda que, até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas necessárias para permitir a abertura do mercado para consumidores com carga inferior a 500 kW.

3.2. Redes

3.2.1. Distribuidoras

3.2.1.1. Tarifas

No ano de 2019 ocorreram Reajuste Tarifário Anual para COELBA, COSERN e CELPE e Revisão Tarifária Periódica para ELEKTRO.

COELBA, CELPE e COSERN Em 2019, Coelba, Celpe e Cosern passaram pelo processo de Reajuste Tarifário Anual. As novas tarifas entraram em vigor a partir de abril de 2019, com vigência até 21 de abril de 2020. O efeito médio percebido pelos consumidores cativos em relação à tarifa anteriormente praticada foi um aumento de 6,22% para os clientes da COELBA, 5,04% para os clientes da CELPE e 4,73% para os clientes da COSERN.

ELEKTRO Em 20 de Agosto de 2019, a ANEEL aprovou o resultado da 5ª Revisão Tarifária Periódica da ELEKTRO, que vigora desde 27 de agosto de 2019. A Parcela B, já líquida de outras receitas, atingiu R\$1.627 milhões (aumento de 5% considerando o mercado do ano teste). Descontando receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, a Parcela B foi de R\$1.584 milhões. A Parcela A, apresentou redução em virtude da incidência de menores encargos da CDE, assim como do término de relevante componente financeiro do último processo tarifário de 2018. O efeito médio a ser percebido pelo consumidor neste processo tarifário foi uma redução de 8,32%.

Para a Base de Remuneração Líquida, o valor aprovado foi de R\$ 3.905 milhões, a valores de agosto de 2019, refletido um reconhecimento de 97,9% dos investimentos realizados. Quanto às Perdas Regulatórias reconhecidas na tarifa da Companhia, a ANEEL estabeleceu o novo percentual de 8,03%, no lugar de 6,6%, ficando o limite atual mais aderente à realidade da área de concessão da ELEKTRO.

3.2.1.2. Discussões Tarifárias ocorridas ao longo do ano

Durante o ano de 2019 ocorreram ainda discussões importantes sobre aprimoramentos no Custo Médio Ponderado de Capital – WACC. Custos Operacionais Regulatórios e Fator X a serem aplicados nos próximos anos, dentre outras. A seguir são destacadas as de maior relevância em 2019.

3.2.1.2.1. Taxa Regulatória de Remuneração do Capital – WACC

Em outubro de 2019 a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 26/2019 com o objetivo de obter subsídios para definição de metodologia de cálculo e atualização do WACC. Pela primeira vez, a ANEEL calculou o custo médio ponderado de capital para os três segmentos simultaneamente: geração, transmissão e distribuição. Dentre as propostas apresentadas pela ANEEL estão: (i) a padronização das janelas entre segmentos e atualização anual dos dados; (ii) adoção de uma taxa livre de risco nacional (NTNB), dispensando uso de risco país (já estaria embutido); e debêntures do setor elétrico brasileiro para definir taxa de capital de terceiros; (iii) estrutura de capital teórica considerando uma relação ótima de Dívida Líquida sobre o EBITDA equivalente a 2,5; e (iv) a definição de um prêmio de risco adicional para o segmento de distribuição. Ainda não houve decisão da ANEEL sobre o tema.

3.2.1.2.2. Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais Regulatórios

Em maio de 2019 a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 11/2019 para obter subsídios acerca da metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais Regulatórios, a ser aplicada, a partir de 2020, aos processos de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica. O objetivo foi aprimorar a metodologia de cálculo dos custos operacionais regulatórios para estabelecer um critério adequado para a definição destes custos de modo que estejam alinhados com um objetivo de longo prazo de promover incentivos para eficiência do setor com um todo. A Consulta Pública consistiu basicamente em levantar uma série de perguntas técnicas para que as distribuidoras respondessem, ou seja, não havia inicialmente propostas por parte da ANEEL.

3.2.1.2.3. Fator X - Ganhos de Eficiência e Produtividade

Em abril de 2019, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 07/2019 para discutir a necessidade de refinamento da desvinculação entre receita e custos que ocorre no atual regime de tarifas (price cap, onde se define a tarifa e não a receita). Atualmente o valor da Parcela B é atualizado pela diferença entre o índice da variação da inflação, na maioria dos casos o IPCA, e o Fator X. Sem tal refinamento, estariam mantidos percentuais regulatórios de produtividade que não guardam relação com o histórico recente de variação do mercado ou com o compartilhamento de benefícios aos consumidores por ganhos de escala ou evolução técnica e tecnológica.

Em outubro de 2019, a ANEEL deu sequência às discussões abrindo a Consulta Pública nº 23/2019, onde propôs um mecanismo que considera os ganhos de produtividade dos últimos seis anos que antecederam o processo tarifário em processamento, buscando equilíbrio entre conjuntura e estabilidade. Caso aprovados, os ajustes na metodologia serão aplicados nos processos tarifários (reajustes ou revisões) a partir de 2020.

3.2.1.2.4. Atualização do Banco de Preços Referenciais do segmento de Distribuição de energia

Em setembro de 2019 a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 36/2019 para o aprimoramento da proposta de atualização do Banco de Preços Referenciais do segmento de distribuição de energia elétrica, conforme disposto no PRORET. A proposta apresentada pela ANEEL é a de atualização dos valores dos Componentes Menores e dos Custos Adicionais e redistribuição dos grupamentos de empresas, a partir do posicionamento das empresas de pequeno porte e da divulgação de novos valores dos módulos do Banco de Preço Referencial, considerando apenas atualização dos preços praticados até então. Ainda não houve decisão da ANEEL sobre o tema.

3.2.1.2.5. Conta ACR

Em 20 de março de 2019, a ANEEL, através do Despacho nº 871/2019, autorizou a antecipação do fim do pagamento das cotas da CDE relativas à Conta do Ambiente de Contratação Regulado – ACR, referentes ao empréstimo intermediado pela CCEE em 2014 para cobrir custos com a exposição involuntária no mercado de curto prazo das distribuidoras. Tal empréstimo começou a ser pago a partir de 2015, e seria quitado em abril de 2020, porém a utilização do fundo de reserva da conta permitiu a antecipação da última parcela para o mês de agosto de 2019, o que contribuiu para a redução dos encargos pagos pelos consumidores na conta de energia.

3.2.1.2.6. Comercialização

Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE

A partir de 2019, passou a ser processado o Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE, um mecanismo opcional, onde a distribuidora pode vender suas sobras contratuais para o mercado livre. Por princípio é um mecanismo de risco, pois as distribuidoras definem um preço de venda e o resultado financeiro dependerá do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, bem como do preço médio de compra da distribuidora e da sua posição contratual. Além disso, é um mecanismo assimétrico, pois os ganhos advindos da venda do excedente contratual serão compartilhados com os consumidores, enquanto que os prejuízos são integrais da distribuidora. Apenas no caso de se estar acima de 105% e sem direito a involuntariedade é que tanto os ganhos como os prejuízos são integrais da distribuidora.

Em junho de 2019, na Audiência Pública nº 25/2019, a ANEEL apresentou proposta de cálculo para a apuração financeira dos resultados do MVE. No modelo apresentado pela ANEEL, a apuração dos efeitos do MVE seria mensal. Existem discussões no setor no sentido de apresentar uma metodologia cuja análise de sobrecontratação ocorra em base anual.

Mini e Microgeração Distribuída

Em janeiro de 2019, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 001/2019 propondo aprimoramentos das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída que é a geração pelo próprio usuário, de forma local ou remota. Estas regras foram estabelecidas através da Resolução Normativa nº 482/2012, criando um sistema de compensação da energia, em que o consumidor injeta o excedente de energia gerada na rede e utiliza em horário que não está gerando sem pagar pelo uso da rede de distribuição. Esse sistema de compensação tem provocado perdas para as distribuidoras desde a sua implantação em função de subsídios estabelecidos pela ANEEL sem a respectiva contrapartida, além de impacto tarifários para os consumidores convencionais, o que tem sido acentuado em função do crescimento exponencial desse mercado.

Em outubro de 2019, a ANEEL abriu a última etapa de discussões através da Consulta Pública nº 025/2019, apresentando minuta da resolução com as alterações propostas, corrigindo algumas distorções deste modelo, mas mantendo os benefícios para os consumidores existentes e período de transição para aplicação das regras definitivas. A previsão para conclusão da revisão da norma é no primeiro semestre de 2020.

3.2.2. Transmissão

Para o segmento de Transmissão, destacamos a Resolução Homologatória nº 2.549/2019-ANEEL (REH nº 2549/2019), de 14 de maio de 2019, e a Consulta Pública nº 026/2019-ANEEL (CP nº 026/2019), aberta em 17 de outubro, com prazo de contribuição até 16 de dezembro de 2019. A REH nº 2549/2019 revisou o banco de preços de referência para o segmento de transmissão utilizado nos processos de autorização, licitação e revisão das Receitas Anuais Permitidas - RAPs das concessionárias de transmissão de energia elétrica. Com base nos dados obtidos no processo pela ANEEL junto às transmissoras, foram atualizados mais de 300 itens do banco de preços de referência. A CP nº 026/2019 corresponde à segunda fase da Audiência Pública nº 09/2019 e foi divulgada com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da metodologia de cálculo e atualização da taxa regulatória de remuneração do capital dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A Nota Técnica nº 113/2019-SRM/ANEEL, que fundamenta as discussões da citada Consulta Pública, apresenta, como resultado preliminar, considerando a proposta de atualização anual dos parâmetros, uma taxa de remuneração média ponderada (real, depois de impostos) para o segmento de transmissão de 7,32% para o ano de 2018 e 6,81% pra 2019. Embora o cálculo anual não seja uma opção simples, a ANEEL considera que a atualização anual dos parâmetros não prejudica a estabilidade regulatória e consegue dar maior previsibilidade por meio da publicidade da evolução da taxa. A taxa vigente é de 6,64%. Estima-se que o resultado da CP nº 026/2019 seja publicado até o final do primeiro semestre de 2020.

3.3. Geração

No segmento de geração teve destaque em 2019 a divulgação de um cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração e de Empreendimentos de Geração Existentes, para os anos de 2019, 2020 e 2021, publicado pelo MME, através das Portarias nº 151 e 152.

Já em 16 de outubro, foi publicada a Portaria nº 389, por meio da qual o MME estabeleceu as Diretrizes para a realização dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existente, com a possibilidade da participação de Novos Empreendimentos de Geração (fonte termelétrica a carvão mineral nacional e a gás natural), denominados A-4 e A-5 de 2020. Estes leilões visam à manutenção no sistema das usinas existentes, cujos contratos de venda energia e combustível estão vencendo, além de se tratar de iniciativa inédita que prevê a substituição das usinas termelétricas a diesel por usinas a gás natural, mais baratas e menos poluentes.

Ainda em 2019 ficou determinado pela Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019 que o PLD horário será implantado somente em 2021. Entretanto, o modelo computacional DESSEM, que futuramente calculará o PLD horário, já será adotado em 2020 nas atividades de programação da operação. Em 1º de outubro de 2019, foi publicada a Resolução Normativa nº 858, com os novos critérios para o cálculo dos limites do PLD. O valor mínimo será o maior valor entre a TEO e a TEO Itaipu. Com relação ao valor máximo, serão estabelecidos dois valores: um limite máximo estrutural e um limite máximo horário, sendo que este último terá vigência somente quando da implementação do PLD horário. Caso a média diária do PLD ultrapasse o valor estrutural, será feito um ajuste em toda a curva diária de forma a não ultrapassar o referido valor. Os valores para 2020 foram publicados em 17 de dezembro de 2019, na Resolução Homologatória nº 2.655, que determinou o PLD mínimo será R\$ 39,68/MWh e o PLD máximo estrutural, R\$ 559,75/MWh. Foi publicado também um PLD máximo horário, apenas para utilização no processo sombra, no valor de R\$ 1.148,36/MWh.

Por fim, em 13 de novembro de 2019, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 33, sobre exposições financeiras de energia secundária no MRE, em função dos significativos volumes observados no início de 2019. A proposta resolveu parcialmente a questão das Exposições Financeiras de Energia Secundária (até o limite da Garantia Física Flat) apenas para os geradores que não adotarem estratégia de sazonalização de sua Garantia Física.

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

O Grupo Neoenergia possui três segmentos estratégicos, que são apresentados da seguinte forma: (i) Redes – distribuição e transmissão; (ii) Renováveis – geração eólica e hidrelétricas e (iii) Liberalizado – geração térmica e comercialização de energia.

4.1. Redes

4.1.1. Distribuidoras

4.1.1.1. Número de Consumidores

A tabela a seguir reflete a quantidade de consumidores ativos ao final de 2019 em cada distribuidora do Grupo Neoenergia. Em comparação com 2018, houve aumento de 257 mil consumidores.

Número de Consumidores (milhares)	2019					2018				
	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO
Residencial	12.353	5.385	3.337	1.297	2.334	12.080	5.271	3.264	1.263	2.282
Industrial	41	14	5	1	21	42	14	5	1	22
Comercial	983	426	256	103	198	917	397	227	100	192
Rural	505	201	127	50	128	588	232	161	61	134
Outros	167	80	33	25	29	164	79	33	24	29
Total	14.049	6.105	3.757	1.476	2.711	13.792	5.993	3.690	1.450	2.659

4.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre) pelas Distribuidoras da Neoenergia no 4T19 foi 15.496 GWh, acréscimo de 4,4% em relação ao mesmo período de 2018. No acumulado de 2019, a energia distribuída atingiu 58.918 GWh, 3,9% acima do volume distribuído em 2018, impulsionado pelas maiores temperaturas, maior base de clientes e início da retomada da atividade econômica.

Os valores de energia distribuída por tipo de cliente são apresentados nas tabelas abaixo (4T19 e 2019):

Energia Distribuída - Mercado Cativo (GWh)	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDADO		
	4T19	4T18	%	4T19	4T18	%	4T19	4T18	%	4T19	4T18	%	4T19	4T18	%
Residencial	1.931	1.840	5,0%	1.366	1.321	3,4%	573	558	2,7%	1.227	1.173	4,6%	5.097	4.892	4,2%
Industrial	368	395	(6,9%)	162	288	(43,7%)	77	84	(8,1%)	366	409	(10,5%)	973	1.176	(17,3%)
Comercial	900	873	3,1%	668	665	0,3%	253	257	(1,2%)	590	569	3,7%	2.412	2.364	2,0%
Rural	664	503	32,1%	205	196	4,5%	148	148	0,3%	297	249	19,3%	1.315	1.097	19,9%
Outros	726	711	2,1%	479	467	2,7%	198	196	0,7%	374	381	(1,9%)	1.777	1.755	1,2%
Energia Distribuída - Mercado Cativo Total	4.590	4.322	6,2%	2.880	2.937	(1,9%)	1.250	1.243	0,6%	2.854	2.781	2,6%	11.574	11.283	2,6%
 Mercado Livre	1.044	935	11,7%	884	742	19,1%	271	273	(0,7%)	1.723	1.615	6,7%	3.922	3.566	10,0%
 TOTAL (Cativo+Livre)	5.635	5.257	7,2%	3.764	3.679	2,3%	1.521	1.516	0,3%	4.577	4.396	4,1%	15.496	14.849	4,4%

Energia Distribuída - Mercado Cativo (GWh)	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDADO		
	2019	2018	%	2019	2018	%	2019	2018	%	2019	2018	%	2019	2018	%
Residencial	7.326	7.025	4,3%	5.164	4.933	4,7%	2.229	2.155	3,4%	4.773	4.597	3,8%	19.493		

4.1.1.4. Perdas
 As perdas de energia são acompanhadas através do índice percentual que calcula a razão entre a energia injetada e a energia fornecida/faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, segue abaixo a comparação dos índices de 2018 e 2019 das distribuidoras do grupo Neoenergia.

DISTRIBUIDORAS	Perdas							
	Perda Técnica		Perda Não Técnica		Perda Total			
	2018	2019	2018	2019	2018	2019	Aneel	2019
COELBA	11,07%	11,01%	3,68%	4,29%	14,75%	13,85%	15,29%	14,43%
CELPE	8,30%	8,17%	9,03%	9,17%	17,33%	16,37%	17,34%	16,31%
COSERN	8,42%	8,41%	1,56%	1,59%	9,98%	10,82%	10,00%	10,72%
ELEKTRO	5,76%	5,85%	2,60%	1,94%	8,36%	6,57%	7,79%	6,6% (até ago/19) 8,03% (após ago/19)

Na Coelba, o crescimento da energia injetada de 6,12% – impulsionado pelas maiores temperaturas e maior base de clientes – contribuiu para uma piora do índice de perdas totais de 14,75% em 2018 para 15,29% em 2019. Importante ressaltar que a distância para a meta regulatória apresentou leve diminuição.

Na Celpe, o patamar de perdas totais se manteve praticamente estável, apesar do crescimento da energia injetada de 3,45% no ano. As perdas totais da Cosern em 2019 se mantiveram basicamente no mesmo patamar de 2018, abaixo do limite regulatório de 10,72%. A Revisão Tarifária Periódica da Elektro (agosto/2019) elevou a cobertura regulatória de perdas na tarifa de 6,6% para 8,03%. O nível de perdas encerrou o ano em 7,79%, abaixo do observado em 2018 e abaixo do novo patamar contemplado na tarifa.

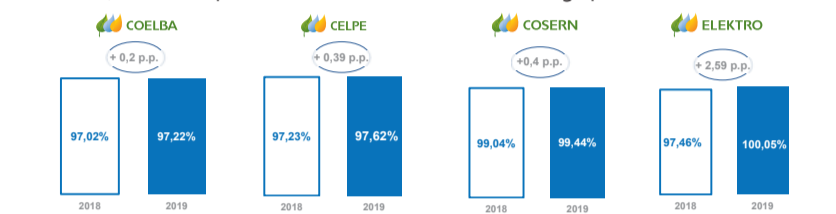
4.1.1.4.1. Perdas Reais
 As perdas de energia reais são acompanhadas através do índice percentual que calcula a razão entre a energia injetada e a energia fornecida/faturada somadas à energia não faturada.

Os gráficos abaixo demonstram a evolução, ao longo de 2019, do índice de perdas reais, acumuladas mensalmente em cada distribuidora – refletindo o resultado das ações de combate às perdas de energia.

A Neoenergia vem atuando de forma a apresentar, de forma constante e consistente, reduções nos níveis de perdas de suas distribuidoras ao longo de 2019, de sorte que Cosern e Elektro já se encontram abaixo dos patamares previstos na tarifa.



4.1.1.5. Arrecadação e Inadimplência
 O índice de arrecadação é impactado pela capacidade de pagamento dos clientes e ações de cobrança. Nos gráficos abaixo são apresentados os resultados de 2019 vs. 2018, com melhor performance em todas as distribuidoras do grupo.

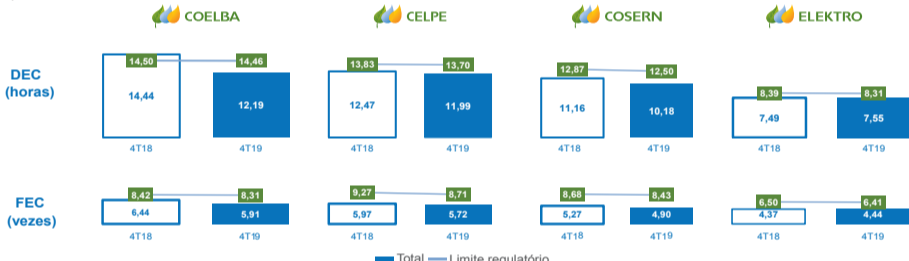


Outra medida de inadimplência é a relação entre o valor provisionado para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) e o faturamento acumulado (ROB) no período em análise.

PECLD/ ROB	4T19	4T18	Var.	2019	2018	Var.	Limites Regulatórios
COELBA	1,47%	0,79%	0,68 p.p.	1,13%	0,90%	0,23 p.p.	1,16%
CELPE	1,99%	1,46%	0,53 p.p.	1,85%	1,75%	0,10 p.p.	1,40%
COSERN	-0,25%	0,42%	-0,67 p.p.	0,18%	0,47%	-0,29 p.p.	0,40%
ELEKTRO	1,54%	0,87%	0,67 p.p.	1,21%	0,81%	0,40 p.p.	0,38%

O aumento da PECLD/ROB na Coelba, Celpe e Elektro frente ao ano anterior reflete a postura conservadora de efetuar um maior provisionamento nos faturamentos retroativos resultantes das ações de inspeção de combate às perdas e padronização dos critérios de aging. Na Cosern, excepcionalmente, essa razão foi de -0,25% no trimestre e 0,18% no ano, menor que o limite regulatório de 0,40%. Tanto no trimestre quanto no ano, vale destacar a reversão – após negociação e celebração de acordo para pagamento – de provisão referente a faturas em aberto de um grande cliente.

4.1.1.6. DEC e FEC
 A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição. Todas as distribuidoras do Grupo estão abaixo do limite regulatório tanto para o DEC quanto para o FEC, conforme ilustrado nos gráficos abaixo:



NOTA: Devido ao fato de o prazo de apuração dos indicadores de qualidade de dezembro de 2019 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de dezembro de 2018 foram ajustados para a apuração definitiva.

4.1.2. Transmissoras

Em dezembro de 2019, estavam em operação três transmissoras do Grupo Neoenergia (Afluente T, Naranidiba e Potiguar Sul).

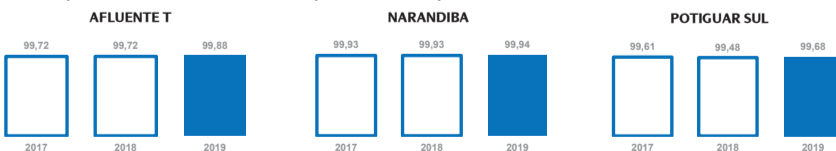
Em operação	Estado	Participação Neoenergia	Entrada Operação (Prazo ANEEL)	Final da Concessão
AFLUENTE T (Extensão Total 489,1 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1	BA	87,80%	13/09/2009	08/08/2027
LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1			13/09/2009	
LT 230 KV Ford - Pólo C-2			02/08/2009	
LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-2			19/01/2015	
LT 230 KV Ford - Pólo C-1			24/11/2009	
LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-1			18/01/2015	
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-1			31/01/2016	
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-2			31/12/1990	
LT 138 KV Funil - Poções C-1			01/05/1993	
Subestações Rede Básica				
Tomba	BA	87,80%	31/12/1990	08/08/2027
Brumado II - 230/69kV			11/12/2002	
Itagibá			13/09/2009	
SE NARANDIBA				
Subestações Rede Básica				
Subestação de Naranidiba	BA	100%	06/06/2011	28/01/2039
Subestação Brumado II - 230/138kV			21/09/2014	28/08/2042
Subestação Extremoz II - 230/69kV			04/07/2015	10/05/2042
POTIGUAR SUL (Extensão Total 196,1 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 500 KV Campina Grande III - Ceará-Mirim II-C2	RN / PB	100%	07/11/2016	01/08/2043

Além dos ativos citados acima, em dezembro de 2019, a Neoenergia concluiu – com antecedência de 14 meses em relação ao Prazo Contratual Aneel (fevereiro de 2021) – a construção da Subestação de Farnão Dias, referente ao lote 20 do leilão nº 05/2016 de abril de 2017 (Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.). O empreendimento, que está localizado no estado de São Paulo, realizou CAPEX 38% inferior ao investimento de R\$141 milhões estimado originalmente pela Aneel e contou com parte do financiamento proveniente da debenture verde emitida pela Neoenergia no primeiro semestre de 2019, de R\$ 1,3 bilhões em duas séries, uma de 10 anos (IPCA+4,07%) e outra de 14 anos (IPCA+4,22%). Em janeiro de 2020 foi concluída a Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A. (SE 500/230 KV Sobral III - Compensador Estático 500 kV), localizada no estado do Ceará, com antecedência de 13 meses em relação ao Prazo Contratual Aneel (fevereiro de 2021). O empreendimento, que é referente ao Lote 27 do leilão de transmissão nº 05/2016 de abril de 2017, realizou CAPEX 33% inferior ao investimento de R\$ 117 milhões estimado originalmente pela Aneel. O financiamento do projeto foi feito pelo BNB, com prazo de 20 anos ao custo de IPCA+2,19%.

Concluídas	Estado	Participação Neoenergia	Entrada Operação (Prazo ANEEL)	Final da Concessão
Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.				
Subestações Rede Básica				
SE Farnão Dias (COMPARTILHADA)	SP	100%	11/02/2021	11/08/2047
Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.				
Subestações Rede Básica				
SE Sobral III (COMPARTILHADA)	CE	100%	11/02/2021	11/08/2047

4.1.2.1. Taxa de Disponibilidade da Linha

O limite estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) estipula como normal a disponibilidade entre 95% e 98%. Este indicador baliza a qualidade do serviço aferida pela ANEEL através da disponibilidade do sistema de transmissão. Nos últimos três anos, as transmissoras do grupo estiveram com disponibilidade acima do limite superior definido pelo ONS.



4.1.2.2. Licenças Ambientais e Evolução da Construção dos Ativos de Transmissão

Lote	Avanço Físico Projetos Transmissão	RAP	LICENÇAS		
			LP	LI	LO
Leilão Abr/2017	Lote 4	46%	✓	✓	✓
	Lote 20	100%	✓	✓	✓
	Lote 22	82%	✓	✓	✓
	Lote 27	100%	✓	✓	✓
Leilão Dez/2017	Lote 4	9%	✓	✓	✓
	Lote 6	9%	✓	✓	✓
	Lote 2	9%	✓	✓	✓
	Lote 36	9%	✓	✓	✓
Leilão Dez/2018	Lote 1	194	✓	✓	✓
	Lote 14	121	✓	✓	✓
	Lote 9	16	✓	✓	✓

NOTA: Evolução em 31 de janeiro de 2020.

Os projetos de construção dos lotes de transmissão obtidos nos leilões de Abril/17, Dezembro/17 e Dezembro/18 seguem com avanços significativos, confirmando o cronograma previsto pela Neoenergia.

Leilão de Abril/2017

- Lote 20 (Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.) – concluído;
- Lote 27 (Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.) – concluído;
- Lote 4 (Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A.) – Licença de Instalação obtida; içamento das torres, lançamento de cabos e construção da subestação iniciados;
- Lote 22 (Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.) – em vias de conclusão.

Leilão de Dezembro/2017

- Lote 4 (Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A.) – Licença de Instalação obtida;
- Lote 6 (Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A.) – Licença de Instalação do trecho Santa Luzia II – Campina Grande III (124,2 km de extensão) obtida;

Leilão de Dezembro/2018

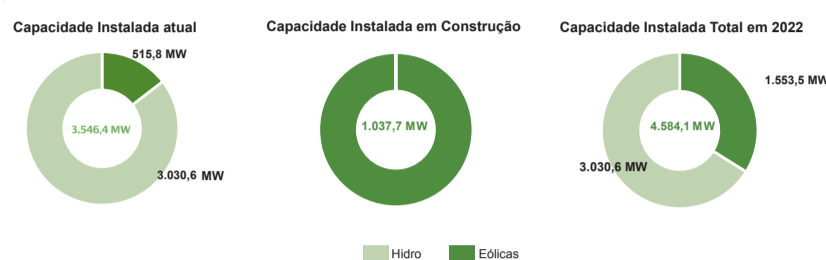
- Lote 1 (Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A.), Lote 2 (Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia S.A.) e Lote 3 (Neoenergia Itabaiana Transmissão de Energia S.A.) – LPs em andamento;
- Lote 14 (Neoenergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energia S.A.) – Licença de Instalação obtida para as duas subestações (SE Marmeireiros-2 e SE Livramento-3).

Leilão de Dezembro/2019

A Neoenergia arrematou o lote 9, localizado na Bahia, que compreende 1 linha de transmissão de 210km e duas subestações. O CAPEX ANEEL estimado para o projeto é de R\$ 303 milhões. A Receita Anual Permitida (RAP) dos novos empreendimentos totaliza R\$ 18 milhões.

4.2. Renováveis

O Grupo Neoenergia atua no setor de energia renovável por meio de duas frentes: a eólica e a hídrica. Os ativos em operação e em construção totalizam 44 parques eólicos e 7 usinas hidrelétricas.



4.2.1. Parques Eólicos

Em 2019, a Companhia atuou no segmento de geração renovável por meio de 17 parques eólicos, com uma capacidade instalada de 515,8 MW: Arizônia I; Caetitê I, II e III; Calango I, II, III, IV, V e VI; Mel II; Santana I e II; Canoas; Lagoa I e II; e Rio do Fogo.

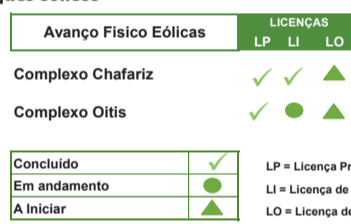
A Companhia possui em processo de construção dois complexos: Chafariz, localizado na Paraíba (15 parques com capacidade de 471,2 MW) e Oitís, no Piauí e na Bahia (12 parques com capacidade de 566,5 MW).

O portfólio de ativos eólicos totalizará 1,6 GW em 2022, dos quais 51% estará destinado ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e 49% estará destinado ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), alinhado com a estratégia de posicionamento na liberalização do mercado de energia brasileiro.

Eólicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
EOL Caetitê 1	100%	BA	Caetitê	30,00	13,00	29/10/2012	28/10/2042
EOL Caetitê 2	100%	BA	Caetitê	30,00	14,7	07/02/2011	06/02/2046
EOL Caetitê 3	100%	BA	Caetitê	30,00	11,2	24/02/2011	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30,00	13,9	28/04/2011	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30,00	13,9	30/05/2011	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49,30	17,9	19/12/2001	18/12/2031
EOL Arizônia 1	100%	RN	Rio do Fogo	28,00	12,9	04/03/2011	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20,00	8,8	28/02/2011	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30,00	18,5	20/11/2014	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30,00	17,3	14/11/2014	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24,00	13,1	14/11/2014	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30,00	12,8	09/05/2011	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30,00	12,8	19/05/2011	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30,00	13,7	02/06/2011	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31,50	17,7	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,50	17,5	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,50	18,7	04/08/2015	03/08/2050

No 4T19 o montante de energia eólica gerado foi de 576GWh, 4,24% maior que o volume gerado no mesmo período do ano anterior. A disponibilidade dos parques esteve conforme programado (acima de 97%) no 4T19. No ano, o recurso eólico está pontualmente abaixo da média histórica.

4.2.1.1. Evolução da construção dos parques eólicos



Todos os parques eólicos do Complexo Chafariz já obtiveram licença de instalação e outorga; as obras foram iniciadas antes do previsto. Os parques eólicos do Complexo Oitís se encontram em linha com o Business Plan.

4.2.2. Hidrelétricas

A Neoenergia tem participação em 7 usinas hidrelétricas: Itapebi, Corumbá, Baguari, Dardanelos, Teles Pires, Baixo Iguaçu e Belo Monte. No 4T19, vale destacar a entrada em operação da totalidade de Belo Monte.

Hidrelétricas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462,01	209,1	28/05/1999	31/08/2035
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,45	49,3	07/11/2001	14/02/2037
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140,00	84,7	15/08/2006	31/12/2039
UHE Dardanelos - Aguada Pedra	51%	MT	Rio Aripuanã	261,00	154,9	03/07/2007	02/01/2043
Teles Pires	51%	MT / PA	Rio Teles Pires	1.819,80	930,7	07/06/2011	06/06/2046
Belo Monte	100%	PA	Rio Xingu	11.233,10	4571	26/08/2010	25/08/2045
Baixo Iguaçu - Geração Céu Azul	70%	PR	Rio Iguaçu	350,20	172,4	20/08/2012	30/10/2049

4.3. Liberalizados

4.3.1. Termopernambuco

A Termopernambuco é uma térmica inserida no PPT (Programa Prioritário de Térmicas). Possui PPAs com Coelba (65MW) e Celpe (390MW) com duração até 2024, que garantem a receita da usina. Tem capacidade instalada de 533 MW e energia assegurada de 504MW; sua autorização vence em 2030.

No 4T19, a Termopernambuco teve parada de 1 dia para manutenção, enquanto que no 4T18 a usina parou por 54 dias por não suprimento de gás. No ano, a geração mostrou-se menor devido a restrição no despacho pelo ONS e por não fornecimento de gás (no 15/19), cujos efeitos no resultado da Companhia foram minimizados pela compra de energia a preços inferiores ao custo variável unitário, para suprir seus contratos de venda.

5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

5.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	7.216,2	6.643,6	572,6	8,6%	27.623,1	25.241,4	2.381,7	9,4%
Custos Com Energia ⁽²⁾	(4.861,8)	(4.690,1)	(171,7)	3,7%	(19.015,2)	(17.813,1)	(1.202,1)	6,7%
Margem Bruta s/ VNR	2.354,4	1.953,5	400,9	20,5%	8.608,0	7.428,4	1.179,6	15,9%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	155,7	33,8	121,9	360,7%	555,6	428,6	127,0	29,6%
MARGEM BRUTA	2.510,0	1.987,2	522,8	26,3%	9.163,6	7.857,0	1.306,6	16,6%
Despesa Operacional (PMSO)	(894,5)	(834,6)	(59,9)	7,2%	(3.180,2)	(3.086,8)	(93,4)	3,0%
PECLD	(108,0)	(69,5)	(38,5)	55,4%	(331,7)	(274,4)	(57,3)	20,9%
(+) Equivalência Patrimonial	5,8	(24,8)	30,6	-123,4%	67,8	56,3	11,5	20,4%
EBITDA	1.513,4	1.058,3	455,1	43,0%	5.719,4	4.552,1	1.167,3	25,6%
Depreciação	(359,6)	(320,8)	(38,8)	12,1%	(1.446,2)	(1.282,2)	(164,0)	12,8%
Resultado Financeiro	(367,9)	(324,0)	(43,9)	13,5%	(1.340,8)	(1.169,0)	(171,8)	14,7%
IR/CS	(143,2)	(48,6)	(94,6)	194,7%	(623,1)	(507,0)	(116,1)	22,9%
Minoritário	(24,3)	(11,6)	(12,7)	109,5%	(80,2)	(57,6)	(22,6)	39,2%
LUCRO LÍQUIDO	618,4	353,2	265,					

A expansão no 4T19 frente 4T18 se deve ao aumento na base de clientes, altas temperaturas e início da recuperação da atividade econômica – refletidos na maior energia distribuída (+4,4% vs. 4T18) –, pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$ 62,7 milhões na Coelba, +R\$ 17,1 milhões na Celpe, +R\$ 14,4 milhões na Cosern e +R\$ 27,7 milhões na Elektro), impactada pelo IPCA mais alto no 4T19 vs. 4T18 (+1,38 p.p.) e pela aplicação do IFRS 15 na transmissão (R\$ 168,1 milhões).

No ano, a Margem Bruta atingiu R\$ 7.998,2 milhões (+22,5% vs. 2018). Além do aumento da base de clientes, altas temperaturas e início da retomada da economia, que geraram maior volume de energia distribuída (+3,9% vs. 2018), deve-se destacar (i) as revisões tarifárias da Coelba e Cosern a partir de abril de 2018; (ii) os reajustes anuais ocorridos em 2019; e (iii) a revisão tarifária da Elektro a partir de agosto de 2019. A aplicação do IFRS15 nos ativos de transmissão em construção também contribuiu com uma majoração de R\$ 280,6 milhões vs. 2018. No que tange as Despesas Operacionais do segmento, o 4T19 apresentou crescimento pontual (+8,8% vs. 4T18) explicado pela intensificação das ações de cobrança, faturamento e manutenção da rede na Coelba. No ano, o incremento foi de 3,6% vs. 2018, absorvendo, desta forma, parte da pressão inflacionária e do aumento da base de clientes, confirmando a disciplina de custos e a captura de eficiências. Importante frisar que no 4T19 ocorreram os seguintes gastos não recorrentes: ajuste pontual do prognóstico da carteira jurídica na Elektro (R\$ 28,7 milhões) e sobreposição pontual de gastos com internalização de eletricitistas nas distribuidoras (R\$ 14,9 milhões). Desconsiderando esses impactos as despesas no 4T19 vs. 4T18 apresentam aumento de 2,0%. Da mesma forma, no ano os gastos não recorrentes foram: ajuste do prognóstico da carteira jurídica na Elektro (R\$ 39,6 milhões) e a sobreposição pontual de gastos com internalização de eletricitistas nas distribuidoras (R\$ 14,9 milhões), sem esses efeitos o aumento de despesas de 2018 para 2019 seria de 1,4%.

No 4T19, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram R\$ 109,1 milhões, aumento de R\$ 48,1 milhões em comparação ao mesmo período de 2018, refletindo a postura conservadora de efetuar um maior provisionamento nos faturamentos retroativos resultantes das ações de inspeção de combate às perdas e padronização dos critérios de *aging*. No ano, o aumento foi de 31,3% em relação a 2018.

Como resultado das variações citadas anteriormente, o EBITDA encerrou 4T19 em R\$ 1.395,6 milhões (+43,6% vs. 4T18). Em 2019, o EBITDA alcançou R\$ 5.025,3 milhões (+34,7% vs. 2018).

O segmento de Redes registrou Lucro Líquido de R\$ 686,2 milhões no 4T19 (+60,3% vs. 4T18) e de R\$ 2.239,7 milhões em 2019 (+51,4% vs. 2018).

DRE COELBA (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	810,0	700,0	110,0	15,7%	3.210,0	2.598,8	611,2	23,5%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	81,5	18,8	62,7	333,5%	209,6	234,6	(25,0)	(10,7%)
Margem Bruta	891,5	718,8	172,7	24,0%	3.419,6	2.833,5	586,1	20,7%
Despesa Operacional (PMSO)	(315,7)	(288,3)	(27,4)	9,5%	(1.157,1)	(1.179,3)	22,2	(1,9%)
PECLD	(45,1)	(20,4)	(24,7)	121,1%	(124,8)	(86,1)	(38,7)	44,9%
EBITDA	530,7	410,2	120,5	29,4%	2.137,6	1.568,1	569,5	36,3%
Depreciação	(131,0)	(107,1)	(23,9)	22,3%	(492,6)	(421,0)	(71,6)	17,0%
Resultado Financeiro	(110,5)	(118,9)	8,4	(7,1%)	(481,9)	(387,0)	(94,9)	24,5%
IR CS	(13,7)	(4,8)	(8,9)	185,4%	(153,6)	(121,5)	(32,1)	26,4%
LUCRO LÍQUIDO	275,5	179,4	96,1	53,6%	1.009,5	638,6	370,9	58,1%

A Coelba encerrou 4T19 com Margem Bruta de R\$ 891,5 milhões, aumento de 24,0% em relação ao 4T18, impulsionado pela expansão da base de clientes, altas temperaturas, início da recuperação da atividade econômica e maior necessidade de irrigação na classe rural – refletido na maior energia distribuída (+7,2% vs. 4T18) – e também pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$ 63 milhões), impactada pelo IPCA mais alto no 4T19 vs. 4T18 (+1,38 p.p.).

No ano, a Margem Bruta atingiu R\$ 3.419,6 milhões (+20,7% vs. 2018). Além da maior base de clientes, altas temperaturas, início da recuperação da atividade econômica e maior necessidade de irrigação na classe rural, que geraram maior volume distribuído (+5,4% vs. 2018), deve-se destacar a revisão tarifária da Companhia a partir de abril de 2018 e o reajuste anual em abril de 2019. Vale ainda citar que no ano de 2018 a Margem da Coelba sofreu o efeito positivo não recorrente da atualização do Ativo Financeiro da Concessão (VNR) em virtude do 4º ciclo de revisão tarifária da Coelba em R\$ 87,0 milhões, por menor glória e maior BRR. Desconsiderando o efeito não recorrente da atualização do VNR o crescimento da Margem Bruta seria de 24,5% em 2019 vs. 2018.

As Despesas Operacionais apresentaram crescimento pontual no 4T19 (+9,5% vs. 4T18) explicado pela intensificação das ações de cobrança, faturamento e manutenção da rede. No ano, as Despesas Operacionais totalizaram R\$ 1.157,1 milhões, redução de 1,9% em relação a 2018, absorvendo dessa forma tanto a inflação quanto o crescimento da base de clientes (+1,9% vs. 2018), consequência das eficiências e sinergias obtidas. A Companhia segue seu plano de primarização de eletricitistas.

Importante frisar que no 4T19 ocorreu o seguinte evento não recorrente: sobreposição pontual de gastos com internalização de eletricitistas (R\$9 milhões). Desconsiderando esse impacto, as despesas no 4T19 vs. 4T18 apresentam aumento de 6,4%. Da mesma forma, no ano, desconsiderando estes mesmos gastos não recorrentes as despesas de 2018 para 2019 apresentariam redução de -2,6%.

No 4T19, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram R\$ 45,1 milhões, aumento de R\$ 24,7 milhões em comparação ao mesmo período de 2018, refletindo a postura conservadora de efetuar um maior provisionamento nos faturamentos retroativos resultantes das ações de inspeção de combate às perdas e padronização dos critérios de *aging*.

No ano, o aumento foi de 44,9% em relação a 2018.

O EBITDA encerrou 4T19 em R\$ 530,7 milhões (+29,4% vs. 4T18). No ano, o EBITDA registrou R\$ 2.137,6 milhões (+36,3% vs. 2018). Desconsiderando o mesmo efeito não recorrente da atualização do VNR de R\$ 87,0 milhões ocorrido em 2018, o crescimento de EBITDA seria de 44,3% em 2019.

A Coelba registrou Lucro Líquido de R\$ 275,5 milhões no 4T19 e de R\$ 1.009,5 milhões no ano, 58,1% acima do resultado de 2018.

DRE CELPE (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	394,2	372,6	21,6	5,8%	1.529,5	1.382,6	146,9	10,6%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	23,7	6,6	17,1	259,1%	70,0	55,9	14,1	25,2%
Margem Bruta	417,9	379,1	38,8	10,2%	1.599,5	1.438,5	161,0	11,2%
Despesa Operacional (PMSO)	(147,7)	(164,7)	17,0	(10,3%)	(648,1)	(653,0)	4,9	(0,8%)
PECLD	(37,1)	(24,1)	(13,0)	53,9%	(124,7)	(106,9)	(17,8)	16,7%
EBITDA	233,1	190,4	42,7	22,4%	826,7	678,7	148,0	21,8%
Depreciação	(65,6)	(59,3)	(6,3)	10,6%	(256,9)	(227,8)	(29,1)	12,8%
Resultado Financeiro	(79,8)	(96,2)	16,4	(17,0%)	(337,5)	(286,6)	(50,9)	17,8%
IR CS	(16,2)	(17,3)	1,1	(6,4%)	(50,9)	(52,4)	1,5	(2,9%)
LUCRO LÍQUIDO	71,4	17,7	53,7	303,4%	181,3	111,9	69,4	62,0%

A Celpe encerrou 4T19 com Margem Bruta de R\$ 417,9 milhões, aumento de 10,2% em relação ao 4T18, impulsionado pela expansão na base de clientes e maiores temperaturas, gerando maior consumo – refletido na maior energia distribuída no período (+2,3% vs. 4T18) – e também pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$17,1 milhões), impactada pelo IPCA mais alto no 4T19 vs. 4T18 (+1,38 p.p.). No ano, a Margem Bruta atingiu R\$ 1.599,5 milhões, crescimento de 11,2% em relação ao mesmo período de 2018, também impactada pelo aumento da base de clientes, maiores temperaturas e início da recuperação econômica do estado de Pernambuco. Também no acumulado do ano, o IPCA mais alto (+0,56 p.p. vs. 2018), impactou positivamente a atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$14,1 milhões).

As Despesas Operacionais da Celpe seguiram apresentando captura de eficiências, com redução tanto no 4T19 (-10,3% vs. 4T18) quanto no ano (-0,8% vs. 2018), reflexo da melhoria processos que proporcionaram absorver tanto a inflação quanto o crescimento da base de clientes (+1,8% vs. 2018). A Companhia segue seu plano de primarização de eletricitistas.

No 4T19, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram R\$ 37,1 milhões, aumento de R\$ 13,0 milhões (53,9%) em comparação ao mesmo período de 2018, refletindo a postura conservadora de efetuar um maior provisionamento nos faturamentos retroativos resultantes das ações de inspeção de combate às perdas e padronização dos critérios de *aging*.

Em 2019, o aumento foi de 16,7% em relação a 2018.

O EBITDA da Celpe alcançou no 4T19 R\$ 233,1 milhões (+22,4% vs. 4T18). No ano, o EBITDA foi de R\$ 826,7 milhões (+21,8% vs. 2018).

A Celpe registrou Lucro Líquido de R\$ 71,4 milhões no 4T19 (+R\$ 53,7 milhões vs. 4T18); no ano o Lucro atingiu R\$ 181,3 milhões, (+ R\$ 69,4 milhões vs. 2018).

DRE COSERN (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2018	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	189,1	171,0	18,1	10,6%	712,2	643,0	69,2	10,8%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	17,4	3,0	14,4	480,0%	45,5	90,7	(45,2)	(49,8%)
Margem Bruta	206,5	173,9	32,6	18,7%	757,7	733,7	24,0	3,3%
Despesa Operacional (PMSO)	(66,2)	(97,3)	31,1	(32,0%)	(238,6)	(259,5)	20,9	(8,1%)
PECLD	1,9	(3,1)	5,0	(161,3%)	(5,2)	(12,4)	7,2	(58,1%)
EBITDA	142,2	73,5	68,7	93,5%	513,9	461,8	52,1	11,3%
Depreciação	(24,2)	(20,9)	(3,3)	15,8%	(92,9)	(81,9)	(11,0)	13,4%
Resultado Financeiro	(25,2)	(24,8)	(0,4)	1,6%	(96,2)	(89,2)	(7,0)	7,8%
IR CS	(12,8)	4,7	(17,5)	(372,3%)	(51,6)	(49,0)	(2,6)	5,3%
LUCRO LÍQUIDO	79,9	32,6	47,3	145,1%	273,1	241,7	31,4	13,0%

A Cosern encerrou 4T19 com Margem Bruta de R\$ 206,5 milhões, aumento de 18,7% em relação ao 4T18 impulsionado pelas temperaturas mais altas e maior base de clientes, gerando maior volume de consumo – refletido na maior energia distribuída no período (+0,3% vs. 4T18) – e também pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$14,4 milhões), impactada pelo IPCA mais alto no 4T19 vs. 4T18 (+1,38 p.p.).

No ano, a Margem Bruta atingiu R\$ 757,7 milhões, acréscimo de 3,3% em relação a 2018. Além do aumento da base de clientes e maiores temperaturas, que geraram maior volume distribuído (+1,5% vs. 2018), em 2018 a Margem Bruta foi impactada pela revisão tarifária da Companhia somente a partir de abril de 2018. Em 2019, somado ao impacto da revisão tarifária do ano anterior, a Margem também foi impactada pelo reajuste anual.

Vale ainda citar que no ano de 2018 a Margem da Cosern sofreu o efeito positivo não recorrente da atualização do Ativo Financeiro da Concessão (VNR) em virtude do 4º ciclo de revisão da Cosern em R\$ 61,3 milhões, por menor glória e maior BRR. Desconsiderando o mesmo efeito não recorrente da atualização do VNR de R\$ 61,3 milhões ocorrido em 2018, o crescimento de Margem Bruta seria de 12,7% em 2019 vs. 2018. Em relação às Despesas Operacionais, a Cosern apresentou redução no 4T19 de R\$ 31,1 milhões vs. 4T18. No ano, as Despesas Operacionais totalizaram R\$ 238,6 milhões, 8,1% abaixo de 2018.

No 4T19, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram +R\$ 1,9 milhões, em comparação aos -R\$ 3,1 milhões no 4T18. Vale destacar que no 4T19, houve a reversão de R\$ 7 milhões – após negociação e celebração de acordo para pagamento – de provisão referente a faturas em aberto de um grande cliente. Em 2019, a redução foi de 58,1% em relação a 2018 também impactada positivamente pela reversão de R\$ 7 milhões acima destacada.

O EBITDA da Cosern alcançou, no 4T19, R\$ 142,2 milhões, 93,5% acima do que o apurado no mesmo período de 2018. No ano, o aumento foi de 11,3% em relação a 2018. Desconsiderando o efeito não recorrente da atualização do VNR de R\$ 61,3 milhões ocorrido em 2018, o crescimento de EBITDA seria de 28,3% em 2019.

A Cosern registrou Lucro Líquido de R\$ 79,9 milhões no 4T19, 145,1% acima do mesmo período de 2018 (R\$ 32,6 milhões). No ano, totalizou R\$ 273,1 milhões, 13,0% acima do resultado de 2018 (R\$ 241,7 milhões).

DRE ELEKTRO (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	454,3	402,3	52,0	12,9%	1.593,9	1.407,5	186,4	13,2%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	33,1	5,4	27,7	513,0%	230,6	47,4	183,2	386,5%
Margem Bruta	487,4	407,7	79,7	19,5%	1.824,4	1.454,9	369,5	25,4%
Despesa Operacional (PMSO)	(174,0)	(121,7)	(52,3)	43,0%	(582,8)	(466,6)	(116,2)	24,9%
PECLD	(28,7)	(13,4)	(15,3)	114,2%	(93,6)	(59,8)	(33,8)	56,9%
EBITDA	284,7	272,5	12,2	4,5%	1.148,1	928,5	219,6	23,7%
Depreciação	(55,8)	(50,4)	(5,4)	10,7%	(220,0)	(194,0)	(26,0)	13,4%
Resultado Financeiro	(68,6)	(8,1)	(60,5)	746,9%	(233,3)	(147,0)	(86,3)	58,7%
IR CS	(35,3)	(33,4)	(1,9)	5,7%	(199,9)	(173,1)	(26,8)	15,5%
LUCRO LÍQUIDO	125,0	180,6	(55,6)	(30,8%)	494,9	414,3	80,6	19,5%

A Elektro encerrou o 4T19 com Margem Bruta de R\$ 487,4 milhões, variação positiva de 19,5% (R\$ 79,7 milhões) em relação ao 4T18, impulsionada pela expansão da base de clientes, altas temperaturas, maior atividade econômica e maior necessidade de irrigação na classe rural, que geraram maior consumo – refletido no volume de energia distribuída no período (+4,1% vs. 4T18) –, pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$527,7 milhões), impactada pelo IPCA mais alto no 4T19 vs. 4T18 (+1,38 p.p.) e também pela Revisão Tarifária Periódica de agosto de 2019.

No ano, a Margem Bruta atingiu R\$ 1.824,4 milhões, crescimento de 25,4% em relação a 2018. Além do aumento da base de clientes, altas temperaturas, maior atividade econômica e maior necessidade de irrigação na classe rural, que geraram maior volume distribuído (+3,2% vs. 2018), em 2019 a Margem Bruta da Companhia foi impactada pelo efeito não recorrente do reconhecimento positivo de R\$ 157,4 milhões referente ao Ativo Financeiro da Concessão (VNR), por menor glória e maior BRR, homologado pela ANEEL no 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica em agosto/19. Desconsiderando o mesmo efeito não recorrente da atualização do VNR, o crescimento de Margem Bruta seria de 14,6% em 2019 vs. 2018. As Despesas Operacionais totalizaram R\$ 174,0 milhões no 4T19 (+43,0% vs. 4T18), em virtude de elevação pontual de contencioso jurídico (R\$ 27,8 milhões) relativo a atualização de prognóstico de ações cíveis e trabalhistas e de despesas com rescisões (+R\$ 3,6 milhões vs. 4T18).

No ano, as despesas foram R\$ 116,2 milhões acima do 2018 em função da atualização pontual da carteira do contencioso jurídico (R\$ 39,6 milhões) e gastos com rescisão (+R\$ 9,4 milhões vs. 2018).

Importante frisar que no 4T19 ocorreram os seguintes gastos não recorrentes: ajuste pontual do prognóstico da carteira jurídica (R\$28,7 milhões). Desconsiderando esses impactos as despesas no 4T19 vs. 4T18 apresentam aumento de 19,4%. Da mesma forma, no ano, não considerando os gastos não recorrentes com a carteira jurídica na Elektro (R\$39,6 milhões) o aumento de despesas de 2018 para 2019 seria de 16,4%.

No 4T19, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram R\$ 28,7 milhões, aumento de R\$ 15,3 milhões em comparação ao mesmo período de 2018, refletindo a postura conservadora de efetuar um maior provisionamento nos faturamentos retroativos resultantes das ações de inspeção de combate às perdas e padronização dos critérios de *aging*. Em 2019, o aumento foi de 56,5% vs. 2018.

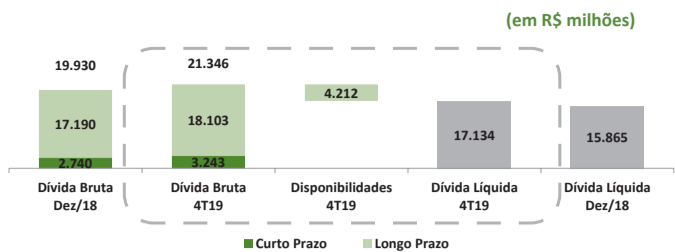
A Elektro encerrou o 4T19 com EBITDA de R\$ 284,7 milhões, desempenho 4,5% superior ao 4T18. No ano o EBITDA foi de R\$ 1.148,1 milhões (+23,7% vs. 2018). Desconsiderando o efeito não recorrente no VNR, seria de R\$ 990,7 milhões (aumento de 6,7% vs. 2018).

A Elektro registrou Lucro Líquido de R\$ 125,0 milhões no 4T19, redução de 30,8% em relação ao 4T18. No ano, o Lucro Líquido foi de R\$ 494,9 milhões, incremento de 19,5% em relação a 2018.

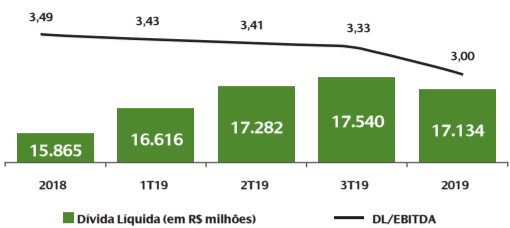
DRE RENOVÁVEIS (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	224,9	198,6	26,3	13,2%	949,4	1.046,0	(96,6)	(9,2%)
Custos Com Energia	(44,7)	(65,3)	20,6	(31,5%)	(167,2)	(270,0)	102,8	(38,1%)
MARGEM BRUTA	180,2	133,2	47,0	35,3%	782,2	776,0	6,2	0,8%
Despesa Operacional (PMSO)	(62,3)	(116,0)	53,7	(46,3%)	(216,9)	(251,8)	34,9	(13,9%)
PECLD	2,0	(1,0)	3,0	(300,0%)	0,9	(1,1)	2,0	(181,8%)
(+) Equivalência Patrimonial	5,8	(24,8)	30,6	(123,4%)	67,8	56,3	11,5	20,4%
EBITDA	125,7	(8,6)	134,3	N/A	634,1	579,4	54,7	9,4%
Depreciação	(33,0)	(32,0)	(1,0)	3,1%	(167,9)	(134,6)	(33,3)	24,7%
Resultado Financeiro	(31,3)	(40,6)	9,3	(22,9%)	(146,3)	(139,1)	(7,2)	5,2%
IR/CS	2,7	11,4	(8,7)	(76,3%)	(51,1)	(55,6)	4,5	(8,1%)
LUCRO LÍQUIDO	64,0	(69,8)	133,8	(191,7%)	268,8	250,1	18,7	7,5%

O segmento Renováveis encerrou o período de 4T19 com Margem Bruta de R\$ 180,2 milhões (+35,3% vs. 4T18), impactada positivamente pelas hidros (+R\$ 33 milhões) devido à entrada em operação da usina de Baixo Iguaçu e da totalidade de Belo Monte. No ano, a Margem de

RS 782,2 milhões (+0,8% vs. 2018) também reflete a entrada em operação da usina de Baixo Iguaçu, que compensou o impacto negativo de RS 77 milhões das eólicas, reflexo da menor eolicidade em 2019 e do fato

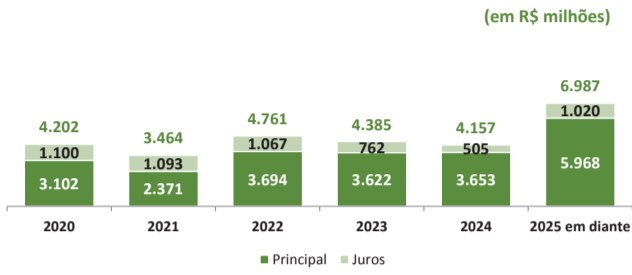


O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,49 em 31 de dezembro de 2018 para 3,00 em 31 de dezembro de 2019.



9.2 Cronograma de amortização das dívidas

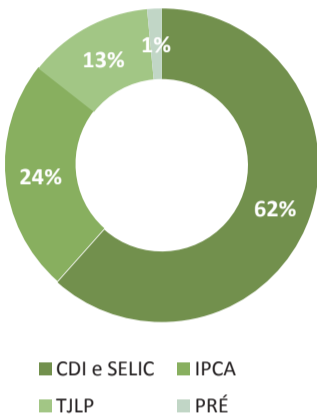
O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida (em milhões de reais), utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 31 de dezembro de 2019. Sendo assim, as informações apresentadas abaixo diferem das do cronograma de vencimentos apresentado nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2019, que considera os índices e moedas realizados no encerramento do período e não as projeções de mercado.



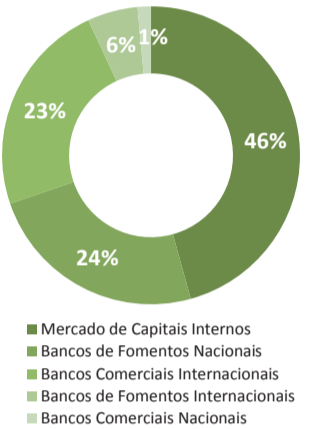
9.3. Perfil Dívida

Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio da dívida consolidada em 2019 foi de 108,8% do CDI.

DÍVIDA POR INDEXADOR



DÍVIDA POR FUNDING



10. RATING

Em 24 de janeiro de 2019, a *Standard & Poor's* -S&P reafirmou os ratings de crédito corporativo de Neoenergia e suas subsidiárias, Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes 'brAAA' na Escala Nacional Brasil, com perspectiva estável. Na mesma data, a S&P reafirmou os ratings de emissões 'brAAA' da Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes, e 'brAA+' da Neoenergia, Calango 6, NC Energia e Termopernambuco. Para Celpe, em 29 de março de 2019, a S&P Global Ratings atribuiu o rating de emissão 'brAAA' na Escala Nacional Brasil à 10ª emissão de debêntures da Companhia Energética de Pernambuco - Celpe (Celp: BB-/Estável/-; brAAA/Estável/-). Em 10 de dezembro de 2019, a *Standard & Poor's* -S&P reafirmou os ratings de crédito corporativo da Neoenergia e suas subsidiárias, Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes em 'BB-' na Escala Global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil, alterando a perspectiva de estável para positiva, refletindo o rating soberano do Brasil, que limitam os da Neoenergia. Nesta mesma data, a S&P reafirmou os ratings de emissão 'brAAA' da Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes, e 'brAA+' da Neoenergia, Calango 6, NC Energia e Termopernambuco.

11. OUTROS TEMAS

11.1. Clientes Baixa Renda

A Resolução ANEEL nº 414/2010 define o conceito de consumidores de baixa renda, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, subsidiadas por um benefício criado pelo Governo Federal e regulamentado pela Lei nº 12.212 e pelo Decreto nº 7.583.

Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	2019					2018				
	Consolidado	COELBA	CELPE	COSEERN	ELEKTRO	Consolidado	COELBA	CELPE	COSEERN	ELEKTRO
Convencional	9.947	4.286	2.475	1.007	2.179	9.724	4.304	2.382	953	2.086
Baixa Renda	2.406	1.100	862	290	155	2.356	968	882	310	196
Total	12.353	5.385	3.337	1.297	2.334	12.080	5.271	3.264	1.263	2.282

11.2. Práticas de Gestão

11.2.1. Remuneração de Acionistas

A Neoenergia possui definido em seu estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido, conforme Política de Distribuição de Dividendos, disponível no website da Companhia (<http://ri.neoenergia.com/governanca/codigos-e-politicas/>).

No ano de 2019, a Companhia deliberou os seguintes proventos:

- (i) Juros sobre Capital Próprio nos montantes de:
 - R\$ 338.000 mil, pagos em 07 de agosto, deliberados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 26 de junho;
 - R\$ 217.695 mil, com previsão de pagamento para até 30 de junho de 2020, deliberados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 12 de dezembro.

A Companhia informa que a destinação completa dos resultados de 2019 será aprovada na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2020.

11.2.2. Governança Corporativa

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. A estrutura de governança é composta pelo Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, com o apoio de Comitês que contribuem para as tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas da Companhia estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses. A estrutura societária e de governança do grupo Neoenergia, assim como seu Modelo de Negócio, estão baseados em uma estrutura descentralizada.

O Sistema de Governança Corporativa da Neoenergia reúne as políticas e os princípios que regem a organização, a operação e as relações do Grupo, atendendo os mais altos níveis de Governança Corporativa de empresas brasileiras, o que qualifica a Neoenergia para listagem de suas ações no Novo Mercado da B3. Estabelece-se para assegurar o cumprimento do estatuto social que vincula seus acionistas e, em particular, o objeto social e o interesse social da Neoenergia.

O Sistema de Governança Corporativa, configurado sempre em conformidade com o Acordo de Acionistas e com a legislação vigente, se inspira no Propósito e Valores do Grupo e se assenta no Estatuto Social que, aprovado pela Assembleia Geral de Acionistas, reúne e referenda todos os elementos-chaves do Sistema de Governança Corporativa, cujo desenvolvimento se atribui ao Conselho de Administração, sem prejuízo de outras competências.

Conselho de Administração

É integrado por treze representantes titulares, e dez membros suplentes, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Dentre os membros, sete são indicados pela Iberdrola, três pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ) e três são membros independentes. As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem mensalmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da Companhia. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria dos membros.

Conselho Fiscal

Com função independente, é composto por quatro membros titulares e igual número de suplentes. Os membros são eleitos pela Assembleia Geral Ordinária para mandatos de um ano. O Conselho Fiscal reúne-se mensalmente ou em reuniões extraordinárias, sempre que convocado.

Diretoria Executiva

É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por nove membros, incluindo o Diretor Presidente. Seus integrantes são nomeados pelo Conselho de Administração para mandatos de três anos, passíveis de renovação. Os diretores se reúnem ordinariamente, uma vez por semana ou sempre que convocados por qualquer um de seus pares. Comitês

O Grupo Neoenergia possui quatro diferentes comitês, instalados apenas na holding: Auditoria, Financeiro, Remuneração e Sucessão, e Partes Relacionadas. Cada Comitê, dentro de seu escopo, é responsável por análises e recomendações de grande parte das decisões do Conselho de Administração. Cada Comitê é formado por 05 membros titulares e seus respectivos suplentes, com exceção do Comitê de Partes Relacionadas formado por 03 membros titulares e igual número de suplentes, indicados pelo Conselho de Administração.

11.2.3. Gestão de Pessoas

A Neoenergia acredita e investe na melhoria contínua do ambiente de trabalho e, para isso, realiza anualmente a Pesquisa de Clima Organizacional. Em 2019, a Pesquisa foi aplicada para todos os colaboradores, atingindo 95% de adesão. Os resultados apontaram que 97% dos participantes sentem orgulho em fazer parte do Grupo Neoenergia, confirmando seu engajamento e confiança no futuro da organização. Em 2019 foram investidos R\$10,7 milhões em atividades voltadas para a formação de pessoas, com mais de 739 mil horas de treinamento. Este foi um ano de consolidação dos programas de desenvolvimento dos nossos colaboradores, em todos os níveis, mas também de investimento em formação na comunidade.

O Grupo Neoenergia continuou investindo na Escola de Eletricistas da Neoenergia, com o objetivo de formar pessoas da comunidade, capacitando-as para atuar como eletricistas. Em 2019 foi lançada a 1ª Escola de Eletricistas exclusiva para Mulheres, dando um passo a mais em nosso compromisso com a igualdade de gênero.

Também foi implementado o Programa Lídera, que fortaleceu em nossos líderes as competências de gestão e 300 líderes concluíram a trilha inicial do Programa, com treinamentos presenciais, realizados em parceria com escolas de liderança especializadas. Para os nossos profissionais (analistas e especialistas) foi desenvolvido o Programa Inspiração, que proporcionou discussões importantes para suas carreiras, estimulando seu protagonismo e inovação.

A Neoenergia manteve seu foco em sucessão, com mais de 70% de suas vagas sendo preenchidas por promoções internas de seus colaboradores, demonstrando o compromisso com o desenvolvimento de seus talentos. Ainda em 2019 ocorreu mais uma edição do nosso Programa de Voluntariado, que além de ser uma forma de atuar alinhados com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, aproxima também as empresas das comunidades.

Com ações como essas a Neoenergia estimula a responsabilidade, a colaboração, o protagonismo e o alinhamento entre seus colaboradores e times, preparando-os dia-a-dia para que evoluam em suas carreiras e assegurem os melhores resultados para o Grupo.

12. SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

12.1. Sustentabilidade e Mudanças Climáticas

A Sustentabilidade é um dos valores da cultura do Grupo Neoenergia, cujo propósito é "continuar construindo, de forma colaborativa, um modelo de energia elétrica mais saudável e acessível". Somos referência em energias renováveis e trabalhamos para ser um modelo de inspiração, criando valor econômico, social e ambiental em toda nossa volta e pensando no futuro.

As Políticas de Desenvolvimento Sustentável, Mudanças Climáticas, Meio Ambiente e Biodiversidade do Grupo determinam os princípios gerais e as bases que devem reger a estratégia da Companhia para garantir que todas as atividades corporativas e de negócios se comprometam e promovam a criação de valor sustentável para todos os públicos de relacionamento da empresa. Essas políticas têm por objetivo garantir o alinhamento da atuação de todas as empresas controladas ao seu compromisso com o dividendo social e com os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (ODS), especialmente em relação aos objetivos 7 e 13, referentes ao acesso universal da energia e à luta contra as mudanças climáticas.

Em 2019, o Grupo Neoenergia renovou seu compromisso junto aos Dez Princípios do Pacto Global da ONU, assumido em 2007, iniciativa que preconiza uma atuação baseada em princípios universais relacionados a direitos humanos, direitos do trabalho, preservação ambiental e combate à corrupção.

Para promover o diálogo e a transparência com seus públicos de relacionamento, a Neoenergia publica, anualmente, seu Relatório de Sustentabilidade, que é elaborado na metodologia da Global Reporting Initiative (GRI), acessível no site Neoenergia (<https://www.neoenergia.com/pt-br/sustentabilidade/modelo-negocio-energia-sustentavel/relatorios-sustentabilidade>).

12.2. Inovação

Em 2019, o Grupo Neoenergia adotou diversas iniciativas com foco na promoção da cultura de inovação, melhoria contínua, estímulo ao pensamento inovador e geração de valor através de jornadas que envolveram colaboradores, estudantes e parceiros. A companhia busca incorporar iniciativas de diferentes graus de complexidade e duração, enquanto investe em projetos estruturantes para o Grupo, seja através do programa de P&D regulado pela Aneel ou de projetos que favoreçam a experimentação em cada uma de suas áreas corporativas e de negócio. Dentro das linhas estratégicas, os temas de transformação digital e experiência dos clientes foram alguns destaques.

Assim, destacam-se os projetos de transformação das redes elétricas (Energia do Futuro) e da transformação do relacionamento e experiência do cliente (Conexão Digital). O primeiro projeto prevê a completa modernização e digitalização da rede nas cidades de Atibaia, Bom Jesus dos Perdões e Nazaré Paulista, na Elektro. Em estágio avançado de implantação, o projeto Energia do Futuro será totalmente concluído no início de 2020 e permitirá a melhoria da qualidade, redução de perdas e disponibilização de informações de consumo para os clientes através de aplicativos, usando uma rede celular privada, medidores inteligentes e esquemas de self-healing da rede. O segundo projeto, Conexão Digital, com apoio dos recursos de P&D Aneel, terá sua implantação acelerada a partir de 2020, com a completa digitalização da experiência dos nossos clientes em todo o Grupo, incluindo a integração de canais, novas funcionalidades e facilidades em nosso aplicativo e processos internos que proporcionarão mais agilidade, qualidade e informações para os clientes.

12.3. Educação e Cultura

Em 2019, tem destaque o projeto voltado para educação, realizado em parceria com a Agência Nacional de Notícias das Favelas - ANF, para a formação de 50 jovens em agentes de comunicação comunitária em Salvador e Recife.

No que tange a esfera cultural, as principais iniciativas foram no Estado da Bahia com o apoio a 9ª Festa Internacional Literária da cidade de Cachoeira - FLICA e no Estado do Rio Grande do Norte por meio do incentivo e apoio a projetos culturais via Lei Câmara Cascudo.

12.4. Instituto Neoenergia

Em 2019, o Instituto Neoenergia fez a gestão de 18 projetos em sete estados do Brasil, nas áreas de atuação das empresas do Grupo Neoenergia. Os projetos, que tiveram cerca de 16.600 beneficiados diretos e contribuíram diretamente com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas, dividem-se em quatro pilares: Formação e Pesquisa, Biodiversidade e Mudanças Climáticas, Arte e Cultura e Ação Social. Dentre eles, pode-se destacar o programa Impacto, que potencializou cinco ONGs e negócios de impacto em Salvador para que possam se desenvolver, aperfeiçoar seus processos de gestão e maximizar o seu impacto social, por meio de mentorias e cursos, e o Balcão de Ideias e Práticas Educativas, que visa a redução das desigualdades educacionais de crianças da rede municipal de ensino, capacitando 1.111 professores em 2019. No âmbito da cultura, o Instituto passou a gerir os editais culturais da Neoenergia, com o lançamento do programa Transformando Energia em Cultura no Rio Grande do Norte. Foram 18 projetos socioculturais selecionados dentre 158 inscritos. O Instituto também se associou ao GIFE - Grupo de Institutos, Fundações e Empresas, que tem por objetivo a promoção do investimento social privado no país.

12.5. Eficiência Energética

O Programa de Eficiência Energética (PEE) do Grupo Neoenergia abrange as distribuidoras do Grupo e tem como foco promover o uso eficiente da energia elétrica. Em 2019 contou com investimento total de R\$ 50,4 milhões nas quatro distribuidoras. Entre as ações que mereceram destaque em 2019 estão:

- Projetos Educativos em escolas públicas sobre o tema de uso eficiente da energia elétrica, capacitando 5.991 professores e 111.728 alunos das áreas de concessão das distribuidoras;
- Projeto Vale Luz, que consiste na troca de resíduos sólidos por desconto na conta de energia, com reciclagem de 990 toneladas de resíduos neste ano;
- Troca de lâmpadas com ação em comunidades populares com substituição de mais de 420 mil lâmpadas por LED para consumidores residenciais das 4 distribuidoras do Grupo;
- Eficientização de 1.023 prédios públicos e assistenciais (escolas públicas, unidades de saúde, instituições filantrópicas, etc) na área de concessão das distribuidoras, beneficiando 341 unidades na Bahia, 213 unidades em Pernambuco, 110 unidades no Rio Grande do Norte e 359 unidades em São Paulo, com a substituição de quase 350 mil lâmpadas; e
- Projeto de Inovação em Eficiência Energética para Startups em parceria com o SENAI/CIMATEC. Foram contratadas duas startups para desenvolver soluções que ofereçam aos consumidores a possibilidade de monitorar o consumo energia em tempo real, identificar suas principais cargas, e reconhecer como, onde e quando a energia é consumida.

12.6. Pesquisa e Desenvolvimento

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Neoenergia priorizam cinco temas estratégicos: (i) Tecnologias Inteligentes; (ii) Segurança de Instalações e de Pessoas; (iii) Recuperação de Energia; (iv) Qualidade e Confiabilidade; e (v) Sustentabilidade do Negócio.

Em 2019, as empresas do Grupo investiram R\$ 34 milhões em P&D, dos quais R\$ 27,2 milhões foram destinados para projetos das distribuidoras. Abaixo destacamos em nossas linhas estratégicas os os principais projetos do Grupo.

Tecnologias Inteligentes, Recuperação de Energia e Qualidade e Confiabilidade: Projeto "Desenvolvimento de Tecnologia Nacional para Redes Inteligentes" que desenvolve produtos, serviços e metodologias aplicáveis à melhoria do sistema no que diz respeito à comunicação de equipamentos inteligentes, identificação do nível de qualidade de energia, combate a perdas, interoperabilidade de medidores inteligentes, entre outros. Este projeto teve contribuições relevantes para os processos internos das nossas distribuidoras.

Sustentabilidade do Negócio: (i) Projeto "Sistema Inteligente de Armazenamento de Energia (SIAE)" que possibilita a otimização da operação das usinas solares Noronha 1 e Noronha 2 associando a um sistema de baterias de íon lítio o excedente de energia; (ii) Projeto "Microrredes" que viabiliza o desenvolvimento de redes autônomas de pequena escala como alternativa para universalização do atendimento na área de concessão da Coelba, de forma associada ao Programa Luz para Todos; (iii) Projeto "Conexão Digital" cujo objetivo é transformar a experiência do cliente da empresa por meio de canais digitais inteligentes; (iv) três projetos associados a Chamada Estratégia de Mobilidade Elétrica da ANEEL que visam desenvolver: a - caminho elétrico para frota de manutenção de redes das distribuidoras com tecnologia de injeção de energia na rede; b - criação de corredor verde no Nordeste (Salvador/BA a Natal/RN) e postos de carregamento urbano para avaliação do desempenho de veículos híbridos e elétricos; e c - desenvolver a Mobilidade Elétrica de forma sustentável em Fernando de Noronha via soluções e modelos de negócio em atividades de turismo, serviços públicos e operações da administração da Celpe, com soluções tecnológicas para suporte aos veículos elétricos e otimização dos recursos renováveis.

Segurança de Instalações e Pessoas: Projeto "Poda com Braço Robótico" que possibilita a execução robotizada e remota da poda de árvores próximas às redes energizadas.

13. PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS DO GRUPO NEOENERGIA

As ações do Grupo Neoenergia são pautadas na busca constante por qualidade e eficiência, cujos resultados são evidenciados a partir das premiações e reconhecimentos conquistados ao longo dos anos. A seguir, os principais destaques de 2019.

(i) **Selo Pró-Ética:** A Neoenergia recebeu o selo de Empresa Pró-Ética 2019, pela 3ª vez consecutiva, promovido pela Controladoria-Geral da União (CGU) e Apex-Brasil. A edição 2019 contou com a participação de 373 empresas de todos os portes e de diversos ramos de atuação e 26 delas foram premiadas. (ii) **Valor 1000:** Anuário elaborado pelo jornal Valor Econômico em parceria com a Serasa Experian e a Escola de Administração de Empresas da Fundação Getúlio Vargas. Na sua 19ª edição a Neoenergia está novamente entre as 30 maiores empresas do Brasil. A empresa ocupa a 26ª colocação na esfera nacional, sendo a 18ª em lucro, 20ª em EBITDA e 13ª em patrimônio líquido. No setor elétrico a Neoenergia atingiu a 3ª posição em receita líquida e a 9ª posição no desempenho financeiro geral. (iii) **500 Melhores e Maiores:** A Neoenergia e suas distribuidoras estão posicionadas com destaque no ranking das "500 Melhores e Maiores" empresas do Brasil, publicado pela Revista Exame. A "holding" figura na 24ª posição entre os 200 maiores grupos do país. Na lista das 500 maiores companhias, a Elektro figura na 105ª posição. A Elektro também está entre as 50 maiores empresas de serviços, subindo duas posições - da 27ª para 25ª - entre 2017 e 2018.

Já a Coelba (BA) subiu 12 posições entre as 100 maiores empresas de capital aberto, ficando em 78º lugar. Duas distribuidoras da Neoenergia estão entre as 50 maiores pagadoras de dividendos: Coelba (42º) e Cosern (44º). Na lista das 20 companhias que mais pagaram tributos, a Coelba (BA) é a 13ª e Elektro, 16ª. A Coelba está em 8º no ranking de liderança no mercado no qual atua. (iv) **Prêmio Abradee:** Pela 10ª vez, a Elektro conquistou a primeira colocação na categoria Melhor Distribuidora Nacional, e o 1º lugar na categoria Qualidade da Gestão. Foi a 2ª melhor na categoria Gestão Econômico-Financeira, e ficou com a 3ª posição em Responsabilidade Social. A Cosern conquistou 2ª colocação nacional ao ser reconhecida como a Melhor Distribuidora do Nordeste e ainda figurou como a 2ª melhor em Responsabilidade Social, e 3ª na categoria Qualidade da Gestão. A Coelba conquistou 3ª colocação na categoria Evolução do Desempenho seguida pela Celpe que recebeu o 4º lugar. (v) **Qual Exame de Sustentabilidade 2019:** A revista Exame posicionou a Neoenergia entre as companhias do setor elétrico acima da média em dois indicadores: Ética e Transparência e Direitos Humanos. (vi) **Prêmio ODS 2019:** A Neoenergia conquistou o prêmio na categoria Grandes Empresas Parcerias com o estudo de caso "Ações Educativas de Eficiência Energética", baseado no projeto Festival Tó Ligado na Energia, uma parceria da empresa com o artista Carlinhos Brown para levar orientações sobre o uso seguro e eficiente da energia elétrica. (vii) **Prêmio Câmara Espanhola de Sustentabilidade:** O projeto Energia do Futuro foi o vencedor na categoria Inovação no 7º Prêmio Câmara Espanhola de Sustentabilidade, iniciativa que reconhece empresas com as melhores práticas para o negócio. O projeto Energia do Futuro é desenvolvido nas cidades de Atibaia, Bom Jesus dos Perdões e Nazaré Paulista, no interior de São Paulo. Nestes locais, está sendo implantado um novo modelo de operação fortemente baseado em tecnologias de redes inteligente. (viii) **Índice de Satisfação da Qualidade Percebida do Grupo de Grandes Clientes:** O Índice Aneel de Satisfação com Consumidor (IASC) é um indicador que permite avaliar a satisfação do cliente residencial com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica, obtido anualmente a partir de estudo realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) com consumidores de todas as distribuidoras, concessionárias e permissionárias, que atuam no território nacional. São realizadas cerca de 25 mil entrevistas. As variáveis avaliadas são: qualidade percebida; valor percebido (relação custo-benefício); satisfação global; confiança no fornecedor; e fidelidade. Em 2019, considerando o IASC do Grupo de Grandes Clientes, nossas distribuidoras foram classificadas da seguinte forma: Elektro: IASC de 82,8 (2º lugar) / Cosern: IASC de 82,4 (3º posição) / Coelba: IASC de 77,2 (10ª colocação) / Celpe: IASC de 72,8 (13ª no ranking). A performance posiciona a Cosern como a melhor distribuidora em satisfação dos Grandes Clientes do Nordeste e a Elektro como a melhor distribuidora do Sudeste. (ix) **Smart Customer: Reconhecimento Na Categoria Respeito Ao Cliente:** As distribuidoras da Neoenergia (Coelba (BA), Celpe (PE), Cosern (RN) e Elektro (SP/MS)) foram reconhecidas pelo Prêmio Smart,Customer 2019 voltado às melhores práticas em relacionamento e atendimento aos consumidores, na categoria Respeito ao Cliente.

A premiação integra o tradicional congresso que leva o nome do prêmio, promovido pela Inova Focus. Com o case "O cliente é tudo para gente", as empresas do grupo foram agraciadas por implementarem campanha marcada por novas práticas de atendimento e satisfação dos usuários. (x) **Prêmio Whow:** A Neoenergia foi eleita, pela primeira vez, a empresa mais inovadora do setor de elétrico nacional em 2019. A companhia foi destaque do Prêmio Whow! de Inovação 2019, organizado pelo Grupo Padrão, na categoria Energia e Utilities, com seu projeto de Redes Inteligentes. A partir de avaliação de projetos focados em geração de produtos e serviços inovadores, a iniciativa foi reconhecida como exemplo do pioneirismo em tecnologia e inovação no setor elétrico.

14. AUDITORES INDEPENDENTES

Em conformidade com a Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia declara que mantém contrato com a KPMG Auditores Independentes ("KPMG"), firmado em 30/06/2017, com vigência de 36 (trinta e seis) meses.

Em 2019, a KPMG Auditores Independentes prestou serviços de auditoria pelo montante R\$ 5.736.430,33, dos quais R\$ 4.925.727,66 referem-se à auditoria das demonstrações financeiras (incluindo revisões trimestrais) e R\$ 810.702,67 referem-se a outros serviços relacionados à auditoria, tais como tradução dos demonstrativos para inglês, relatório de Covenants, fluxo de caixa de dividendos, auditoria de demonstrações regulatórias e controle patrimonial.

A política de atuação da Companhia quanto à contratação de serviços de auditoria externa 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.

15. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia s.a., apresenta os resultados do quarto trimestre (4T19) a partir de análises gerenciais que a administração entende traduzir da melhor forma o negócio da companhia, conciliada com os padrões internacionais de demonstrações financeiras (International Financial Reporting Standards - IFRS).

Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	Ano atual		Ano anterior		Correspondência nas Notas Explicativas
	Trimestre	Acumulado	Trimestre	Acumulado	
(+) Receita líquida	7.453,8	28.461,3	6.779,0	25.953,7	Demonstrações de resultado
(-) Outras receitas	(223,7)	(849,2)	(115,2)	(714,6)	Nota 23
(+) Outras receitas - Outras receitas	(13,9)	11,1	(20,3)	2,4	Nota 23.5
= RECEITA Operacional Líquida	7.216,2	27.623,1	6.643,6	25.241,4	
(+) Custos com energia elétrica	(3.639,5)	(14.518,7)	(3.283,9)	(13.933,3)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(140,2)	(442,2)	(38,7)	(366,2)	Nota 25
(+) Custos de construção	(1.082,1)	(4.054,2)	(1.367,5)	(3.513,6)	Demonstrações de resultado
= Custo com Energia	(4.861,8)	(19.015,2)	(4.690,1)	(17.813,1)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	155,7	555,6	33,8	428,6	Nota 23.5
= MARGEM BRUTA	2.510,0	9.163,6	1.987,2	7.857,0	
(+)					

BALANÇOS SOCIAIS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 31 DE DEZEMBRO DE 2018 (Informação adicional)

1 - BASE DE CÁLCULO		2019				2018			
		R\$ mil				R\$ mil			
Receita Líquida (RL)		28.461.313				25.953.659			
Resultado Operacional (RO)		4.273.181				3.269.886			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)		1.415.789				1.267.987			
Valor Adicionado Total (VAT)		20.890.227				20.939.051			
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	RS mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	RS mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	
Alimentação	131.660	9,30%	0,46%	0,63%	108.971	8,59%	0,42%	0,52%	
Encargos sociais compulsórios	286.717	20,25%	1,01%	1,37%	260.780	20,57%	1,00%	1,25%	
Previdência privada	26.942	1,90%	0,09%	0,13%	6.029	0,48%	0,02%	0,03%	
Saúde	136.423	9,64%	0,48%	0,65%	110.030	8,68%	0,42%	0,53%	
Segurança e saúde no trabalho	9.045	0,64%	0,03%	0,04%	16.829	1,33%	0,06%	0,08%	
Educação	2.729	0,19%	0,01%	0,01%	2.053	0,16%	0,01%	0,01%	
Cultura	2.456	0,17%	0,01%	0,01%	2.267	0,18%	0,01%	0,01%	
Capacitação e desenvolvimento profissional	12.157	0,86%	0,04%	0,06%	13.188	1,04%	0,05%	0,06%	
Creches ou auxílio-creche	12.779	0,90%	0,04%	0,06%	11.616	0,92%	0,04%	0,06%	
Esporte	1.074	0,08%	0,00%	0,01%	62	0,00%	0,00%	0,00%	
Transporte	2.494	0,18%	0,01%	0,01%	2.975	0,23%	0,01%	0,01%	
Participação nos lucros ou resultados	132.417	9,35%	0,47%	0,63%	123.839	9,77%	0,48%	0,59%	
Total - Indicadores sociais internos	756.893	53,46%	2,66%	3,62%	658.640	51,94%	2,54%	3,15%	
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	RS mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	RS mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	
Educação	718	0,02%	0,00%	0,00%	6.119	0,19%	0,02%	0,03%	
Cultura	2.999	0,07%	0,01%	0,01%	62.100	1,90%	0,24%	0,30%	
Desenvolvimento Social	177.673	4,16%	0,62%	0,85%	261.551	8,00%	1,01%	1,25%	
Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico	104.351	2,44%	0,37%	0,50%	110.576	3,38%	0,43%	0,53%	
Outros	3.884	0,09%	0,01%	0,02%	600	0,02%	0,00%	0,00%	
Total das Contribuições para a Sociedade	289.625	6,78%	1,02%	1,39%	440.945	13,49%	1,70%	2,11%	
Tributos (Exceto Encargos Sociais)	9.364.404	219,14%	32,90%	44,83%	8.346.736	255,26%	32,16%	39,86%	
Total - Indicadores sociais externos	9.654.029	225,92%	33,92%	46,21%	8.787.681	268,75%	33,86%	41,97%	
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	RS mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	RS mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	
Investimentos relacionados com a operação da empresa	897.385	21,00%	3,15%	4,30%	867.572	26,53%	3,34%	4,14%	
Investimento em programas e/ou projetos externos	49.246	1,15%	0,17%	0,24%	51.098	1,56%	0,20%	0,24%	
Total dos investimentos em meio ambiente	946.631	22,15%	3,33%	4,53%	918.670	28,09%	3,54%	4,39%	
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade		139				183			
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativa e/ou judicialmente		311				549			
Passivos e contingências ambientais		35				119			
Quando ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:	() Não possui Metas	() Cumpre de 0 a 50%	() Cumpre de 51 a 75%	(x) Cumpre de 76 a 100%	() Não possui Metas	() Cumpre de 0 a 50%	() Cumpre de 51 a 75%	(x) Cumpre de 76 a 100%	
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2019				2018				
Nº de empregados(as) ao final do período	11.746				10.749				
Nº de admissões durante o período	1.703				1.717				
Nº de desligamentos durante o período	706				1.041				
Nº de empregados(as) terceirizados	27.366				21.604				
Nº de estagiários(as)	510				470				
Nº de empregados acima de 45 anos	1.941				1.662				
Nº de empregados por faixa etária, nos seguintes intervalos:									
menores de 18 anos	-				-				
de 18 a 35 anos	5.053				5.765				
de 36 a 60 anos	5.933				4.909				
acima de 60 anos	760				75				
Nº de empregados por nível de escolaridade, segregado por:									
analfabetos	-				-				
com ensino fundamental	477				6.334				
com ensino médio	7.350				991				
com ensino técnico	526				1.699				
com ensino superior	2.793				1.152				
pós-graduados	600				573				
Nº de empregados por sexo:									
homens	9.615				8.796				
mulheres	2.131				1.953				
% de cargos de chefia por sexo:									
homens	85%				82%				
mulheres	15%				18%				
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	1.224				1.966				
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	3%				2%				
Nº de empregados portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	347				324				
Remuneração bruta segregada por:									
Empregados	688.240				461.679				
Administradores	33.397				32.612				
Terceirizados	-				-				
Autônomos	-				-				
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	2019				2018				
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	349				328				
Nº total de acidentes de trabalho	55				71				
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)	() direção	(x) direção e gerência	
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() direção e gerência	() todos (as) os empregados (as)	(x) todos(as) + CIPA	(x) direção e gerência	(x) todos(as) + CIPA	(x) todos (as) os empregados (as)	() direção	(x) direção e gerência	
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e a 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	() não se envolve	(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)	() direção	(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)	() direção	(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	() não são considerados	() são sugeridos	
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	() não se envolve	() apóia	
Contencioso Cível:									
Nº total de reclamações e críticas de consumidores(as):									
Na Empresa	129.226				128.315				
No Procon	9.286				7.919				
Na Justiça	62.337				68.413				
% das reclamações e críticas solucionadas:									
Na Empresa	100%				98%				
No Procon	100%				100%				
Na Justiça	90%				115%				
Montante de multas e indenizações a clientes, determinadas por órgãos de proteção e defesa do consumidor ou pela Justiça	164.120				168.151				
Ações empreendidas pela entidade para sanar ou minimizar as causas das reclamações:									
Diagnósticos de causas raiz; intervenções com as áreas operacionais e atendimento; insumo para comunicação proativa ao cliente; retroalimentação do processo; mensuração estatística e qualitativa de problemas; atuação preventiva de possíveis objetos e acompanhamento do índice de esforço do cliente.									
Contingências e passivos trabalhistas:									
Número de processos trabalhistas movidos contra a entidade	1.124				1.191				
Julgados procedentes	1.461				1.041				
Julgados improcedentes	564				512				
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça	53.022				41.527				
Valor Adicionado total a distribuir (em mil R\$)	20.890.227				20.939.051				
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):									
Ao Governo (%)	57%				52%				
Aos Colaboradores (%)	6%				5%				
Aos Acionistas (%)	11%				8%				
A terceiros (%)	26%				35%				
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES	CNPJ: 01.083.200/0001-18 Para esclarecimentos sobre as informações declaradas: Francisco de Assis Diniz Carvalho Junior Fone: (21) 3235-2815 E-mail: francisco.carvalho@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.								

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais)

	Notas	Controladora		Consolidado	
		2019	2018	2019	2018
Ativo					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	7	999.286	253.593	4.040.719	3.933.675
Contas a receber de clientes e outros	8	62	62	5.718.252	5.160.926
Títulos e valores mobiliários		-	-	24.905	21.517
Instrumentos financeiros derivativos	17	-	26.838	508.853	108.921
Imposto de Renda e Contribuição Social a recuperar	9.1	233.783	132.937	456.097	502.438
Outros tributos a recuperar	9.2	137	134	1.298.736	317.400
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	12.1	312.175	-	15.131	-
Despesas pagas antecipadamente		2.159	1.307	102.187	98.692
Serviços em curso		-	-	59.108	59.859
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	11	-	-	394.698	1.023.290
Concessão do serviço público (ativo contratual)	14.2	-	-	89.899	51.901
Outros ativos circulantes		19.458	40.908	222.458	218.847
Total do circulante		1.567.060	455.779	12.931.043	11.497.466
Não circulante					
Contas a receber de clientes e outros	8	-	-	297.695	343.704
Títulos e valores mobiliários		-	-	146.032	109.804
Instrumentos financeiros derivativos	17	-	-	860.912	1.045.220
Imposto de Renda e Contribuição Social a recuperar	9.1	-	-	2.913	3.851
Outros tributos a recuperar	9.2	-	-	2.785.125	358.468
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	12.1	77.113	553.407	-	12.828
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	10	-	-	752.311	1.031.035
Depósitos judiciais	20	50.733	47.910	920.303	792.014
Despesas pagas antecipadamente		701	-	7.122	6.780
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	32	-	-	32.511	31.354
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	11	-	-	-	8.599
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	14.1	-	-	11.742.633	9.255.797
Concessão do serviço público (ativo contratual)	14.2	-	-	5.542.565	4.312.815
Outros ativos não circulantes		160.011	157.534	75.209	111.837
Investimentos		19.127.941	17.486.887	2.501.235	2.418.124
Investimentos em coligadas e controladas	12	19.127.941	17.486.887	2.499.316	2.416.139
Outros investimentos		-	-	1.919	1.985
Direito de uso		-	-	90.897	-
Imobilizado	13	29.997	28.053	6.160.070	5.894.392
Intangível	15	742	1.014	9.366.206	9.330.390
Total do não circulante		19.447.238	18.274.805	41.283.739	35.067.012
Total do ativo		21.014.298	18.730.584	54.214.782	46.564.478
Passivo					
Circulante					
Fornecedores	16	92.219	61.563	3.049.421	2.646.752
Empréstimos e financiamentos	17	-	159.186	3.364.752	1.933.847
Debêntures	17	20.233	127.905	340.740	892.201
Passivo de arrendamento		-	-	27.349	-
Instrumentos financeiros derivativos	17	-	-	46.600	23.277
Salários e encargos a pagar		19.405	15.906	312.101	269.609
Encargos setoriais	18	-	-	163.055	293.997
Imposto de Renda e Contribuição Social a recolher	19.1	-	2.680	9.256	20.369
Outros tributos a recolher	19.2	81.464	90.379	739.640	806.099
Dividendos e Juros sobre capital próprio	22.6	197.829	329.488	213.661	342.499
Provisões	20	-	-	188.141	151.377
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	32	-	-	66.512	61.833
Concessão do Serviço Público (Uso do Bem Público)		-	-	6.051	4.178
Outros passivos circulantes	21	320.153	102.107	1.024.421	584.250
Total do circulante		731.303	889.214	9.551.700	8.030.288
Não circulante					
Fornecedores	16	-	-	136.417	113.711
Empréstimos e financiamentos	17	-	-	9.758.755	10.371.871
Debêntures	17	1.266.273	421.127	9.199.491	7.858.173
Passivo de arrendamento		-	-	69.605	-
Instrumentos financeiros derivativos	17	-	-	5.208	4.906
Encargos setoriais	18	-	-	283.523	159.120
Outros tributos a recolher	19.1	-	-	7.119	6.403
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	10	3.323	3.323	221.611	116.544
Provisões	20	14.567	8.637	1.103.796	865.626
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	32	-	-	791.482	879.759
Valores a rep					

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais)

Controladora	Reservas de lucro							Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Lucros acumulados	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva de transação com os sócios	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de retenção de lucros			
Saldos em 01 de janeiro de 2018	11.919.982	100.711	(1.586.080)		672.015	73.046	4.210.886	200.556	-	15.378.537
Adoção inicial CPC 47/IFRS 15	-	-	-	-	-	-	-	-	161.305	161.305
Adoção inicial CPC 48/IFRS 9	-	-	-	-	-	-	-	-	(60.497)	(60.497)
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(200.556)	-	(200.556)
Transação com os sócios:										
Aumento de capital	1.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000.000
Reserva de capital	-	(7.435)	-	-	-	-	-	-	-	(7.435)
Ajuste de transação com sócios	-	-	(7.987)	-	-	-	-	-	-	(7.987)
Outros resultados abrangentes:										
Resultado abrangente decorrente de equivalência sobre investida	-	-	-	41.926	-	-	-	-	-	41.926
Reclassificação do plano de pensão das investidas (conforme parágrafo 122 CPC 33)	-	-	-	(1.722)	-	-	-	-	1.722	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	1.536.846	1.536.846
Destinação:										
Reserva Legal	-	-	-	-	81.968	-	-	-	(81.968)	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	807.741	-	(807.741)	-
Reserva de lucros a realizar	-	-	-	-	-	161.305	-	-	(161.305)	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	(522.362)	(522.362)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	-	(66.000)	(66.000)
Saldos em 31 de dezembro de 2018	12.919.982	93.276	(1.594.067)	(172.375)	753.983	234.351	5.018.627	-	-	17.253.777
Transação com os sócios:										
Ajuste de transação com sócios	-	-	(3.338)	-	-	-	-	-	-	(3.338)
Outros resultados abrangentes:										
Participação sobre Planos de Benefícios e Planos de Saúde a Empregados das investidas	-	-	-	51.714	-	-	-	-	-	51.714
Participação sobre hedge de fluxo de caixa das investidas	-	-	-	(722)	-	-	-	-	-	(722)
Reclassificação plano de pensão das investidas (conforme parágrafo 122 CPC 33)	-	-	-	(1.906)	-	-	-	-	1.906	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	2.229.143	2.229.143
Destinação:										
Reserva legal	-	-	-	-	111.552	-	-	-	(111.552)	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	1.563.802	-	(1.563.802)	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	(555.695)	(555.695)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	12.919.982	93.276	(1.597.405)	(123.289)	865.535	234.351	6.582.429	-	-	18.974.879

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais)

Consolidado	Reservas de lucro				Proposta de distribuição de dividendos adicionais		Lucros acumulados	Total Acionistas controladores	Participação Não controladores	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva de transação com os sócios	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar				
Saldos em 01 de janeiro de 2018	11.919.982	100.711	(1.586.080)	(212.579)	672.015	73.562	4.210.886	200.556	-	15.608.354
Adoção inicial CPC 47/IFRS 15	-	-	-	-	-	-	-	-	161.305	161.305
Adoção inicial CPC 48/IFRS 9	-	-	-	-	-	-	-	-	(60.497)	(60.497)
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(200.556)	-	(200.556)
Transação com os sócios:										
Aumento de capital	1.000.000	-	-	-	-	-	-	-	1.000.000	1.056.934
Reserva de capital	-	(7.435)	-	-	-	-	-	-	(7.435)	(7.174)
Ajuste de transação com sócios	-	-	(7.987)	-	-	-	-	-	(7.987)	(17.953)
Outros resultados abrangentes:										
Participação sobre Planos de Benefícios e Planos de Saúde a Empregados das investidas	-	-	-	35.114	-	-	-	-	35.114	37.127
Reclassificação do plano de pensão das investidas (conforme parágrafo 122 CPC 33)	-	-	-	(1.722)	-	-	-	-	1.722	-
Participação sobre hedge de fluxo de caixa das investidas	-	-	-	6.812	-	-	-	-	6.812	6.341
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	1.536.330	1.593.951
Destinação:										
Reserva Legal	-	-	-	-	81.968	-	-	-	(81.968)	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	807.741	-	(807.741)	-
Reserva de lucros a realizar	-	-	-	-	-	160.789	-	-	(160.789)	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	(522.362)	(522.362)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	-	(66.000)	(66.000)
Saldos em 31 de dezembro de 2018	12.919.982	93.276	(1.594.067)	(172.375)	753.983	234.351	5.018.627	-	17.253.777	17.576.795
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(68.210)
Transação com os sócios:										
Ajuste de transação com sócios	-	-	(3.338)	-	-	-	-	-	(3.338)	(57.388)
Outros resultados abrangentes:										
Participação sobre Planos de Benefícios e Planos de Saúde a Empregados das investidas	-	-	-	51.714	-	-	-	-	51.714	52.765
Participação sobre hedge de fluxo de caixa das investidas	-	-	-	(722)	-	-	-	-	(722)	1.148
Reclassificação plano de pensão das investidas (conforme parágrafo 122 CPC 33)	-	-	-	(1.906)	-	-	-	-	1.906	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	2.229.143	2.309.322
Destinação:										
Reserva Legal	-	-	-	-	111.552	-	-	-	(111.552)	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	1.563.802	-	(1.563.802)	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	(555.695)	(555.695)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	12.919.982	93.276	(1.597.405)	(123.289)	865.535	234.351	6.582.429	-	18.974.879	19.258.737

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado			Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018		2019	2018	2019	2018
FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL									
Lucro do exercício									
AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	2.229.143	1.536.846	2.309.322	1.593.951	Outros passivos	87.902	24.144	441.871	(241.289)
Depreciação e amortização (*)	3.466	3.151	1.298.944	1.128.058	Recebimento de dividendos e juros sobre capital próprio	58.423	(6.008)	135.803	(1.723.366)
Valores a compensar/(repassar) da Parcela A e outros itens financeiros	-	-	(446.197)	(813.260)	Encargos de dívidas pagos e liquidação de instrum.Financ.Deriv;	1.817.840	766.392	39.737	55.223
Equivalência patrimonial	(2.549.483)	(1.822.380)	(67.788)	(56.320)	Pagamento de juros – Arrendamentos	(6.469)	(264)	(324.450)	(257.028)
Amortização de mais-valia	167.908	173.385	170.397	177.061	Imposto de renda (IR) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) pagos	1.724.773	585.327	3.409.648	1.328.445
Imposto de renda e contribuição social	(25)	(22.318)	623.067	359.117	CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	1.724.773	585.327	3.409.648	1.328.445
Encargos de dívidas e atualizações monetárias, cambiais e derivativos e outras receitas e despesas financeiras	63.498	61.543	1.271.689	1.267.296	ATIVIDADE DE INVESTIMENTO				
Valor de reposição estimado da concessão	-	-	(555.619)	(489.441)	Integralização de capital em investidas	(892.268)	(1.314.095)	(57.429)	(174.071)
Valor justo ativo contratual da concessão	-	-	(64.832)	-	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	(47.707)	-	-
Perda/(ganho) na baixa de ativos, imobilizado, intangíveis e financeiros indenizáveis	322	1	146.501	114.283	Aquisição de imobilizado	(3.714)	(1.546)	(420.442)	(402.615)
Provisão contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	4.016	1.929	197.073	172.091	Aquisição de intangível	-	(2)	(6.619)	(1.114)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa perdas contas a receber	11.641	9.167	384.289	299.928	Concessão Serviço Público (Ativo contratual)	-	-	(3.881.449)	(3.739.356)
Atualização monetária dos planos de benefício pós-emprego	-	-	81.499	90.623	Aplicação de títulos e valores mobiliários	-	-	(179.406)	(318.201)
Atualização monetária das provisões para contingências e desmantelamento	2.477	58	155.122	123.363	Resgate de títulos e valores mobiliários	-	87	150.087	262.531
Rendimentos de títulos e valores mobiliários	-	-	(12.519)	(13.871)	GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(895.982)	(1.363.263)	(4.395.258)	(4.372.826)
Outras provisões e atualizações de receitas e despesas, líquidas	(2.843)	4.322	(25.248)	12.061	ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO				
Juros incorridos passivo de arrendamento	-	-	11.386	-	Aumento de capital	-	1.000.000	-	1.039.126
	(69.880)	(54.296)	5.477.086	3.964.940	Captação de empréstimos e financiamentos	-	-	3.063.714	3.562.991
REDUÇÃO (AUMENTO) DOS ATIVOS OPERACIONAIS					Captação de debêntures	1.294.449	-	3.494.449	4.759.853
Contas a receber de clientes e outros	-	892	(884.001)	(201.303)	Amortização do principal de empréstimos, financiamentos e swap	(157.278)	(620.394)	(2.337.019)	(4.909.330)
IR e CSLL a Recuperar	(94.377)	(72.064)	322.665	(238.239)	Amortização do principal de debêntures	(535.714)	(114.328)	(2.810.447)	(1.206.288)
Outros tributos a recuperar	-	7	(229.533)	(31.075)	Pagamentos de custos de captação	(49.215)	-	(76.114)	(54.032)
Depósitos judiciais	20	199	(109.748)	(51.430)	Depósitos em garantia	-	-	(26.250)	182.893
Despesas pagas antecipadamente	(1.553)	132	(3.837)	(104.436)	Obrigações especiais	-	-	507.147	280.788
Valores a compensar da Parcela A e outros itens financeiros	-	-	1.211.607	763.145	Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(635.340)	(510.459)	(697.584)	(534.379)
Benefício pós-emprego e outros benefícios	-	-	-	22.645	Pagamento de principal – Arrendamentos	-	-	(25.242)	-
Concessão Serviço Público (Ativo Contratual)	-	-	(847.117)	52.935	GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	(83.098)	(245.181)	1.092.654	3.121.622
Outros ativos	31.384	36.435	(97.256)	352.884	AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA	745.693	(1.023.117)	107.044	77.241
	(64.526)	(34.399)	(637.220)	565.126	Caixa e equivalentes no início do exercício	253.593	1.276.710	3.933.675	3.856.434
AUMENTO (REDUÇÃO) DOS PASSIVOS OPERACIONAIS					Caixa e equivalentes no final do exercício	999.286	253.593	4.040.719	3.933.675
Fornecedores	30.656	14.945	442.014	(896.988)	VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA	745.693	(1.023.117)	107.044	77.241
Salários e encargos a pagar	3.499	7.340	42.492	(24.767)	TRANSAÇÕES QUE NÃO ENVOLVERAM CAIXA				
Encargos setoriais	-	-	(23.973)	(173.853)	Capitalização de juros e despesas financeiras	-	-	139.351	188.383
Outros tributos a recolher	(60.929)	(52.437)	(416.940)	54.788	Provisão para desmantelamento	-	-	3.324	4.831
IR e CSLL a Recolher	(2.705)	-	(29.408)	-	Aumento de capital com instrumentos patrimoniais	80.211	-	-	-
Valores de compensar da Parcela A e outros itens financeiros	-	-	-	(70.130)	Contratos de arrendamento IFRS 16	-	-	62.695	-
Indenizações/Contingências pagas									

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A NEOENERGIA S.A. ("Neoenergia" ou a "Companhia") com sede na Praia do Flamengo, 78 - 3º andar - Flamengo - Rio de Janeiro - RJ, é uma sociedade por ações de capital aberto, com ações admitidas à negociação no mercado de ações da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão constituída com o objetivo principal de atuar como *holding*, participando no capital de outras sociedades. As controladas da Neoenergia (conjuntamente com a Neoenergia, o "Grupo") são dedicadas primariamente às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica e estão apresentadas na Nota Explicativa 12.

2. CONCESSÕES

O Grupo e as empresas coligadas e controladas em conjunto possuem o direito de explorar, indiretamente, as seguintes concessões, autorizações/permísões de distribuição, comercialização, transmissão e de geração de energia:

Distribuição	Número de Municípios	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento
COELBA	415	Estado da Bahia	08/08/1997	07/08/2027
CELPE	184	Estado de Pernambuco	30/03/2000	29/03/2030
CELPE	1	Distrito de Fernando de Noronha	30/03/2000	29/03/2030
CELPE	1	Estado da Paraíba	30/03/2000	29/03/2030
COSERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/1997	30/12/2027
Elektro Redes	223	Estado de São Paulo	27/08/1998	26/08/2028
Elektro Redes	5	Estado do Mato Grosso do Sul	27/08/1998	26/08/2028

Transmissão em operação	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento
Afluente T	Estado da Bahia	08/08/1997	08/08/2027
SPE SE Naranidiba S.A. (SE Naranidiba)	Estado da Bahia	28/01/2009	28/01/2039
SPE SE Naranidiba S.A. (SE Extremoz)	Estado do Rio Grande do Norte	10/05/2012	10/05/2042
SPE SE Naranidiba S.A. (SE Brumado)	Estado da Bahia	27/08/2012	27/08/2042
Potiguar Sul	Estado da Paraíba e Rio Grande do Norte	01/08/2013	01/08/2043

Transmissão em construção	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento
Jalapão (a)	Estados do Tocantins, Bahia e Piauí	08/03/2018	08/03/2048
Santa Luzia	Estados da Paraíba e Ceará	08/03/2018	08/03/2048
Guanabara	Estado do Rio de Janeiro	22/03/2019	22/03/2049
Itapapoana	Estado do Rio de Janeiro	22/03/2019	22/03/2049
Lagos dos Patos	Rio Grande do Sul e Santa Catarina	22/03/2019	22/03/2049
Vale do Itajaí	Paraná e Santa Catarina	22/03/2019	22/03/2049
Dourados	Estados do Mato Grosso do Sul e São Paulo	31/07/2017	31/07/2047
Atibaia (b)	Estado de São Paulo	31/07/2017	31/07/2047
Biguacu	Estado de Santa Catarina	31/07/2017	31/07/2047
Sobral	Estado do Ceará	31/07/2017	31/07/2047

Comercialização	Localidade	Data de Autorização
NC Energia	Rio de Janeiro - RJ	22/11/2000
Elektro Comercializadora	Campinas - SP	26/05/2003

Geração em operação	Tipo de usina	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Física (MWmed)	Energia contratada (MW-med)	Data da Concessão/autorização	Data de vencimento
Itapebi	Hidrelétrica - UHE	Rio Jequitinhonha – BA	462,011 MW	209,1 MW	172,4 MW (ACL)	28/05/1999	31/08/2035
Termopernambuco	Termelétrica - UTE	Complexo Portuário do Suape - PE	532,756 MW	504,12 MW	455,0 MW	18/12/2000	18/12/2030
CELPE							
Fernando de Noronha	Térmica a diesel	Distrito de Fernando de Noronha - PE	4,8 MW	1,9 MW	1,9 MW	21/12/1989	29/03/2030
Baguari I	Hidrelétrica - UHE	Rio Doce - MG	140,0 MW	84,7 MW	77,0 MW	15/08/2006	14/08/2041
Geração CIII							
Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	Rio Corumbá - GO	96,447 MW	49,3 MW	50,9 MW	07/11/2001	14/02/2037
Energética Águas da Pedra							
Dardanelos	Hidrelétrica - UHE	Rio Aripuanã - MT	261,0 MW	154,9 MW	147,0 MW	03/07/2007	02/01/2043
Companhia Hidrelétrica Teles Pires	Hidrelétrica - UHE	Rio Teles Pires - MT	1.819,8 MW	930,7 MW	778 MW (ACR) / 339,233 MW (ACL)	07/06/2011	06/06/2046
Geração Céu Azul							
Baixo Iguaçu	Hidrelétrica - UHE	Rio Iguaçu - PR	350,2 MW	172,4 MW	121,0 MW (ACR) / 51,8 MW (ACL)	20/08/2012	14/09/2049
Norte Energia							
Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	Rio Xingu - PA	11.233,1MW	4.571,0 MW	3.024,83 MW (ACR) / 864,24 MW (ACL)	26/08/2010	25/08/2045
PARQUES EÓLICOS							
Arizona 01	Eólica	Rio do Fogo - RN	28,0 MW	12,9 MW	12,3 MW	04/03/2011	03/03/2046
Mel 2	Eólica	Areia Branca - RN	20,0 MW	9,8 MW	9,3 MW	28/02/2011	27/02/2046
Caetité 1	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	13,0 MW	13,0 MW	29/10/2012	29/10/2042
Caetité 2	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	13,8 MW	11,0 MW	07/02/2011	06/02/2046
Caetité 3	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	11,2 MW	11,1 MW	24/02/2011	23/02/2046
Calango 1	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova – RN	30,0 MW	13,9 MW	13,8 MW	28/04/2011	27/04/2046
Calango 2	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova – RN	30,0 MW	11,9 MW	11,8 MW	09/05/2011	08/05/2046
Calango 3	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova – RN	30,0 MW	13,9 MW	13,8 MW	30/05/2011	29/05/2046
Calango 4	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova – RN	30,0 MW	12,8 MW	12,8 MW	19/05/2011	18/05/2046
Calango 5	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova – RN	30,0 MW	13,7 MW	13,6 MW	02/06/2011	01/06/2046
Calango 6	Eólica	Bodó - RN	30,0 MW	18,5 MW	18,5 MW	20/11/2014	19/11/2049
Santana 1	Eólica	Bodó - RN	30,0 MW	17,3 MW	17,2 MW	14/11/2014	13/11/2049
Santana 2	Eólica	Lagoa Nova - RN	24,0 MW	13,1 MW	12,9 MW	14/11/2014	13/11/2049
Canoas	Eólica	São José do Sabugi/PB	31,5 MW	17,7 MW	16,1 MW	04/08/2015	03/08/2050
Lagoa 1	Eólica	Santa Luzia/PB	31,5 MW	18,7 MW	17,2 MW	04/08/2015	03/08/2050
Lagoa 2	Eólica	São José do Sabugi/PB	31,5 MW	17,5 MW	15,5 MW	04/08/2015	03/08/2050
Enerbrasil	Eólica	Rio do Fogo – RN	49,3 MW	20,74 MW	17,9 MW	20/12/2001	20/12/2031

Parques Eólicos em construção	Tipo de usina	Localidade	Capacidade instalada (MW)	Garantia Física (MWmed)	Energia contratada (MW-med)	Data da Concessão/autorização	Data de vencimento
Chafariz 1	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	17,7 MW	17 MW	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 2	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	17,5 MW	17 MW	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 3	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	18,1 MW	17,2 MW	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 4	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	-	-	05/02/2019	04/02/2054
Chafariz 5	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	-	-	05/02/2019	04/02/2054
Chafariz 6	Eólica	Paraíba - PB	31,185 MW	15,2 MW	14,4 MW	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 7	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	19 MW	17,7 MW	21/06/2018	20/06/2053
Lagoa 3	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	18,3 MW	16,9 MW	26/06/2018	25/06/2053
Lagoa 4	Eólica	Paraíba - PB	20,79 MW	11,7 MW	10,1 MW	26/06/2018	25/06/2053
Canoas 2	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	17,3 MW	15,9 MW	26/06/2018	25/06/2053
Canoas 3	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	-	-	05/02/2019	04/02/2054
Canoas 4	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	16,7 MW	15,5 MW	26/06/2018	25/06/2053
Oitis 1 (c)	Eólica	Piauí - PI	37,1 MW	19,8 MW	6 MW	-	-
Oitis 8 (c)	Eólica	Piauí - PI	37,1 MW	19,4 MW	5,9 MW	-	-
Ventos de Arapuaá 1	Eólica	Paraíba - PB	24,255 MW	-	-	05/02/2019	04/02/2054
Ventos de Arapuaá 2	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	-	-	05/02/2019	04/02/2054
Ventos de Arapuaá 3	Eólica	Paraíba - PB	13,86 MW	-	-	05/02/2019	04/02/2054

(a) O Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA") expediu a Licença de Instalação ("LI") referente às Linhas de Transmissão LT 500 kV Miracema - Gilbués II C3 e LT 500 kV Gilbués II - Barreiras II C2 que atravessam os estados da Bahia, Piauí, Tocantins e Maranhão e possuem extensão de 418 km e 311 km, respectivamente, bem como aos Compensadores em Série, 1 na SE Gilbués II e 1 na SE Barreiras II, todos esses ativos do lote 4 do leilão nº 02/2017, realizado em dezembro de 2017. Com a obtenção da referida licença, o Grupo está apto a iniciar as obras de instalação. O prazo estipulado pela ANEEL para energização da concessão do Lote 04 é março de 2023. (b) O Grupo protocolou junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") a solicitação do Termo de Liberação de Receita ("TLR") do lote 20 do leilão nº 05/2016 de abril de 2017, em razão da conclusão da construção do referido empreendimento com antecedência de 14 meses em relação ao prazo contratual (fevereiro de 2021). A Subestação, que está localizada no estado de São Paulo, contou com um Capex 38% inferior ao investimento de R\$141 milhões, estimado originalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). (c) No Leilão de Geração 003/2019 denominado "A-4" de 2019 realizado em 28 de junho de 2019, a Força Eólica do Brasil S.A. ("FEB"), sociedade controlada da Neoenergia, comercializou 30% da energia de 2 Parques Eólicos, Oitis 1 e Oitis 8, que totalizam 74 MW de potência instalada. O prazo de início de suprimento dos contratos firmados no âmbito do leilão A-4/19 é janeiro de 2023. Em 19 de setembro de 2019, o Conselho da Neoenergia aprovou a construção da totalidade do Complexo Eólico de Oitis pela controlada FEB que, quando concluído, terá uma capacidade instalada de 566,5 MW e será composto por 12 Parques Eólicos, dos quais dois deles (Oitis 1 e Oitis 8) tiveram 30% de sua energia vendida no Leilão de Geração 003/2019 denominado "A-4", conforme mencionado acima. Os novos 10 parques do Complexo Oitis (Oitis 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 21 e 22) terão sua energia destinada à comercialização no mercado livre de energia, com fator de capacidade médio de 50%, com CAPEX necessário de cerca de R\$1,9 bilhão, em termos reais, e com início de operação comercial em meados de 2022. Em 19 de dezembro de 2019 foi realizado Leilão para Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 02/2019, no qual o Grupo arrematou o lote 9, localizado na Bahia, que compreende 1 linha de transmissão de 210 km de extensão e 2 subestações. O prazo máximo para a construção das obras é de 48 meses contados da assinatura dos respectivos contratos, que deverá ocorrer nos prazos previstos no edital. O capex total previsto pela ANEEL para os lotes arrematados é da ordem de R\$303 milhões.

3. PROCEDIMENTOS DE CONSOLIDAÇÃO

3.1 Controladas

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as práticas estabelecidas pelo CPC 36 (R3) / IFRS 10 - Demonstrações Consolidadas e são compostas pelas informações contábeis da Neoenergia e de suas controladas. Controladas são todas as entidades (incluindo as entidades estruturadas) nas quais o Grupo detém o controle. O Grupo controla uma entidade quando está exposto ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Grupo. A consolidação é interrompida a partir da data em que o Grupo deixa de ter o controle. As empresas controladas estão abaixo relacionadas:

Empresas	Atividade	Percentual de Participação (%)			
		2019		2018	
		Direta	Indireta	Direta	Indireta
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba	Distribuição	96,65%	-	96,65%	-
Companhia Energética de Pernambuco – Celpe	Distribuição	89,65%	-	89,65%	-
Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern	Distribuição	91,50%	-	91,50%	-
Elektro Redes S.A. – Elektro	Distribuição	99,68%	-	99,68%	-
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. – Afluente T	Transmissão	87,84%	-	87,84%	-
SE Naranidiba S.A. – Naranidiba	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
Potiguar Sul Transmissão de Energia S.A. – Potiguar Sul	Transmissão	-	100,00%	-	100,00%
Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A. (antiga EKT 1 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A.) – Jalapão	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A. (antiga EKT 2 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A.) – Santa Luzia	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia S.A. (antiga EKT 3 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A.) – Guanabara	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
Neoenergia Itapapoana Transmissão de Energia S.A. (antiga EKT 4 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A.) – Itapapoana	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-

Empresas	Atividade	Percentual de Participação (%)			
		2019		2018	
		Direta	Indireta	Direta	Indireta
Neoenergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energia S.A. (antiga EKT 5 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A.) – Lagoa dos Patos	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKT 6 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. – EKT 6	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKT 7 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. – EKT 7	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKT 8 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. – EKT 8	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKT 9 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. – EKT 9	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKT 10 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. – EKT 10	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A. (antiga EKT 11 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A.) – Vale do Itajaí	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A. (antiga EKT 12 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A.) – Dourados	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A. (antiga EKT 13 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A.) – Atibaia	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
Neoenergia Biguacu Transmissão de Energia S.A. (antiga EKT 14 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A.) – Biguacu	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A. (antiga EKT 15 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A.) – Sobral	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
NC Energia S.A. – NC	Comercialização	100,00%	-	100,00%	-
Elektro Comercializadora de Energia Ltda – EKCE	Comercialização	99,99%	0,01%	99,99%	0,01%
Termopernambuco S.A. – Termope	Geração Térmica	100%	-	100%	-
Itapebi Geração de Energia S.A. – Itapebi	Geração hidráulica	42%	58%	42%	58%
Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A. – Baguari	Geração hidráulica	99,99%	0,01%	99,99%	0,01%
Geração CIII S.A. – Geração CIII	Geração hidráulica	99,99%	0,01%	99,99%	0,01%
Geração Céu Azul S.A. – Geração Céu Azul	Geração hidráulica	100,00%	-	100,00%	-
Bahia Pequena Central Hidrelétrica S.A. – Bahia PCH II	Geração hidráulica	99,99%	0,01%	99,99%	0,01%
Santana 1 Energia Renovável S.A. – Santana 1	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Santana 2 Energia Renovável S.A. – Santana 2	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Calango 6 Energia Renovável S.A. – Calango 6	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Lagoa 2 Energia Renovável S.A. – Lagoa 2	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Canoas Energia Renovável S.A. – Canoas	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Lagoa 1 Energia Renovável S.A. – Lagoa 1	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Força Eólica do Brasil S.A. – FEB	Geração eólica	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Calango 1 Energia Renovável S.A. – Calango 1	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Calango 4 Energia Renovável S.A. – Calango 4	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Calango 5 Energia Renovável S.A. – Calango 5	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Caetité 1 Energia Renovável S.A. – Caetité 1	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Caetité 2 Energia Renovável S.A. – Caetité 2	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Força Eólica do Brasil 1 S.A. – FEB 1	Geração eólica	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Calango 2 Energia Renovável S.A. – Calango 2					

por valor equivalente à perda de crédito esperada para 12 meses, entretanto, quando o risco de crédito do instrumento financeiro tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, a provisão é reconhecida por valor equivalente à perda de crédito esperada (vida toda). (iii) Passivos financeiros: Os passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados pelo custo amortizado (exceto em determinadas circunstâncias, que incluem determinados passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado) e atualizados pelos métodos de juros efetivos e encargos. Qualquer diferença entre o valor captado (líquido dos custos da transação) e o valor de liquidação, é reconhecida no resultado durante o período em que os instrumentos estejam em andamento, utilizando o método de taxa efetiva de juros. As taxas pagas na captação do empréstimo são reconhecidas como custos da transação. Os juros dos instrumentos financeiros passivos são capitalizados como parte do imobilizado se esses custos forem diretamente relacionados a um ativo qualificado. (iv) Instrumentos financeiros derivativos e operações de *hedge*: Transações de derivativos que não são qualificadas como hedge accounting são classificadas e apresentadas como hedge econômico, já que a Companhia utiliza instrumentos derivativos na gestão dos seus riscos financeiros como uma forma de mitigar esses riscos. Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos como ativos ou passivos no balanço patrimonial e mensurados a valor justo. Mudanças no valor justo dos derivativos são registradas no resultado ou no patrimônio líquido, quando a transação for elegível e caracterizada como *hedge accounting*. A Companhia documenta no início da operação de hedge accounting, a relação entre os instrumentos de *hedge* e os itens protegidos por *hedge*, com o objetivo da gestão de risco e a estratégia para a realização de operações de *hedge*. A Companhia documenta sua avaliação, tanto no início quanto de forma contínua, de que os derivativos usados nas operações de hedge são altamente eficazes. As variações no valor justo dos instrumentos financeiros derivativos designados como *hedge* de fluxo de caixa tem seu componente eficaz reconhecido no patrimônio líquido e o componente ineficaz registrado no resultado do exercício. Os valores registrados no patrimônio líquido somente são transferidos para resultado do exercício em conta apropriada (custo, despesa operacional ou despesa financeira), quando o item protegido for efetivamente realizado. Os custos do instrumento de *hedge* são reconhecidos dentro do patrimônio líquido. **b) Contrato de concessão de serviços públicos:** Os Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a Coelba, Celpe, Cosern, Elektro Redes, Afluentes T, SE Naranáibia, Potiguar Sul, Jalapão, Santa Luzia, Dourados, Atibaia, Biguacu e Sobral, respectivamente, regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição e transmissão pelas companhias e estabelecem que: **Distribuidoras:** De acordo com os contratos de concessão: • Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização. • O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido. Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12) - Contratos de Concessão para as Distribuidoras e do Pronunciamento Técnico CPC 47 (IFRS15) – Receita de Contrato com cliente para as Transmissoras, que fornecem orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição e transmissão de energia elétrica, abrangendo: i) Investimentos do contrato de concessão em construção ou melhoria da infraestrutura são classificadas como ativo de contrato. (ii) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. (iii) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores. Dessa forma, a norma requer que todos os bens que integrem a infraestrutura de distribuição de energia elétrica, classificados como ativo de contrato, devam ser bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, após a entrada em operação do investimento, ou do término da melhoria da infraestrutura. Os juros incorridos sobre empréstimos e financiamentos também integram o custo de construção, em ambas as situações. A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição, é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: i) Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/venida) durante o prazo da concessão (intangível). (ii) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa (Ativo financeiro). **Transmissoras:** De acordo com o contrato de concessão, uma transmissora de energia é responsável por transportar a energia dos centros de geração até os pontos de distribuição. Para cumprir essa responsabilidade, a transmissora possui duas obrigações de desempenho distintas: (i) construir e (ii) manter e operar a infraestrutura de transmissão. Ao cumprir essas duas obrigações de desempenho, a transmissora mantém sua infraestrutura de transmissão disponível para os usuários e em contrapartida recebe uma remuneração denominada Receita Anual Permitida (RAP), durante toda a vigência do contrato de concessão. Estes recebimentos amortizam os investimentos feitos nessa infraestrutura de transmissão. Eventuais investimentos não amortizados geram o direito de indenização do Poder Concedente (quando previsto no contrato de concessão), que recebe toda a infraestrutura de transmissão ao final do contrato de concessão. Até 31 de dezembro de 2017, a infraestrutura de transmissão era classificada como ativo financeiro sob o escopo do ICPC 01 / IFRIC 12 e mensurada ao custo amortizado. Em 2017, as contabilizações de construção e de operação com margem zero, além da receita de remuneração da infraestrutura de concessão com base na TIR de cada projeto, juntamente com a variação do IPCA. Com a entrada em vigor em 01 de janeiro de 2018 do CPC 47 / IFRS 15, o direito à contraprestação por bens e serviços condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho e não somente a passagem do tempo enquadram as transmissoras nessa norma. Com isso, as contraprestações passam a ser classificadas como um "Ativo de Contrato". As receitas relativas à infraestrutura de transmissão passam ser mensuradas da seguinte forma: (i) Reconhecimento de receita de construção, tendo por base a parcela da RAP destinada ao investimento do ativo, que considera a margem de construção de acordo com as projeções iniciais do projeto. Toda a margem de construção é recebida durante a obra e variações positivas ou negativas do custo de construção são alocadas imediatamente ao resultado, no momento que incorridas. Para estimativa referente à Receita de Construção, a Companhia utilizou um modelo que apura o custo de financiar o cliente (no caso, o poder concedente). A taxa definida para o valor presente líquido da margem de construção (e de operação) é definida no momento inicial do projeto e não sofre alterações posteriores, sendo apurada de acordo com o risco de crédito do cliente e prazo de financiamento. (ii) Reconhecimento da receita de operação e manutenção decorrente dos custos incorridos e necessários para cumprir obrigações de performance de operação e manutenção previstas em contrato de concessão, após o término da fase de construção. (iii) Reconhecimento de receita de remuneração sobre o ativo contratual reconhecido, registra-se também uma receita de remuneração financeira, sob a rubrica Remuneração do ativo contratual, utilizando a taxa de desconto definida no início de cada projeto. A infraestrutura recebida ou construída da atividade de transmissão é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: i) Parte através de valores a receber garantidos pelo poder concedente relativa à RAP durante o prazo da concessão. Os valores da RAP garantida são determinados pelo ONS conforme contrato e recebidos dos participantes do setor elétrico por ela designados pelo uso da rede de transmissão disponibilizada. (ii) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa. **c) 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 "Receita de fornecimento de energia", 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 em uma base sistemática durante os exercícios em que as despesas correlatas são registradas. **d) Valores a compensar/(repassar) da parcela A:** Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber 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 e/ou repassados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção, por qualquer motivo, da concessão. **e) 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 são 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 conhecedoras 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 2019 e 2018, a Companhia efetuou a análise do valor recuperável para alguns de seus ativos, para os quais verificou indicativos de deterioração ou perda do valor recuperável. Como resultado da análise, não foram apuradas perdas por redução do valor recuperável. **f) Benefícios a empregados: Planos de contribuição definida:** As obrigações por contribuições aos planos de contribuição definida são reconhecidas no resultado como despesas com pessoal quando os serviços relacionados são prestados pelos empregados. As contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na extensão em que um reembolso de caixa ou uma redução em pagamentos futuros seja possível. **Planos de benefício definido:** A obrigação líquida do Grupo 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 atuariários independentes e aprovadas pela Administração da Companhia. **g) Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido ("Tributos sobre o Lucro"):** O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base na alíquota de 34% (sendo 15% mais adicional de 10% de Imposto de Renda e 9% de 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. Os tributos sobre o lucro são reconhecidos no resultado do exercício, exceto para transações reconhecidas diretamente no patrimônio líquido. Os tributos sobre o lucro são calculados com base em alíquotas brasileiras, em regime de competência. O reconhecimento do tributo diferido é baseado nas diferenças temporárias entre o valor contábil e o valor para base fiscal dos ativos e passivos nos prejuízos fiscais apurados. Os tributos diferidos sobre o lucro ativo e passivo são compensados quando existir um direito legalmente exequível de compensar os ativos fiscais contra os passivos fiscais e quando os impostos de renda diferidos ativos e passivos estiverem relacionados aos tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade fiscal sobre a mesma entidade tributável. Os tributos diferidos ativos decorrentes de prejuízos fiscais, bases negativas de contribuição social e diferenças temporárias são reconhecidos contabilmente, levando-se em consideração a análise dos resultados futuros, fundamentada por projeções econômico-financeiras, elaboradas com base em premissas internas e em cenários macroeconômicos, comerciais e tributários que podem sofrer alterações no futuro. A apuração do imposto de renda a pagar é influenciada positivamente pelo incentivo fiscal SUDENE. O incentivo fiscal SUDENE, com validade até 2027, provê à Companhia o benefício fiscal da redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração. **h) Provisões, ativos e passivos contingentes:** As provisões são reconhecidas quando: (i) a companhia tem uma obrigação presente como resultado de evento passado; (ii) é provável que uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos será necessária para liquidar a obrigação, e (iii) o valor da obrigação possa ser estimado de forma confiável. Os ativos e passivos contingentes não são reconhecidos. Passivos contingentes são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados. Já os ativos contingentes são objeto de divulgação em notas explicativas quando a entrada de benefícios econômicos for tida como provável. **i) 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 líquidas de quaisquer contraprestações variáveis, tais como descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares. A receita operacional e composta pela receita de fornecimento de energia elétrica (faturada ou não faturada), receita de construção e outras receitas relacionadas a outros serviços prestados pelas controladas da 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 pelas controladas. 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. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia disponibilizada no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais. A receita de construção compensa integralmente os custos de construção, e corresponde aos investimentos da Companhia no período em ativos de contrato. Essas receitas são reconhecidas ao longo do tempo, de acordo com a satisfação das respectivas obrigações de desempenho, considerando o atendimento de um dos seguintes critérios estabelecidos pela norma: (i) o cliente recebe e consome simultaneamente os benefícios gerados pelo desempenho por parte da entidade à medida que a entidade efetua o desempenho; (ii) o desempenho por parte da entidade cria ou melhora o ativo que o cliente controla a medida que o ativo é criado ou melhorado; (iii) o desempenho por parte da entidade não cria um ativo com um uso alternativo para a entidade e a entidade possui direito executivo (*enforcement*) ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente. As controladas contabilizam receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica. 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. A Companhia utiliza-se das seguintes premissas para venda de energia na CCEE, a prévia da medição da Usina extraída do sistema de coleta de dados de energia da CCEE, prévia da perda interna com base no histórico e perda da rede básica conservadora em 3%, contratos de compra e venda definidos no curto prazo além daqueles vigentes à época, valor do PLD (realizado e previsto) divulgado pela CCEE e prévia do GDF de acordo com as informações disponibilizadas pelo ONS. O Grupo aplicou inicialmente o CPC 47 / IFRS 15 a partir de 1º de janeiro de 2018. **j) 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 conforme BR GAAP aplicável às companhias abertas, enquanto para as IFRS representam informação financeira suplementar. **k) Informações por segmento:** Um segmento operacional é um componente da Companhia (i) que possui atividades operacionais através das quais gera receitas e incorre em despesas, (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração na tomada de decisões sobre alocação de recursos e avaliação da performance do segmento, e (iii) para o qual haja informações financeiras individualizadas. A Administração da Companhia utiliza-se de relatórios para a tomada de decisões estratégicas segmentando em (i) atividades de distribuição e transmissão de energia elétrica ("Redes"); (ii) atividades de geração de energia termelétrica e atividades de comercialização de energia ("Liberalização"); (iii) atividades de geração de energia elétrica por fontes eólicas e hidráulicas ("Renováveis") e (iv) atividades *back-office* e suporte às operações ("Outros"). **4.6. Principais mudanças nas políticas contábeis:** **4.6.1. IFRS 16 Leases / CPC 06 (R2) Operações de Arrendamento Mercantil:** O CPC 06 – Operações de Arrendamento Mercantil passou pela segunda revisão, na qual foram introduzidas as alterações trazidas pela IFRS 16 – *Leases*, que substituiu o IAS 17 – *Leases*. Arrendamento é um contrato, ou parte de um contrato, no qual o arrendador transfere ao arrendatário, em troca de contraprestação, o direito de usar um ativo por determinado período de tempo. A IFRS 16 introduziu um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários, no qual o arrendatário deve reconhecer um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado em contrapartida de um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos ao arrendador. O ativo de direito de uso é mensurado pelo custo menos qualquer depreciação acumulada e o passivo de arrendamento é mensurado pelo valor presente dos pagamentos de arrendamento a vencer, descontados pela taxa de juros implícita no arrendamento ou, se essa taxa não puder ser determinada imediatamente, pela taxa incremental de empréstimos e financiamentos da Companhia. A Companhia utilizou os seguintes expedientes e isenções: • Taxa incremental de captação de empréstimos e financiamentos; • Não mensuração de arrendamentos de curto prazo; • Não mensuração para itens de baixo custo o valor justo do ativo identificado é inferior a US\$5 mil. • Método de abordagem de efeito cumulativo, não representando suas demonstrações financeiras de períodos anteriores. A adoção da IFRS 16 não gerou impactos relevantes nas operações da Companhia, bem como sua capacidade de cumprir com os indicadores estabelecidos nos acordos contratuais (*covenants*). Em 1º de janeiro de 2019, pela adoção da IFRS 16, a Companhia reconheceu os itens demonstrados a seguir:

	Ativo	Passivo
	101.927	-
Obrigações por arrendamentos mercantis operacionais	-	101.927

4.6.2 ICPC 23 – Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro (IFRIC 23 - *Uncertainty over Income Tax Treatments*): Esta interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32/IAS 12 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Nessa circunstância, a entidade deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32/IAS 12 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, aplicando esta interpretação. A Administração da Companhia conduziu análises dos tratamentos fiscais que poderiam gerar incertezas na apuração dos tributos sobre o lucro, acessando seus consultores legais internos e externos a fim de identificar esses tratamentos, assim como mensurá-los e reavaliar aqueles que potencialmente poderiam expor a Companhia a riscos materialmente prováveis de perda. Ao concluir esses estudos, a Administração da Companhia avaliou que nenhuma das posições relevantes adotadas pela Companhia sofreu alteração quanto ao julgamento da probabilidade de perdas geradas por eventuais questionamentos por parte das autoridades tributárias.

5. CONCILIAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO

Segue abaixo quadro da conciliação do resultado entre a controladora e consolidado:

	Lucro líquido em 31/12/2018	
		1.536.846
Amortização do custo de transação no exercício (a)		(516)
Consolidado		1.536.330

(a) Em dezembro de 2016, a controlada Termopernambuco antecipoou junto à instituição financeira os recebíveis que possuía com a controlada Celpe no montante de R\$ 157.773, a um custo de antecipação de R\$19.909, ficando um saldo líquido de R\$ 137.864. Para fins de consolidação, essa operação foi classificada como dívida, e o custo gerado classificado como custo de transação, o qual foi amortizado até a liquidação total da dívida pela Celpe em janeiro de 2018. O efeito no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 516.

6. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

(i) **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. Em 13 de agosto de 2018, a Resolução Normativa ANEEL nº 826, alterou as regras de repasse, conforme proposta de abertura da 2ª fase da Audiência Pública nº 61/2017, onde foi sugerido que os valores mensais dos repasses financeiros da Conta Bandeiras fossem apurados após a alocação prioritária das receitas na área de concessão que as gerou. Desse modo, as empresas devedoras passaram a aportar na CCRBT apenas as receitas excedentes. Já as empresas credoras da CCRBT passaram a receber, a título de repasse, uma parcela desse excedente, proporcional ao seu custo não coberto por seus próprios recursos. Esta alteração aloca, de forma mais eficiente, os recursos provenientes das Bandeiras Tarifárias, mitigando o subsídio cruzado entre as distribuidoras e priorizando a alocação dos recursos nas áreas de concessão de origem. No ano de 2019, os valores dos adicionais das bandeiras tarifárias foram definidos conforme detalhamento da tabela a seguir. Assim temos: (i) de janeiro a maio, valores conforme a REH nº 2.392/2018; (ii) de junho a outubro, adicionais sob a égide da REH nº 2.551/2019; e (iii) a partir de novembro novos valores conforme REH nº 2.628/2019.

Patamar	Até maio/2019	A partir de junho/2019	A partir de novembro/2019
	REH nº 2.392/2018	REH nº 2.551/2019	REH nº 2.628/2019
	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh
Verde	0,00	0,00	0,00
Amarela	10,00	15,00	13,43
Vermelho 1	30,00	40,00	41,69
Vermelho 2	50,00	60,00	62,43

Nos exercícios de 2019 e 2018, vigoraram as bandeiras tarifárias seguintes:

Cor da Bandeira		
	2019	2018
jan	Verde	Verde
fev	Verde	Verde
mar	Verde	Verde
abr	Verde	Verde
mai	Amarela	Amarela
jun	Verde	Vermelha Patamar 2
jul	Amarela	Vermelha Patamar 2
ago	Vermelha 1	Vermelha Patamar 2
set	Vermelha 1	Vermelha Patamar 2
out	Amarela	Vermelha Patamar 2
nov	Vermelha Patamar 1	Amarela
dez	Amarela	Verde

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, as controladas Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes reconheceram o montante total de R\$ 604.517 (R\$ 984.985 em 31 de dezembro de 2018). **(ii) Decreto nº 9.642/2018 – Eliminação gradual de subsídios:** O Decreto nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018, alterou o artigo 1º do Decreto nº 7.891/2013, que trata da aplicação de descontos tarifários, de modo a vedar a cumulatividade de descontos sobre as tarifas de distribuição de energia elétrica, de maneira a prevalecer o que confira maior benefício ao consumidor (essa situação apenas se aplicava aos consumidores atendidos em baixa tensão como rural, com atividade de irrigação ou aquicultura realizada em horário especial). O decreto também determina que, a partir de 2019, nos processos de reajuste ou revisão tarifária das distribuidoras, os descontos de que trata o § 2º do referido artigo, que são aqueles aplicados aos consumidores classificados como Rural; Cooperativa de Eletrificação Rural; Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento; e Serviço Público de Irrigação; sejam reduzidos à razão de 20% ao ano, até que a alíquota seja zero. Os descontos atualmente conferidos aos consumidores são custeados pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, que repassam as distribuidoras o montante de subsídios concedidos. Com a redução desses descontos, as distribuidoras deixam gradualmente de receber recursos da CDE e passam a receber diretamente desses consumidores. Em 4 de abril de 2019 foi publicado o Decreto 9.744/2019 que alterou novamente o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, de modo a retornar a situação anterior, assim os consumidores atendidos em baixa tensão, como rural, com atividade de irrigação ou aquicultura realizada em horário especial da madrugada, volta a ter o desconto sobre a tarifa da classe rural na baixa tensão. **(iii) Nivel contratual:** 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, com apoio da CCEE, ocorrem com antecedência de um a sete anos, em relação ao início do suprimento de energia contratada. A possibilidade de contratação com antecedência de até sete anos passou a existir após a publicação do Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017. Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial o Decreto nº 5.163/2004 se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas das variações de custo incorrido com a compra de energia excedente. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite e sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo. O Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017 determinou uma redução de lastro para fins de cobertura de consumo das distribuidoras, de 95% para 90%, referente às cotas de garantia física de energia, das usinas hidrelétricas com concessões prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, com vigência a partir de 1º de setembro de 2017. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019 as controladas fizeram uso dos mecanismos existentes de gestão de seu portfólio para garantir repasse integral dos custos de energia aos consumidores finais para o ano de 2019. **(iv) Reajuste Tarifário Anual – IRT 2019:** A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.532, 2.533 e 2.535 de 16 de abril de 2019 e 23 de abril de 2019, na 12ª e 13ª reunião pública ordinária de 2019, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Coelba, Cosern e Celpe, respectivamente, com vigência a partir de 22 de abril de 2019 e 29 de abril de 2019. O reajuste tarifário vai trazer um efeito médio para os consumidores de 6,22% para Coelba, 4,73% para Cosern e 5,04% para Celpe, sendo que para os consumidores da alta tensão, o reajuste vai ficar em 5,09% para Coelba, 2,81% para Cosern e 3,76% para Celpe, enquanto para os da baixa tensão, ficarão 6,67% para Coelba, 5,48% para Cosern e 5,56% para Celpe. **(v) Base de Remuneração Regulatória (BRR):** O processo de Revisão Tarifária Periódica tem como principal objetivo analisar, após o período de cinco anos de investimentos realizados pela companhia (período esse definido como Ciclo Incremental), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. No momento da Revisão Tarifária Periódica será definida a remuneração adequada sobre os investimentos realizados pela empresa no Ciclo Incremental. É quando a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL avalia os custos incorridos pela concessionária no sentido de identificar se foram prudentes e eficientes, conforme os critérios definidos pela própria agência, para manter/melhorar a concessão do serviço público de energia elétrica. Pode ser que quando do processo de Revisão Tarifária Periódica os custos regulatórios definidos pela ANEEL sejam maiores ou menores do que aqueles praticados pela distribuidora. Nesse sentido, a concessionária pode ter um ganho ou uma perda no processo de Revisão Tarifária Periódica. No ciclo de Revisão Tarifária Periódica que a controlada Elektro acabou de passar (março 2015 a fevereiro 2019) os investimentos realizados foram reconhecidos pela ANEEL como sendo maiores do que os custos praticados pela empresa. Com isso, o Valor Novo de Reposição – VNR quando comparado com o Valor Original Contábil – VOC representou um ganho de 14,07%. O resultado da Revisão Tarifária Periódica tem reflexo direto no Ativo Financeiro da concessão no sentido de que o cálculo do valor dos investimentos ainda não amortizados, para fins de indenização, utiliza a metodologia do VNR aplicado sobre o saldo residual dos Ativos Fixos ao final do prazo contratual da concessão. Em decorrência do reconhecimento pela ANEEL dos investimentos realizados no ciclo incremental a controlada Elektro registrou um ganho de R\$ 140.358 de Ativo Financeiro no resultado de 2019, conforme nota explicativa 14. **(vi) Revisão Tarifária Periódica – RTP 2019:** A ANEEL aprovou em 20 de agosto de 2019, a Revisão Tarifária Periódica da Elektro, com vigência a partir de 27/08/19, conforme a Resolução Homologatória ANEEL nº 2.592/2019. A revisão tarifária da Elektro irá trazer um reajuste nas tarifas de 2,45%, sendo -4,99% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e 7,44% relativos aos componentes financeiros, com efeito médio para os consumidores de -8,32%, sendo que para os consumidores da alta tensão, o reajuste vai ficar em -2,89%, enquanto para os da baixa tensão, ficará em -11,17%. **(vii) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE:** As distribuidoras de energia elétrica enfrentaram ao longo dos anos de 2013 e 2014 uma significativa pressão sobre os seus resultados e dispêndios de caixa em decorrência da forte elevação dos custos da energia ocasionados pela: (i) elevação de preços no mercado de curto prazo devido 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. Sendo assim, a ANEEL homologou para as distribuidoras do Grupo, através das Resoluções abaixo, os seguintes incrementos na tarifa:

Resolução Homologatória nº 2.004/15	Incremento mensal	Vigência
Coelba	32.191	Abr/2015 até Mar/2021
Celpe	32.191	Abr/2015 até Mar/2021
Cosern	9.092	Abr/2015 até Mar/2021
Elektro	27.536	Ago/2015 até Mar/2020

Resolução Homologatória nº 2.231/17

Incremento mensal	Vigência
Coelba	24.720
Celpe	24.720
Cosern	6.982
Elektro	21.145

Incremento mensal	Vigência
Coelba	32.191
Celpe	32.191
Cosern	9.092
Elektro	27.536

Em 20 de março de 2019, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.521, autorizando a antecipação do final do pagamento da CDE CONTA ACR, tendo em vista que a reserva financeira do fundo foi suficiente para antecipar o pagamento de algumas parcelas. Dessa forma, as distribuidoras somente realizaram o pagamento até agosto de 2019. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, as controladas Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes reconheceram o montante total de R\$ 729.275 (R\$ 1.027.620 em 31 de dezembro de 2018). **(viii) Resolução Normativa nº 824/2018 – Mecanismo de Venda de Excedentes:** A Resolução nº 824/2018 regulamentou a venda de excedentes de energia elétrica pelas distribuidoras, estabelecida no parágrafo 13 do artigo 4º da Lei 9.074/1995. Essa venda ocorre através do Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE, no Ambiente de Contratação Livre – ACL, de forma centralizada no âmbito da CCEE, e é de participação facultativa pelas distribuidoras. Como compradores, podem participar geradores, autoprodutores, comercializadores, consumidores livres e consumidores especiais. Para essa venda, é elegível a energia decorrente de sobrecontratação contratual da distribuidora, limitada a 15% de sua carga. Caso essa venda envolva montante de energia dentro da faixa de repasse tarifário, há a previsão de um componente financeiro, que visa compartilhar na tarifa dos consumidores cativos os eventuais ganhos com essa venda ou ressarci-los de eventual perda financeira, a depender do PLD realizado no exercício. As controladas Celpe, Cosern e Elektro participam deste novo mecanismo de gestão portfólio, no qual ela define o preço de venda e o montante que será ofertado no mecanismo.

7. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Controladora	Consolidado	
2019	2018	2019

Caixa e depósitos bancários à vista	95	579	323.186	293.680
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	340.596	-	670.235	709.154
Fundos de Investimento	658.595	253.014	3.047.298	2.930.841
	999.286	253.593	4.040.719	3.933.675

Em 31 de dezembro de 2019, Caixa e equivalentes de caixa que é composto por caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo. São operações de alta liquidez, sem restrição de uso, prontamente convertíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. A carteira de aplicações financeiras, em 31 de dezembro de 2019 e 2018, é constituída, principalmente, por fundos de investimentos exclusivos do Grupo Neoenergia, compostos por diversos ativos, visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, conforme abaixo:

Fundos de investimento	Controladora	Consolidado	
Carteira	2019	2018	2019

BB Polo 28 FI Renda Fixa	-	-	-	-
BB Top Curto Prazo	-	-	-	-
Compromissadas com lastro de títulos públicos	-	61.225	-	713.011
Títulos públicos	-	2.548	-	27.642
Compromissadas				

8. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS

	Consolidado	
	2019	2018
Consumidores	8.1	5.465.172
Títulos a receber	8.2	244.948
Comercialização de energia na CCEE		337.301
Disponibilização do sistema de distribuição		575.278
Serviços prestados a terceiros		32.009
Serviços taxados e administrativos		27.606
Subvenções/Subsídios governamentais	8.3	291.387
Outros créditos		164.385
(-) Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa	8.4	(1.122.139)
Total		6.015.947
Circulante		5.718.252
Não circulante		297.695

8.1. Consumidores

	Consolidado						
	Saldo vencidos			Total		PPECLD	
	Saldo vincendos	Até 90 dias	Mais de 90 dias	2019	2018	2019	2018
Sector Privado							
Residencial	625.842	654.576	663.130	1.943.548	1.684.968	(549.627)	(474.238)
Industrial	234.483	50.745	193.316	478.544	437.911	(144.297)	(117.113)
Comercial, serviços e outras	459.954	167.627	207.646	835.227	730.621	(151.755)	(121.497)
Rural	132.543	74.278	151.364	358.185	280.549	(99.539)	(99.475)
Total	1.452.822	947.226	1.215.456	3.615.504	3.134.049	(945.218)	(812.323)
Sector Público							
Federal	23.095	6.048	6.748	35.891	31.871	(1.131)	(1.159)
Estadual	137.084	17.915	15.846	170.845	198.998	(18.580)	(20.568)
Municipal	134.873	37.149	80.102	252.124	220.397	(44.333)	(38.934)
Total	295.052	61.112	102.696	458.860	451.266	(64.044)	(60.661)
Iluminação pública	82.446	50.506	105.836	238.788	200.908	(31.900)	(20.989)
Serviço público	137.254	14.033	56.962	208.249	159.826	(15.373)	(20.458)
Fornecimento não faturado	943.771	-	-	943.771	900.158	(3.725)	(4.623)
Total	1.163.471	64.539	162.798	1.390.808	1.260.892	(50.998)	(46.070)
Circulante				5.256.093	4.619.801	(1.027.487)	(901.412)
Não circulante				209.079	226.406	(32.773)	(17.642)

As contas a receber de consumidores no ativo não circulante representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de consumidores inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia. Incluem juros e multa calculados pró-rata temporis.

8.2 Títulos a receber: São contas de fornecimento de energia das empresas geradoras e comercializadoras com os diversos agentes de mercado.

	Consolidado						
	Saldo vencidos			Total		PPECLD	
	Saldo vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	2019	2018	2019	2018
Sector privado	220.577	2.406	21.965	244.948	310.168	(4.637)	(12.109)
Total	220.577	2.406	21.965	244.948	310.168	(4.637)	(12.109)

Os parcelamentos de débitos incluem juros e atualização monetária a taxas, prazos e indexadores comuns de mercado e os valores líquidos da PPECLD são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia. **8.3 Subvenções/Subsídios governamentais:** **8.3.1. Baixa Renda – Tarifa Social:** O Governo Federal, por meio das Leis nºs 12.212 e 10.438, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 115.022 e referem-se aos meses de novembro e dezembro de 2019 (R\$ 98.718 em 31 de dezembro de 2018). **8.3.2. CDE:** Em 16 de abril de 2019, foi emitida a Resolução Homologatória ANEEL nº 2.533/2019 aprovando o valor mensal de R\$ 104.493 a ser repassado pela Eletrobrás durante o período de abril de 2019 a março de 2020. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 176.365 (R\$ 214.939 em 31 de dezembro de 2018). **8.4 PPECLD:**

	Consolidado			
	Consumidores	Títulos a receber	Comercialização de energia na CCEE	Outros créditos
Saldos em 01 de Janeiro de 2018	(941.236)	(6.008)	(54.939)	(498)
Adoção inicial CPC 48/IFRS 9	(36.522)	(1.089)	-	(6.731)
Adições	(604.973)	(8.885)	-	(16.506)
Reversões	320.073	3.279	-	25.506
Baixados para perdas (incobráveis)	343.604	594	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2018	(919.054)	(12.109)	(54.939)	1.771
Adições	(682.628)	(1.829)	-	(23.540)
Reversões	317.589	8.009	-	7.006
Baixados para perdas (incobráveis)	223.833	1.292	-	12.460
Saldos em 31 de dezembro de 2019	(1.060.260)	(4.637)	(54.939)	(2.303)

9. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR
9.1. Impostos de renda e contribuição social a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Imposto de Renda - IR	231.275	131.948	392.691	433.544
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	2.508	989	66.319	72.745
Imposto de Renda e Contribuição Social a Recuperar	233.783	132.937	459.010	506.289
Circulante	233.783	132.937	456.097	502.438
Não circulante	-	-	2.913	3.851

9.2 Outros tributos a recuperar:

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(a)	-	625.209	540.971
Programa de Integração Social - PIS	(a)	-	608.319	15.616
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(a)	-	2.812.088	82.831
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	-	-	26.062	23.814
Imposto sobre Serviços - ISS	2	-	1.017	1.259
Recuperação Fiscal - REFI	-	-	2.413	2.434
Outros	135	134	8.753	8.943
Outros Tributos a Recuperar	137	134	4.083.861	675.868
Circulante	137	134	1.298.736	317.400
Não circulante	-	-	2.785.125	358.468

(a) As Controladas Coelba e Cosern constituiram no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 créditos de PIS e de COFINS a recuperar de, respectivamente, R\$ 586.228 e R\$ 2.700.084, totalizando R\$ 3.286.312, com consequência da exclusão do ICMS da base de cálculo desses impostos, após sua ação judicial acerca do tema haver transitado em julgado. Ver maiores detalhes na nota explicativa nº 21.

10. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A composição dos tributos e contribuições diferidos é a seguinte:

	Consolidado	
	2019	2018
Imposto de renda e contribuição social (10.1)	(90.711)	208.162
Benefício fiscal da mais-valia e reversão da Provisão da Manutenção da Integridade do Patrimônio Líquido ("PMIPL") (10.2)	621.411	706.329
Total	530.700	914.491
Ativo	752.311	1.031.035
Passivo	(221.611)	(116.544)

10.1. Imposto de renda e contribuição social diferido: A base de cálculo dos tributos diferidos é como segue:

	2019		2018	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Prejuízo fiscal	521.301	506.557	506.449	506.463
Alíquota de IR e CS	25%	9%	25%	9%
Total Prejuízo Fiscal	130.325	45.590	126.612	45.582
Ativo				
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	411.009	411.009	365.654	365.654
Provisão para passivo atuarial	691.856	691.856	762.476	762.476
Provisão para contingências	760.213	760.213	658.858	658.858
Provisão agente arrecadador	2.099	2.099	2.099	2.099
Provisão PLR	82.982	82.982	69.909	69.909
Depreciação indedutível (Provisão para contingências ambientais)	6.614	6.614	6.422	6.422
Direito de uso da concessão receita de ultrapassagem	302.513	302.513	315.083	315.083
Perda CCEE/Energia Livre	56.069	56.069	49.260	49.260
Ajuste da quota anual de amortização	123.613	123.613	101.138	101.138
Valor justo de derivativos financeiros	-	-	8.236	8.236
Déficit plano previdenciário	168.020	168.020	181.061	181.061
Uso do bem público	8.481	8.481	9.076	9.076
Outros	301.425	301.425	141.680	141.680
Total Diferenças Temporárias - ATIVO	2.914.894	2.914.894	2.670.952	2.670.952
Passivo (-)				
Depreciação/Amortização acelerada	(19.975)	(19.975)	(9.883)	(9.881)
Valor justo de derivativos financeiros	(56.816)	(56.816)	(4.622)	(4.622)
Diferença entre o valor justo do ano corrente e o valor justo na adoção inicial	(2.308.586)	(2.308.586)	(1.492.499)	(1.492.499)
Ajuste da quota anual de amortização	(87.456)	(87.456)	(95.596)	(95.596)
Capitalização/(amortização) de juros de acordo com o IFRS	(476.756)	(476.756)	(399.719)	(399.719)
Déficit plano previdenciário	(17.755)	(17.755)	(22.538)	(22.538)
Superávit plano previdenciário	(12.968)	(12.968)	(9.343)	(9.343)
Custo de captação	(55.663)	(55.663)	(57.134)	(57.134)
Adoção Inicial CPC 47/48/IFRS 15/9	(4.494)	(4.494)	(4.450)	(4.450)
Outros	(651.673)	(677.913)	(462.779)	(487.216)
Total Diferenças Temporárias - PASSIVO	(3.692.142)	(3.718.382)	(2.558.563)	(2.583.498)
Total Diferenças Temporárias - LÍQUIDO	(777.248)	(803.488)	112.389	87.454
Alíquota de IR e CS	25%	9%	25%	9%
Total Diferenças Temporárias	(194.312)	(72.314)	28.097	7.871
SUBTOTAL	(63.987)	(26.724)	154.709	53.453
TOTAL DO IMPOSTO DIFERIDO				208.162

A Companhia anualmente realiza análises técnicas de viabilidade econômica. As análises realizadas indicam a plena recuperação, nos exercícios subsequentes, dos valores de impostos diferidos reconhecidos e correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura das controladas e do mercado que as mesmas operam.

A expectativa de realização de tributos diferidos ativos está demonstrada a seguir:

	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2025
	137.151	84.442	37.921	35.126	48.393	145.246

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2019 e 2018.

	Consolidado			
	2019	2018	2019	2018
IR	2.932.389	2.932.389	2.100.920	2.100.920
CSLL	733.097	263.915	525.230	189.083
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	(349.037)	(48.998)	(230.216)	(40.898)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo:				
Efeito regime lucro presumido	(40.119)	(12.429)	(60.461)	(18.890)
Diferenças permanentes	(59.767)	(23.747)	7.911	2.526
Incentivos fiscais e outros	(249.151)	(12.822)	(87.131)	18
Exclusões	-	-	(90.535)	(24.552)
Imposto de renda e contribuição social no exercício	384.060	214.917	295.014	148.185
Prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social gerado (compensado)	29.800	9.353	38.966	12.633
Outros	(15.259)	196	9.118	3.053
Imposto de renda e contribuição social no resultado	398.601	224.466	343.098	163.871
Corrente	152.319	135.648	176.768	89.076
Recolhidos e Pagos	173.946	149.805	138.027	110.177
A pagar	7.125	3.479	11.393	4.568
Compensados e deduzidos	15.925	1.334	163.235	4.782
Impostos antecipados a recuperar	(44.677)	(18.970)	(136.470)	(30.599)
Saldo Negativo Baixado (Anos Anteriores)	-	-	583	148
Diferido	246.282	88.818	166.330	74.795
Total	2.932.389	2.932.389	2.100.920	2.100.920
Alíquota efetiva do imposto de renda e contribuição social	13,59%	7,65%	16,32%	7,80%

A seguir é apresentada reconciliação da despesa dos tributos sobre a renda divulgados em 31 de dezembro de 2019 e 2018.

	2019		2018	
	2019	2018	2019	2018
Corrente	(287.967)	(265.844)		
Diferido	(250.180)	(204.877)		
Amortização do ágio e reversão da PMIPL	(84.920)	(36.248)		
Imposto de renda e contribuição social do exercício	(623.067)	(506.969)		
10.2 Benefício fiscal – Mais-Valia e PMIPL: O benefício fiscal da mais-valia incorporada refere-se ao crédito fiscal calculado sobre a mais-valia de aquisição incorporada. Com o objetivo de evitar que a amortização da mais-valia afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas, foi constituída a PMIPL, cujos saldos são como segue:				
Mais-valia - incorporado			5.293.661	
Provisão Constituída			(3.489.489)	
Benefício fiscal			1.804.172	
Amortização acumulada			(2.776.732)	
Reversão acumulada			1.678.889	
Saldos em 31 de dezembro de 2018			706.329	
Amortização			(152.547)	
Reversão			67.628	
Saldos em 31 de dezembro de 2019			621.410	

A amortização da mais-valia, líquida da

	Data-base		Ativo		Passivo		Patrimônio Líquido	Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício
	Patrimoniais / Resultado	Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante		
Controladas								
NEOENERGIA INVESTIMENTOS	2019	987	14.059	69	-	-	14.977	201
	2018	983	13.700	77	-	-	14.606	822
ELEKTRO O&M	2019	8.168	5.757	228	5	13.692	(379)	
	2018	11.507	6.552	3.983	6	14.070	(3.142)	
ITAPEBI	2019	140.619	490.226	134.344	179.030	317.471	51.706	
	2018	297.016	510.123	153.210	343.565	310.364	46.600	
BAGUARI	2019	30.876	259.225	30.173	106.565	153.363	27.773	
	2018	51.056	265.731	32.052	116.622	168.113	28.572	
GERAÇÃO C III	2019	16.739	336.392	37.691	55.121	260.319	33.935	
	2018	23.302	325.932	32.488	59.061	257.685	28.929	
GERAÇÃO CÉU AZUL	2019	73.029	1.918.581	104.010	661.899	1.225.701	24.093	
	2018	61.416	1.811.557	168.340	590.023	1.114.610	(50.893)	
BAHIA PCH II	2019	-	869	-	-	-	869	-
	2018	-	869	-	-	-	869	-
NEOENERGIA O&M	2019	15.531	10.930	7.387	55	19.019	4.933	
	2018	12.748	10.396	7.260	608	15.276	4.322	
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES	2019	1.043	1.406.350	40	1.447	1.405.906	18.970	
	2018	1.080	1.368.928	29	-	1.369.979	89.341	
ELEKTRO RENOVÁVEIS DO BRASIL	2019	57.710	780.847	71.568	-	766.989	50.211	
	2018	79.539	673.996	100.760	-	652.775	80.381	
ENERBRASIL RENOVÁVEIS DO BRASIL	2019	68.521	99.837	22.147	9.092	137.119	35.306	
	2018	46.603	108.906	19.305	6.082	130.122	28.024	

	Data-base		Ativo		Passivo		Patrimônio Líquido	Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício
	Patrimoniais / Resultado	Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante		
Controladas								
FORÇA EÓLICA PARTICIPAÇÕES	2019	11.408	245.987	9.917	-	247.478	24.283	
	2018	17.343	258.578	13.877	-	262.044	49.965	
FORÇA EÓLICA DO BRASIL	2019	20.484	768.828	71.837	6.221	711.254	(37.766)	
	2018	18.751	603.070	141.910	62	479.849	(12.939)	
FORÇA EÓLICA DO BRASIL 1	2019	18.869	303.893	9.839	-	312.923	41.384	
	2018	31.334	319.033	17.645	-	332.722	72.114	
FORÇA EÓLICA DO BRASIL 2	2019	22.403	247.541	7.464	-	262.480	50.235	
	2018	22.516	263.942	11.978	-	274.480	11.493	
SANTANA 1	2019	27.158	173.456	23.570	6.552	170.492	24.701	
	2018	32.238	179.769	24.570	4.913	182.524	6.976	
SANTANA 2	2019	19.809	139.309	19.157	5.772	134.189	17.348	
	2018	24.871	144.387	19.911	4.529	144.818	13.165	
CANOAS 1	2019	14.918	195.895	10.179	4.871	195.763	9.559	
	2018	13.554	206.244	18.926	5.034	195.838	24	
CANOAS 2	2019	4.437	8.606	2.845	59	10.139	(14)	
	2018	1.004	2.633	23	-	3.614	7	
CANOAS 3	2019	2.631	4.077	2.053	48	4.607	21	
	2018	-	-	17	-	(17)	(14)	
CANOAS 4	2019	3.842	6.153	335	124	9.536	3.587	
	2018	1.004	2.633	23	-	3.614	(868)	
LAGOA 1	2019	31.141	586.091	24.006	353.920	239.306	12.056	
	2018	7.594	201.866	14.177	5.019	190.264	6.187	
LAGOA 2	2019	2.506	8.322	2.527	87	8.214	(1)	
	2018	1.002	2.641	28	1	3.614	8	
LAGOA 4	2019	3.718	4.913	1.649	31	6.951	(15)	
	2018	776	1.589	23	-	2.342	7.803	
CALANGO 1	2019	15.683	106.110	10.532	57.161	54.100	15.550	
	2018	19.051	114.528	16.130	58.538	58.911	6.187	
CALANGO 2	2019	16.491	99.118	10.923	57.249	47.437	14.256	
	2018	16.815	106.463	12.651	60.549	50.078	6.185	
CALANGO 3	2019	16.244	106.886	10.231	64.581	48.318	13.774	
	2018	17.288	115.418	13.747	65.785	53.174	7.047	
CALANGO 4	2019	12.578	96.280	10.467	55.354	43.037	15.131	
	2018	16.501	106.433	15.015	59.188	48.731	6.345	
CALANGO 5	2019	16.534	97.194	9.637	57.547	46.544	13.620	
	2018	19.174	105.822	14.752	59.147	51.097	2.754	
CALANGO 6	2019	72.638	471.901	19.955	292.082	232.502	38.011	
	2018	56.073	498.724	25.140	299.255	230.402	5.139	
CAETITÉ 1	2019	9.322	121.434	13.302	44.160	73.294	10.620	
	2018	9.333	122.507	11.298	46.716	73.826	14.798	
CAETITÉ 2	2019	25.653	110.863	10.535	39.063	86.918	16.887	
	2018	17.800	118.510	11.671	40.090	84.549	6.417	
CAETITÉ 3	2019	7.500	113.312	8.398	41.077	71.337	8.967	
	2018	9.480	115.665	10.322	42.858	71.965	1.018	
ARIZONA 1	2019	6.935	108.303	10.376	60.182	44.680	7.897	
	2018	8.697	115.000	13.122	61.388	49.187	4.045	
MEL 2	2019	5.599	80.115	7.615	43.901	34.198	4.296	
	2018	5.878	79.973	7.855	45.287	32.709	23	
CHAFARIZ 1	2019	3.747	10.990	2.570	140	12.027	29	
	2018	1.002	2.633	28	1	3.606	(14)	
CHAFARIZ 2	2019	1.932	10.608	2.345	60	10.135	26	
	2018	1.004	2.625	23	-	3.606	(14)	
CHAFARIZ 3	2019	3.098	11.740	2.599	102	12.137	32	
	2018	1.254	2.625	23	-	3.856	(17)	
CHAFARIZ 4	2019	6.120	5.697	2.305	81	9.431	35	
	2018	-	-	17	-	-	(17)	
CHAFARIZ 5	2019	5.841	6.483	2.227	162	9.935	(17)	
	2018	-	-	17	-	-		

	Data-base		Ativo		Passivo		Patrimônio Líquido	Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício
	Patrimoniais / Resultado	Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante		
Controladas								
CHAFARIZ 6	2019	4.247	7.716	2.055	87	9.821	15	
	2018	1.166	2.363	23	-	3.506	(14)	
CHAFARIZ 7	2019	3.880	10.102	3.018	58	10.906	17	
	2018	1.254	2.625	23	-	3.856	(14)	
VENTOS DE ARAPUÁ 1	2019	5.355	5.496	2.147	82	8.622	22	
	2018	-	-	17	-	(17)	-	
VENTOS DE ARAPUÁ 2	2019	6.105	7.473	2.903	41	10.634	35	
	2018	-	-	17	-	(17)	-	
VENTOS DE ARAPUÁ 3	2019	2.758	2.863	1.203	6	4.412	12	
	2018	-	-	17	-	(17)	-	

	Data-base		Ativo		Passivo		Patrimônio Líquido	Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício
	Patrimoniais / Resultado	Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante		
Controlado conjunto								
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	2019	7.638	2.157.900	53.606	587.081	1.524.851	(63.809)	
	2018	5.495	2.160.996	54.942	636.081	1.475.468	(228.423)	
COMPANHIA HIDROELÉTRICA TELESPIRES	2019	152.007	4.834.316	269.953	2.794.494	1.921.876	(13.778)	
	2018	161.529	4.909.171	319.964	2.837.194	1.913.542	(173.462)	
ÁGUAS DA PEDRA	2019	106.106	684.447	89.797	225.883	474.873	114.721	
	2018	70.820	712.332	86.624	260.080	455.848	99.040	

Com relação às empresas Teles Pires Participações e Norte Energia, seguem as informações financeiras, conforme o CPC 45/IFRS 12 – Divulgação de Participações de Outras Entidades:

	NORTE ENERGIA		TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	
	2019	2018	2019	2018
Balanco patrimonial				
Caixa e equivalentes de caixa	194.147	85.993	43.031	27.857
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	638.593	570.959	92.039	106.791
Outros ativos circulantes	269.875	213.724	24.575	32.375
Ativo circulante	1.102.615	870.676	159.645	167.023
Titulos e valores mobiliários	-	6.189	100.378	99.555
Imobilizado	42.856.054	41.511.052	4.503.096	4.673.740
Depósitos judiciais e cauções	547.522	738.998	56.575	62.188
Outros ativos não circulantes	524.014	787.735	427.589	338.368
Ativo não-circulante	43.927.590	43.043.974	5.087.638	5.173.851
Total do ativo	45.030.205	43.914.650	5.247.283	5.340.874
Fornecedores	619.857	491.608	54.367	64.297
Obrigações de meio ambiente	397.703	565.998	21.465	55.294
Empréstimos e financiamentos	2.860.815	2.389.264	159.499	159.213
Debêntures	183.336	-	53.955	54.913
Outros passivos circulantes	350.403	358.929	34.637	41.192
Passivo circulante	4.412.114	3.805.799	323.559	374.909
Empréstimos e financiamentos	25.218.056	25.560.954	2.274.717	2.417.310
Debêntures	-	-	587.081	636.081
Obrigações de meio ambiente	925.467	-	-	-
Outros passivos não circulantes	448.047	1.246.123	519.778	419.883
Passivo não circulante	26.591.570	26.807.077	3.381.576	3.473.274
Capital social	13.360.658	13.010.058	2.426.730	2.313.539
Reserva de Lucro	665.863	291.716	-	-

realizados, levando em consideração o orçamento empresarial anual da Companhia enquanto que o horizonte de análise leva em consideração o vencimento de cada concessão e a expectativa de crescimento do mercado, utilizando-se de projeções compatíveis com os dados históricos e as perspectivas sólidas de crescimento da economia brasileira. Tais fluxos são descontados por taxas médias de 7,98% (pós impostos), tendo sua taxa nominal a depender de cada empreendimento e utilizando-se de metodologia amplamente aplicada no mercado de energia.

13. IMOBILIZADO

Por natureza, o valor dos ativos imobilizados do consolidado estão compostos da seguinte forma:

	Consolidado				
	Taxas anuais médias ponderadas de depreciação (%)	Depreciação amortização acumulada	2019	2018	Valor Líquido
Em serviço					
Terrenos		224.950	-	224.950	48.610
Reservatórios, barragens e adutoras	2,98%	1.479.723	(234.678)	1.245.045	558.449
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,45%	1.069.823	(184.901)	884.922	470.633
Máquinas e equipamentos	3,95%	4.147.938	(1.147.850)	3.000.088	2.641.085
Veículos	14,69%	12.036	(4.057)	7.979	2.676
Móveis e utensílios	8,65%	3.418	(1.906)	1.512	650
Outros		50.372	(7.269)	43.103	26.139
		6.988.260	(1.580.661)	5.407.599	3.748.242
Em curso					
Terrenos		122.206	-	122.206	215.883
Reservatórios, barragens e adutoras		5.780	-	5.780	78.872
Edificações, obras civis e benfeitorias		119.081	-	119.081	993.361
Máquinas e equipamentos		300.393	-	300.393	545.040
Veículos		1.112	-	1.112	5.168
Móveis e utensílios		1.564	-	1.564	1.563
Material em depósito		23.701	-	23.701	21.290
Adiantamento a fornecedores e outros	(a)	178.634	-	178.634	284.973
		752.471	-	752.471	2.146.150
Total		7.740.731	(1.580.661)	6.160.070	5.894.392

(a) Referem-se principalmente a adiantamento a fornecedores realizados no decurso da construção dos empreendimentos, os quais serão baixados com a devida entrega dos bens e/ou finalização da obra. A depreciação acumulada é geralmente calculada a taxas que levam em consideração a vida útil efetiva dos bens, definida pela ANEEL. Decorrido o prazo de vigência da concessão e de sua eventual prorrogação, os bens e instalações realizados para a geração independente de energia elétrica e vinculados à concessão passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados, conforme Contratos de Concessão. A movimentação do imobilizado consolidado é como segue:

	Consolidado				
	Em serviço	Depreciação acumulada	Valor líquido	Em curso	Valor líquido
Saldo em 01 de janeiro de 2018	5.112.119	(1.246.256)	3.865.863	1.736.143	5.602.006
Adições	11.698	-	11.698	467.933	479.631
Baixas	(10.006)	9.889	(117)	(6.964)	(6.964)
Depreciação	-	(182.191)	(182.191)	-	-
Transferências	51.855	(89)	51.766	(51.766)	(51.766)
Transferências outros	791	432	1.223	804	2.027
Saldo em 31 de dezembro de 2018	5.166.457	(1.418.215)	3.748.242	2.146.150	5.894.392
Adições	-	-	-	518.693	518.693
Baixas	(33.162)	23.245	(9.917)	(15.225)	(15.225)
Depreciação	-	(209.913)	(209.913)	-	(209.913)
Transferências	1.891.366	-	1.891.366	(1.891.366)	(1.891.366)
Transferências outros (a)	(36.400)	24.222	(12.178)	(5.782)	(5.782)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	6.988.261	(1.580.661)	5.407.600	752.470	6.160.070

(a) Referem-se principalmente a transferência de saldo de arrendamento para o grupo de direito de uso, após a adoção do CPC 06/IFRS 16

14. CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO

14.1 Concessão do serviço público (Ativo Financeiro): Segue composição consolidada do ativo financeiro de concessão: A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (concessão) e aos recebíveis das transmissoras está assim apresentada:

	Ref.	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2017		7.995.717
Adoção inicial CPC 47/IFRS 15 (transferência para ativo contratual)	(a)	(448.043)
Saldo em 01 de janeiro de 2018		7.547.674
Adições		482
Baixas		(16.486)
Reversão		1.855
Transferência	(b)	1.290.450
Ajustes a valor justo		431.822
Saldo em 31 de dezembro de 2018		9.255.797
Baixas		(22.535)
Reversão		8.595
Transferência	(b)	1.945.157
Ajustes a valor justo	(c)	555.619
Saldo em 31 de dezembro de 2019		11.742.633

(a) Os saldos referentes aos ativos financeiros das transmissoras, a partir de 01 de janeiro de 2018, passaram a ser reconhecidos no balanço como ativo contratual, detalhado na nota 14.2. (b) Transferência do ativo contratual das distribuidoras de R\$ 1.931.912 (R\$ 1.283.273 em 31 de dezembro de 2018), conforme nota 14.2, em decorrência do reconhecimento de novos ativos incorporados no exercício e transferências de R\$ 13.245 (R\$ 7.177 em 31 de dezembro de 2018), conforme nota 15, referente a remensuração de parcela de ativo financeiro e intangível. (c) Impactado, em 31 de dezembro de 2019, pelo ganho obtido do laudo de Revisão do 5º Ciclo da Elektro Redes, no montante de R\$ 157.153. O valor reconhecido do ativo financeiro, as alterações no valor justo e taxas efetivas de juros, serão revisados mensalmente, com base na variação do IPCA, e na revisão tarifária, que ocorre a cada quatro anos na Celpe e Elektro Redes e a cada cinco anos na Coelba e Cosern. As concessões das Companhias de distribuição e transmissão não são onerosas, desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao Poder Concedente. As concessões outorgadas tem prazo de vigência de 30 anos e os contratos de concessão preveem a possibilidade de prorrogação da vigência, a critério exclusivo do Poder Concedente, mediante requerimento da concessionária. Em caso de extinção da concessão pelo advento do termo final do contrato ou outra das hipóteses que prevê, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao Poder Concedente, dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos, avaliações e determinação do montante de indenização devida às Companhias, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico. 14.2 Concessão do serviço público (Ativo Contratual): A movimentação dos saldos referentes aos recebíveis das transmissoras e do ativo intangível em curso das distribuidoras, está assim apresentada:

	Ref.	Consolidado
Saldo do Ativo Financeiro em 31/12/2017 (transferência do ativo financeiro)		448.043
(a) Determinação de taxa fixa no início do projeto do Ativo Contratual versus um modelo de taxa variável no modelo de Ativo Financeiro	(a)	123.508
(b) Estimativa de investimento futuro que afetava a projeção de fluxo de caixa descontado no modelo de Ativo Financeiro.	(b)	(13.921)
(c) Alocação de margem na receita de O&M e de construção para 2018, enquanto para 2017 a margem era zero.	(c)	49.772
(d) Atualização do ativo indenizável da concessão por índice de inflação	(d)	31.921
(e) Impacto do ajuste de adoção inicial em 01/01/2018	(e)	191.280
Adoção inicial CPC 47 (transferência do ativo intangível em curso)	(f)	2.784.774 (309.268)
Saldos em 01 de janeiro de 2018		3.424.097 (309.268)
Adições		3.868.981 (282.241)
Baixas		(28.039)
Amortização/reversão		(52.936)
Transferências - intangíveis em serviço	(f)	(1.247.462)
Transferências - ativos financeiros		(1.495.505)
Transferências - outros		58.471
Atualização monetária / valor justo		60.823
Saldos em 31 de dezembro de 2018		4.588.430 (223.714)
Adições		4.903.770 (515.746)
Baixas		(33.195)
Amortização/reversão		(56.523)
Transferências - intangíveis em serviço	(f)	(1.411.026)
Transferências - ativos financeiros	(f)	(2.141.147)
Transferências - outros	(g)	63.529
Atualização monetária / valor justo		122.841
Saldos em 31 de dezembro de 2019		6.036.679 (404.215)

(a) Impacto nas controladas de Transmissão, pela alteração da taxa de desconto variável utilizada no modelo do ativo financeiro por uma taxa fixa no modelo de ativo de contrato, conforme determina o parágrafo nº 64 do CPC 47. (b) No modelo do ativo financeiro das controladas de Transmissão, aplicado até 2017 era considerado no cálculo a estimativa de investimento, valores estes que na data da adoção inicial representavam R\$13.921 de aumento no valor do ativo financeiro. (c) No modelo de cálculo do ativo contratual das controladas de Transmissão, a receita de construção e de operação e manutenção (O&M) passou a ser registrada acrescida de margem, aumentando o valor do ativo contratual no montante de R\$49.772 quando comparado com o modelo do ativo financeiro. (d) Valor presente do direito à indenização das controladas de Transmissão relativo aos bens reversíveis ao Poder Concedente e que não serão integralmente amortizados durante o período do contrato de concessão. (e) As controladas de Transmissão adotaram o CPC 47 / IFRS 15 a partir de 1º de janeiro de 2018. (f) Como consequência da mesma norma, as distribuidoras também tiveram que considerar seus investimentos em expansão e melhorias da infraestrutura como ativo contratual, durante o período de construção, até a efetiva entrada em operação, quando são bifurcados em ativo financeiro e intangível. Referem-se ao direito contratual das distribuidoras de energia de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção ou melhoria do sistema de distribuição de energia elétrica, quando da entrada em operação dos respectivos ativos. Quando da conclusão da construção da infraestrutura, tais ativos passarão a ser classificados como Ativo financeiro indenizável ou como Ativo Intangível, conforme a forma de remuneração. (g) Referem-se às transferências entre obras, estoques e desativações em curso.

15. INTANGÍVEL

Por natureza, o ativo intangível do consolidado está constituído da seguinte forma:

	Consolidado				
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	2019	Amortização acumulada	Obrigações especiais	2018
Em serviço					
Direito de uso da concessão	3,28%	24.241.029	13.025.863	1.938.476	9.276.690
Direito de uso de software	17,26%	13.952	8.026	-	5.926
Outros		77.101	-	-	77.101
		24.332.082	13.033.889	1.938.476	9.359.717
Em curso					
Direito de uso da concessão		1.431	-	-	1.431
Direito de uso de software		5.021	-	-	5.021
Outros		37	-	-	37
		6.489	-	6.489	29.980
Total		24.332.082	13.033.889	1.938.476	9.366.206

De acordo com o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na subtransmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens. A movimentação do saldo do direito de uso da concessão está demonstrada a seguir:

	Consolidado				
	Em serviço	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Em curso
Saldos em 01 de janeiro de 2018	22.198.772	(10.571.823)	(2.282.896)	9.344.053	34.708
Adições	155	20	289	464	1.114
Baixas	(250.219)	193.706	-	(56.513)	1
Amortização	-	(1.283.749)	161.012	(1.122.737)	-
Transferências - intangíveis	1.251.103	149	(116.538)	1.134.714	(3.856)
Transferências - outros	1.218	(1.738)	949	429	(1.987)
Saldos em 31 de dezembro de 2018	23.201.029	(11.663.435)	(2.237.184)	9.300.410	29.980
Adições	-	-	-	28.695	28.695
Baixas	(289.262)	223.633	-	(65.629)	-
Amortização	-	(1.387.523)	149.669	(1.237.854)	-
Transferências - intangíveis	33.824	-	-	33.824	(33.824)
Transferências - ativos financeiros (a)	(13.245)	-	-	(13.245)	-
Transferências - ativos contratuais	1.411.142	-	(97.692)	1.313.450	(115)
Transferências - outros	(11.406)	(206.564)	246.731	28.761	(18.247)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	24.332.082	(13.033.889)	(1.938.476)	9.359.717	6.489

(a) Referem-se ao direito contratual das Distribuidoras de Energia de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção ou melhoria do sistema de distribuição de energia elétrica, quando da entrada em operação dos respectivos ativos. Quando da conclusão da construção da infraestrutura, tais ativos passarão a ser classificados como Ativo financeiro indenizável ou como Ativo Intangível, conforme a forma de remuneração. A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados individualmente, limitados ao prazo de vencimento da concessão. O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro). O Grupo entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens exceda seu valor recuperável.

16. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Energia elétrica	-	-	1.634.180	1.245.407
Encargos de uso da rede	-	-	202.613	305.140
Materiais e serviços	92.219	61.563	1.229.273	1.096.103
Energia livre	-	-	119.772	113.813
Total	92.219	61.563	3.185.838	2.760.463
Circulante	92.219	61.563	3.049.421	2.646.752
Não circulante	-	-	136.417	113.711

17. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS, DEBÊNTURES E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

	2019			2018
	Dívida	Instrumentos Financeiros Derivativos	Total	
Moeda nacional				
Banco do Brasil	522.203	-	522.203	1.089.153
BNB	1.077.753	-	1.077.753	-
BNDES	3.853.588	-	3.853.588	3.859.200
CEF	74.568	-	74.568	90.302
Eletróbrás	-	-	-	21.113
FINEP	11.197	-	11.197	19.743
IBM	26.346	-	26.346	42.222
Santander	773	-	773	45.055
Nota Promissória	389.796	-	389.796	461.895
Arrendamento Mercantil	-	-	-	16.070
(-) Custos de transação	(17.969)	-	(17.969)	(13.710)
(-) Depósitos em garantia	(130.956)	-	(130.956)	(105.456)
Total Moeda Nacional	5.807.299	-	5.807.299	5.525.592
Moeda Nacional - Circulante	870.926	-	870.926	1.256.105
Moeda Nacional - Não Circulante	4.936.373	-	4.936.373	4.269.487
Moeda estrangeira				
Banco Tokio	894.255	(89.409)	804.846	699.204
Bank of America	1.112.511	(169.650)	942.861	585.555
BNP Paribas	204.090	(55.476)	148.614	152.433
China Construction Bank	-	-	-	159.027
HSBC	334.215	(87.058)	247.157	(77.150)
Itaú	688.088	(128.176)	559.912	1.135.338
JP Morgan	100.961	(17.466)	83.495	85.236
Kreditanstalt Fur Wiederaufbau - KfW	-	-	-	808
Mizuho	203.192	-	203.192	198.102
Santander	-	(76.487)	(76.487)	(76.666)
Citibank	285.760	(71.207)	214.553	252.091
BEI	1.588.693	-	1.588.693	1.616.635
Goldman Sachs	-	(213.554)	(213.554)	(191.305)
Votorantim	-	(42.770)	(42.770)	(36.243)
Sumitomo	203.928	(44.770)	159.158	161.324
ICBC	143.392	-	143.392	141.682
Scotia Bank	1.557.188	(168.179)	1.389.009	989.877
Opcões	-	(1.650)	(1.650)	-
Non Deliverable Forward - NDF	-	21.248	21.248	(24.488)
(-) Custos de transação	(65)	-	(65)	-
Total Moeda Estrangeira	7.316.208	(1.144.604)	6.171.604	5.768.884
Moeda Estrangeira - Circulante	2.493.826			

(*) A seguir apresentamos as emissões de debêntures do exercício:

Consolidado				
Emissora	Vencimento	Encargos Financeiros Anuais - %	Valor Captado	
Coelba	Abr/2024	108% CDI	309.070	
Coelba	Abr/2026	110,25% CDI	390.930	
Celpe	Abr/2024	109,5% CDI	300.000	
Celpe	Abr/2026	111% CDI	200.000	
Cosern	Abr/2026	IPCA + 4,2542%	179.500	
Cosern	Abr/2029	IPCA + 4,4986%	38.500	
Cosern	Abr/2024	107,25% CDI	282.000	
Termoppe	Abr/2024	111,5% CDI	500.000	
Neoenergia	Jun/2029	IPCA + 4,07%	802.746	
Neoenergia	Jun/2033	IPCA + 4,22%	491.703	
Total			3.494.449	

17.3 Cronograma de amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures: Empréstimos e financiamentos: O cronograma de amortização dos empréstimos e financiamentos são conforme tabela a seguir:

	Consolidado		
	2019	2018	2017
	Divida	Custos Transação	Total Líquido
2021	2.059.931	(3.202)	2.056.729
2022	2.424.122	(3.353)	2.420.769
2023	947.437	(2.748)	944.689
2024	1.320.067	(1.045)	1.319.022
2025	464.187	(455)	463.732
Após 2025	2.001.835	(2.622)	1.999.213
Total obrigações	9.217.579	(13.425)	9.204.154
(-) Depósitos em Garantias			(79.264)
Marcação a mercado			(73.584)
Total			9.051.306

Debêntures: O cronograma de amortização das debêntures são conforme tabela a seguir:

	Consolidado		
	2019	2018	2017
	Divida	Custos Transação	Total Líquido
2021	462.561	(5.176)	457.385
2022	1.195.102	(9.060)	1.186.042
2023	2.465.911	(17.093)	2.448.818
2024	2.107.399	(17.951)	2.089.448
2025	1.226.331	(12.239)	1.214.092
Após 2025	1.709.323	(30.573)	1.678.750
Total obrigações	9.166.627	(92.092)	9.074.535
(-) Depósitos em Garantias			(23.299)
Marcação a mercado			(73.584)
Total			9.051.236

17.4 Condições restritivas financeiras (covenants): Alguns contratos de dívida da Companhia contêm cláusulas de *covenants*. Os principais *covenants* da Companhia obrigam a manter certos índices, como a dívida sobre o EBITDA (LAJIDA – Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização) e de cobertura de juros apurados com base nas demonstrações financeiras das controladas ou consolidadas da Neoenergia. Os principais parâmetros estão listados a seguir: Consolidado da Neoenergia: • Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 4; • EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 1,5 ou 2. Controladas: • Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual 3 ou 4; • EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2; • ISCD maior ou igual a 1,2 ou 1,3. **17.5 Princípios termos contratuais dos empréstimos, financiamentos e debêntures (consolidado):**

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Vencimento	Garantias	Valor de principal	Saldo em 2019
Financiamento	2,5000% a 6,0000% / TJLP + 1,5900% a 3,0800% / IPCA + 2,5707% a 4,7920% / SELIC + 2,0900% a 2,5300%	2020 a 2030	Garantia Real / Quirografia	6.896.322	6.366.639
Debêntures Infra	IPCA + 4,0700% a 8,7345%	2021 a 2033	Quirografia	4.198.051	4.141.662
Debêntures Institucionais	107,25% a 117,40% do CDI	2020 a 2026	Quirografia	5.249.375	5.225.214
Empréstimos	76,50% a 125,90% do CDI	2020 a 2030	Quirografia	6.213.696	5.612.264

18. ENCARGOS SETORIAIS

	Consolidado	
	2019	2018
Reserva Global de Reversão – RGR	-	253
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	-	109.104
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	8.302	7.692
Empresa de Pesquisa Energética – EPE	5.710	2.889
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	196.676	170.805
Programa de Eficiência Energética – PEE	212.259	156.681
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	2.834	1.955
Compensação Financeira pela utilização de Recursos Hídricos – CFURH	1.330	1.507
Encargos Setoriais - Outros CCRBT	18.673	-
Ministério de Minas e Energia – MME	794	2.231
Total	446.578	453.117
Circulante	163.055	293.997
Não circulante	283.523	159.120

19. IMPOSTO DE RENDA, CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E OUTROS TRIBUTOS A RECOLHER

19.1 Imposto de Renda e Contribuição Social a recolher

	Consolidado	
	2019	2018
Imposto de Renda – IR	5.778	12.855
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL	3.478	7.514
Imposto de Renda e Contribuição Social a Recolher	9.256	20.369
Circulante	9.256	20.369

19.2 Outros tributos a recolher

	Consolidado	
	2019	2018
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	382.792	383.430
Programa de Integração Social – PIS	37.503	43.155
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	172.857	199.447
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	14.937	19.814
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	4.793	3.856
Imposto sobre Serviços – ISS	9.807	11.910
Impostos e contribuições retidos na fonte	102.624	134.671
Outros	21.446	16.219
Outros tributos a Recolher	746.759	812.502
Circulante	739.640	806.099
Não circulante	7.119	6.403

20. PROVISÕES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

A Companhia e suas controladas são parte em processos judiciais de natureza trabalhista, cível e fiscal, decorrentes do curso normal de suas atividades. Na constituição das provisões a Companhia considera a opinião dos assessores jurídicos quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, a natureza das ações, a similaridade com processos anteriores, a complexidade e o posicionamento dos tribunais sempre que a perda for avaliada como provável. O passivo em discussão judicial é mantido até o desfecho da ação, representado por decisões judiciais, sobre as quais não caibam mais recursos, ou a sua prescrição. As provisões constituídas consolidadas estão compostas como segue:

	Contingências				Provisões				Total
	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Outras	Desmantelamento	Ressarcimento			
Saldos em 01 de janeiro de 2018	305.261	396.916	134.046	16.640	18	20.634	24.860	24.207	922.582
Constituição	106.582	186.308	553	3.045	-	17.795	2.751	9.250	326.284
Baixas/reversão	(47.931)	(54.023)	(6.017)	-	(18)	(1.300)	(729)	(897)	(110.915)
Pagamentos/Indenizações	(53.400)	(197.285)	(867)	(10.508)	-	(262)	-	-	(262.322)
Atualização monetária	49.098	82.597	3.534	942	-	2.394	2.809	-	141.374
Saldos em 31 de dezembro de 2018	359.610	414.513	131.249	10.119	-	39.261	29.691	32.560	1.017.003
Constituição	92.292	210.299	6.734	3.801	-	74.724	36.447	33.860	458.157
Baixas/reversão	(41.376)	(52.959)	(4.947)	-	-	(3.846)	-	(20.347)	(123.475)
Pagamentos/Indenizações	(57.932)	(168.816)	(661)	(1.492)	-	(2.399)	-	-	(231.300)
Atualização monetária	50.453	110.837	4.073	709	-	2.461	3.019	-	171.552
Saldos em 31 de dezembro de 2019	403.047	513.874	136.448	13.137	-	110.201	69.157	46.073	1.291.937
Circulante	45.445	77.650	433	-	-	50.600	-	14.013	188.141
Não circulante	357.602	436.224	136.015	13.137	-	59.601	69.157	32.060	1.103.796

20.1 Trabalhistas: Referem-se a ações movidas por empregados e ex-empregados contra as controladas, envolvendo a cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial, discussão sobre plano de cargos e salários e outras, e também, ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros (responsabilidade subsidiária e/ou solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras. Além dos valores provisionados, em 31 de dezembro de 2019 o Grupo possui um total estimado de R\$ 673.256 (R\$ 938.459 em 31 de dezembro de 2018) em processos trabalhistas com expectativa de perda possível. Os valores foram atualizados pela variação da taxa Referencial (TR), índice de atualização dos processos trabalhistas acrescido de juros de 1% a.m. **20.2 Cíveis:** Referem-se a ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e pessoas jurídicas, envolvendo repetição de indébito, danos materiais, danos morais, entre outros. Além dos valores provisionados, o Grupo possui um total estimado de R\$ 1.766.163 (R\$ 1.573.589 em 31 de dezembro de 2018) em processos cíveis com expectativa de perda possível. A ação "Baixa Renda" que foi proposta pela Associação Defende em 2004, com o objetivo de desconstruir regulamentação da ANEEL sobre o enquadramento para fruição da tarifa social de energia elétrica, buscando impor à Aneel e à controlada Elektro Redes a ampliação dos clientes elegíveis, assim como a restituição de diferenças de valores já pagos sem o benefício. Em 23 de outubro de 2019, houve uma decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal, que foi parcialmente desfavorável a Companhia. Na avaliação da Administração e de seu assessor jurídico externo, a ação permanece classificada como chance de perda "possível". Nessa fase processual, o valor da causa não pode ser mensurada com suficiente segurança, já que o desfecho da ação pode envolver concessão de tarifa de baixa-renda a potenciais consumidores que eventualmente se enquadrem nos requisitos da petição inicial e devolução de valores cobrados "a mais" desses mesmos consumidores. Além disso, em caso de desfecho desfavorável, o efeito prático será a compensação dos valores devolvidos no âmbito da conta CDE, ou seja, não haveria um impacto financeiro para a Companhia, já que a provisão seria registrada em contrapartida da CDE. A discussão envolve aspectos de legalidade e constitucionalidade, sendo a competência final para o deslinde da questão do STJ e STF. Os valores foram atualizados monetariamente pela variação do INPC, acrescido de juros de 1% a.m. **20.3 Fiscais:** Referem-se a ações tributárias e impugnatórias de cobranças, intimações e autos de infração fiscal referente a diversos tributos, tais como ICMS, ISS, CPMF, IRPJ, CSLL, IPTU, REFIN, PIS/COFINS, INSS, CIDE, ITD sobre doações recebidas, entre outros. Além dos valores provisionados, o Grupo possui um total estimado de R\$ 5.586.999 (R\$ 6.484.110 em 31 de dezembro de 2018) em ações tributárias de naturezas diversas com expectativa de perda possível. Neste montante, destacamos os autos de infração das controladas motivados por: (i) não adição da despesa de amortização da mais-valia nas bases de cálculo do IRPJ e CSLL, estimados em R\$ 2.667.254 (R\$ 2.460.166 em 31 de dezembro de 2018) pelas controladas Elektro, Celpe, Coelba, Cosern, Itapebi e Termopernambuco; Os consultores jurídicos da Companhia entendem que tanto o fundamento de existência da mais-valia quanto seu uso para fins de benefício são lícitos e gozam de legitimidade jurídica. Embora os últimos julgamentos na Câmara Superior de Recursos Fiscais tenham alterado o entendimento até então, passando a não reconhecer a mais-valia decorrente de privatização, os nossos consultores legais mantêm a análise e entendimento quanto à higidez da operação e benefício fiscal, uma vez que a discussão ainda será remetida ao Poder Judiciário, a quem caberá a decisão final sobre o tema. (ii) falta de retenção do imposto de renda incidente sobre o pagamento de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 304.789 (R\$ 268.763 em 31 de dezembro de 2018); Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da taxa SELIC. **20.4 Regulatórias:** As ações regulatórias das distribuidoras Coelba, Celpe, Cosern e Elektro, dentre os quais estão os procedimentos para o cálculo dos indicadores de continuidade técnica do serviço, individual e coletivo, questões comerciais, a realização das compensações financeiras correspondentes e da recuperação dos indicadores globais, questões relacionadas à arrecadação ou legalidade de elementos ou rubricas tarifárias e questões relativas à legalidade das ações administrativas que a ANEEL tenha instituído. **20.5 Depósitos judiciais:** Correlacionados às provisões e passivos contingentes, o Grupo realiza depósitos judiciais para garantir potenciais pagamentos de contingência. Os depósitos judiciais são atualizados monetariamente e registrados no ativo não circulante da Companhia até que aconteça a decisão judicial de resgate destes depósitos por uma das partes envolvidas.

	Consolidado	
	2019	2018
Trabalhistas	378.608	357.470
Cíveis	297.539	223.285
Fiscais	231.546	198.592
Outros	12.610	12.667
Total	920.303	792.014

20.6 Provisões: As demais provisões são compostas por: (i) gastos ambientais que se referem a obrigações adicionais dos impactos sociais ambientais na construção das usinas; (ii) provisões com desmantelamento que se referem aos custos de desmobilização da plantas e parques eólicos das controladas e (iii) provisões para perdas de energia contratual não entregue no exercício social corrente.

21. OUTROS PASSIVOS

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Ressarcimento PIS e COFINS a consumidores	(a)	-	3.276.246	-
Devoluções a consumidores	(b)	-	152.800	143.555
Plano de saúde	-	-	8.501	9.466
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP	-	-	60.742	51.606
Caução em garantia	(c)	-	570.464	445.970
Adiantamentos recebidos	-	-	24.573	16.102
Avais contratuais	107.111	99.678	-	-
Obrigação de compra participação Previ	(d)	208.852	208.852	151.464
Repasse a terceiros	-	-	47.114	20.540
Taxas e custas processuais	-	-	10.748	-
Outros	-	-	28.143	5.471
Total	344.106	256.613	4.484.349	929.044
Circulante	320.153	102.107	1.024.421	584.250
Não circulante	23.953	154.506	3.459.928	344.794

(a) A Em março de 2017, o Supremo Tribunal Federal concluiu o julgamento do Recurso Extraordinário nº 574.706-PR, em sede de repercussão geral, confirmando que o ICMS não compõe a base de cálculo do PIS e da COFINS. A União Federal apresentou embargos de declaração buscando a modulação dos efeitos e a definição do valor do ICMS que será excluído da base de cálculos dessas contribuições. Esses embargos ainda estão pendentes de julgamento. Em agosto e setembro de 2019, transitaram em julgado decisões favoráveis às controladas COSERN e COELBA, nos autos das Ações Declaratórias nº 0801858-81.2017.4.05.8400 e 0021883-80.2010.4.01.3300, ajuizadas em 09 e 10 de junho de 2010,

respectivamente. Essas ações pleiteavam a inexistência de relação jurídico-tributária com a União Federal no que tange à inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS e o reconhecimento do direito ao crédito relativo aos valores indevidamente recolhidos a este título, devidamente atualizados pela Taxa SELIC. Amparadas pelas avaliações de seus assessores jurídicos e nas melhores estimativas, as controladas constituíram ativo de PIS e de COFINS a recuperar no total de R\$ 3.282.501 (vide nota explicativa nº 9.2) e passivo pelo mesmo montante, líquidos de honorários de êxito no montante de R\$ 6.255 devidos aos advogados, totalizando passivo no montante de R\$ 3.276.246 A constituição do passivo decorre do entendimento de que os montantes a serem apropriados por meio de compensação dos créditos fiscais reconhecidos deverão ser integralmente repassados aos consumidores, nos termos das normas legais e regulamentares do setor elétrico. A Companhia adotará os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais estabelecidas pela Receita Federal do Brasil e o repasse aos consumidores dependerá do efetivo aproveitamento do crédito tributário pela Companhia e será efetuado conforme normas regulatórias da ANEEL. O resumo dos impactos é apresentado a seguir:

	2019		
	Cosern	Coelba	Consolidado
Ativo			
PIS e COFINS a recuperar	662.618	2.618.884	3.281.502
Passivo			
PIS e COFINS a serem restituídos a consumidores	659.406	2.616.840	3.276.246
Resultado			
Receita operacional bruta			
Efeito contabilizado no passivo a restituir	(448.118)	(1.714.100)	(2.162.218)
Efeito contabilizado em tributos a recuperar	448.118	1.714.100	2.162.218
Resultado financeiro			
Outras receitas financeiras			
Atualização de tributos a recuperar	218.500	905.784	1.124.284
Atualização do passivo a restituir	(218.500)	(905.784)	(1.124.284)
Resultado apurado			
(b) Obrigações perante consumidores de energia elétrica decorrentes de devolução e universalização, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamentos e outros. (c) Garantia constituída em espécie para assegurar o cumprimento dos contratos, tanto no que diz respeito a suas cláusulas operacionais, como na obrigatorialidade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços. (d) Em 24 de agosto de 2018, foi aprovada a incorporação da Elektro Holding S.A. pela Neoenergia S.A. ("Companhia"). Em 02 de maio de 2019, a Companhia protocolou perante a CVM o pedido de registro da oferta pública de distribuição secundária de suas ações ordinárias, nos termos da Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400" e "Oferta"); e perante a B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão S.A. ("B3"), o pedido de registro para negociação de ações ordinárias de sua emissão no Novo Mercado da B3. O Acordo de Acionistas da Companhia prevê que, dentro de 360 dias, após a liquidação de uma possível oferta pública inicial, a Companhia envie a Previ uma proposta firme para aquisição de suas participações societárias minoritárias na Coelba, Cosern e Afluente T.			

22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

22.1 Capital social: O capital social autorizado está totalmente subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2019 e 2018 no montante de R\$ 12.919.982. A composição do capital social realizado por classe de ações (sem valor nominal) e principais acionistas é a seguinte:

	Lote de mil ações		%	R\$
	2019	2018		
Acionistas				
Iberdrola Energia S.A. ("Iberdrola")	606.899	50,00%	6.459.991	
Iberdrola S.A.	12.619	1,04%	134.368	
Previ-Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil ("Previ")	367.648	30,29%	3.913.463	
Conselheiros e diretores	494	0,04%	5.168	
Demais acionistas	226.137	18,63%	2.406.992	
Total	1.213.797	100,00%	12.919.982	
Lote de mil ações				</

23.1 Fornecimento de energia: A Composição do fornecimento de energia elétrica consolidada, por classe de consumidores é a seguinte:

	Ref.	2019	2018
Consumidores:			
Residencial		14.146.464	12.717.584
Industrial		2.521.386	2.684.908
Comercial		6.947.886	6.347.662
Rural		1.847.546	1.567.637
Poder público		1.372.775	1.243.932
Iluminação pública		946.221	866.586
Serviço público		1.066.406	952.418
Suprimento		2.304.520	2.627.546
Fornecimento não faturado		34.130	112.494
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo	(a)	(14.176.398)	(12.034.533)
Subtotal		17.010.936	17.086.234
Subvenção à tarifa social baixa renda		2.048.843	1.773.830
Total		19.059.779	18.860.064

(a) Em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.618 de 23/04/2008, as distribuidoras do Grupo efetuaram a segregação da receita de comercialização e distribuição utilizando uma "TUSD média" calculada a partir da TUSD homologada para consumidores cativos. A tabela abaixo apresenta a composição da receita bruta de fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, desconsiderando a reclassificação pela disponibilidade da rede elétrica – consumidor cativo e região geográfica no exercício findo em 31 de dezembro de 2019:

	2019				2018	
	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Total	Total	Total
Consumidores:						
Residencial	10.506.290	109.205	3.530.969	14.146.464	12.717.584	12.717.584
Industrial	1.485.188	31.086	1.005.112	2.521.386	2.684.908	2.684.908
Comercial	5.193.802	52.623	1.701.461	6.947.886	6.347.662	6.347.662
Rural	1.328.802	15.562	503.182	1.847.546	1.567.637	1.567.637
Poder público	1.116.959	7.674	248.142	1.372.775	1.243.932	1.243.932
Iluminação pública	708.378	7.135	230.708	946.221	866.586	866.586
Serviço público	721.498	10.347	334.561	1.066.406	952.418	952.418
Suprimento	250	-	-	250	250	250
Fornecimento não faturado	56.943	(684)	(22.129)	34.130	112.494	112.494
Total	21.118.110	232.948	7.532.006	28.883.064	26.493.221	26.493.221

23.2 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 pelas Companhias do Grupo. **23.3 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.

	Consolidado	2019	2018
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor livre		1.909.728	1.420.870
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo*		14.176.398	12.034.533
Total		16.086.126	13.455.403

* Vide comentários nota (a), acima.

23.4 Valores a compensar / (repassar) da parcela A e outros itens financeiros

	Consolidado	2019	2018
CVA		(1.198.983)	(334.655)
Energia		275.418	139.170
Encargo de Serviço do Sistema - ESS		(10.368)	(5.864)
TUST		(44.930)	(100.603)
Neutralidade dos encargos setoriais		140.794	330.916
Outras CVA's		(2.648)	587
Outros itens financeiros		(2.648)	587
Revisão Tarifária		60.012	(15.528)
Sobrecontratação		65.190	267.751
Risco Hidrológico		(5.052)	(19.392)
Efeito das recontabilizações		(5.131)	5.307
Recomposição Energia Termope		(107.363)	(85.626)
Ultrapassagem de Demanda/ Excedente Reativo		63.068	(53.739)
Ressarcimento P&D		88.869	-
Compensação ref. Acordos Bilaterais de CCEAR		(60.312)	(4.276)
Outros itens financeiros		(741.436)	124.048
Total		(741.436)	124.048

	Consolidado	2019	2018
23.5 Outras receitas			
Renda da prestação de serviços		36.132	78.141
Arrendamentos e aluguéis		166.394	144.015
Serviço taxado		16.941	16.749
Taxa de iluminação pública		5.378	11.761
Administração de faturas de fraudes		5.776	4.425
Comissão serviços de terceiros		51.412	28.161
Multa infração consumidor		526	339
Valor de reposição estimado da concessão (*)		555.619	428.620
Outras receitas		11.069	2.388
TOTAL		849.247	714.599

(*) Conforme mencionado na nota 14.1, a Companhia atualiza o ativo financeiro indenizável da concessão com base no mesmo índice de atualização da BRR (IPCA)

23.6 Deduções da receita bruta: As deduções da receita bruta têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	Consolidado	2019	2018
Impostos e contribuições			
ICMS		(6.887.953)	(6.184.545)
PIS		(613.796)	(582.741)
COFINS		(2.829.197)	(2.683.679)
ISS		(16.612)	(15.060)
Encargos Setoriais			
Quota para reserva global de reversão - RGR		(1.445)	(1.443)
Conta de desenvolvimento energético - CDE		(1.994.264)	(2.204.196)
Programa de Eficientização Energética - PEE		(108.048)	(97.763)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		(43.219)	(39.105)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		(21.610)	(14.138)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D		(59.379)	91.083
Encargos do consumidor - PROINFA		(112.846)	(48.881)
Encargos do Consumidor - CCRBT		(14.968)	(47.292)
Taxa de fiscalização serviço de energia elétrica - TFSEE		(32.768)	(29.252)
Compensação Financeira Recursos Hídricos - CFURH		(7.452)	(4.925)
Total		(12.743.557)	(11.861.937)

24. CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA

Energia comprada para revenda

	Consolidado	2019	2018
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado - ACR		(6.329.200)	(5.046.050)
Energia adquirida contrato bilateral		(209.668)	(279.389)
Contratos por cotas de garantia física		(1.365.556)	(1.204.052)
Energia adquirida no ambiente livre - ACL		(1.849.203)	(2.571.888)
Cotas das Usinas Angra I e Angra II		(436.859)	(432.026)
Energia curto prazo – MRE		(14.417)	(17.860)
Energia curto prazo – PLD		(1.526.720)	(529.870)
PROINFA		(363.318)	(360.889)
Ressarcimento de energia		50.393	79.839
Créditos de PIS e COFINS		1.427.286	1.445.471
Custos Variáveis do MCP		(1.627.964)	(2.867.844)
Taxa CCEE		(932)	(1.238)
Total		(12.246.158)	(11.785.796)

Encargos de uso dos sistema de transmissão e distribuição

	Consolidado	2019	2018
Encargos de rede básica		(2.138.676)	(2.052.125)
Encargos de transporte de Itaipu		(41.869)	(37.871)
Encargos de conexão		(195.108)	(179.605)
Encargo de uso do sistema de distribuição		(43.883)	(46.420)
Encargo de serviço do sistema - ESS		18.845	(126.616)
Encargos de energia de reserva - EER		(101.569)	77.505
Créditos de PIS e COFINS		229.685	217.587
Total		(2.272.575)	(2.147.545)
Total de Custos com Energia Elétrica		(14.518.733)	(13.933.341)

25. CUSTOS DE OPERAÇÃO E OUTRAS RECEITAS/DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e as despesas operacionais consolidadas têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	2019		2018	
Custos/Despesas	Custos dos serviços	Despesas com vendas	Outras Receitas/Despesas gerais e administrativas	Total
Pessoal	(768.770)	(104.443)	(469.804)	(1.343.017)
Administradores	-	-	(69.429)	(52.981)
Benefício pós-emprego e outros benefícios	-	-	(4.156)	(4.156)
Material	(104.210)	(481)	(40.580)	(145.271)
Combustível para produção de energia	(442.170)	-	-	(442.170)
Serviços de terceiros	(939.681)	(142.396)	(543.927)	(1.626.004)
Depreciação e amortização	(1.173.235)	(163)	(102.445)	(1.275.843)
Arrendamentos e aluguéis	(11.822)	(110)	902	(11.030)
Tributos	(2.359)	(35)	(19.598)	(21.992)
Provisões líquidas - contingências	(3.797)	-	(194.462)	(198.259)
Multas Regulatórias	-	-	-	(313)
Alienação/ Desativação de bens e direitos	(165)	-	(8)	(173)
Outras (despesas)/receitas operacionais	(68.139)	(22.527)	47.200	(43.466)
Total custos / despesas	(3.514.348)	(270.155)	(1.396.307)	(5.180.810)
Total				(4.841.693)

25.1 Custo e despesa de pessoal

	2019	2018
Pessoal		
Remunerações	(677.053)	(571.024)
Encargos sociais	(276.773)	(215.927)
Auxílio alimentação	(124.634)	(103.823)
Convênio assistencial e outros benefícios	(80.853)	(134.558)
Rescisões	(28.723)	(53.635)
Provisão para férias e 13º salário	(154.160)	(157.306)
Plano de saúde	(135.485)	(83.388)
Participação nos resultados	(131.811)	(123.993)
Encerramento de ordem em curso	(1.926)	(2.042)
(-) Transferências para ordens	289.795	243.564
Outros	(21.394)	(10.146)
Total	(1.343.017)	(1.212.278)

25.2 Depreciação e amortização

	2019	2018
Pessoal		
Quota de depreciação e amortização no exercício	(1.298.877)	(1.127.881)
Cota bens de renda	(67)	(153)
(-) Depreciação e Amortização transferida para ordens em curso	-	(30)
(-) Crédito PIS/COFINS	23.101	22.878
Depreciação e Amortização residual no resultado	(1.275.843)	(1.105.186)

25.3 Outras (despesas)/receitas operacionais

	2019	2018
Outras (despesas)/receitas Operacionais		
Seguros	(26.575)	(30.990)
Doações e contribuições	(5.567)	(1.826)
Recuperação de despesa	51.665	26.795
Órgãos de classe do Setor Elétrico	(7.646)	(7.545)
Despesas de viagem	(30.354)	(31.998)
Consumo próprio e energia elétrica	(39.521)	(26.781)
Propaganda e publicidade	(6.634)	(7.170)
Alimentação	(6.068)	(4.983)
Multa por inadimplência	226.559	203.477
Perdas / alienação / desativação	(187.605)	(173.944)
Indenização danos elétricos	(8.383)	(8.418)
Eventos	(3.701)	(2.812)
Outros	364	(41.148)
Total	(43.466)	(107.343)

26. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Receitas Financeiras				
Renda de aplicações financeiras	27.078	43.504	198.474	310.478
Juros e encargos sobre contas de energia em atraso	-	-	187.744	202.361
Variações monetárias e cambial - Dívida	16.348	74.233	1.557.400	2.901.580
Variações monetárias e cambial - Outras receitas	2.560	-	20.377	8.288
Instrumentos financeiros derivativos	16.828	114.263	1.956.774	2.547.526
Atualização de depósitos judiciais	2.843	2.847	20.404	21.968
Atualização do ativo financeiro setorial	-	-	48.328	62.484
(-) PIS e COFINS sobre receita financeira	(10.255)	(8.571)	(39.145)	(44.975)
Outras receitas financeiras	188.049	137.965	101.947	114.007
Total	243.451	364.241	4.052.303	6.123.717

Despesas Financeiras

Encargos de dívidas	(50.881)	(64.374)	(1.112.978)	(1.100.364)
Variações monetárias e cambial - Dívida	(31.017)	(136.182)	(2.023.356)	(4.205.364)
Variações monetárias e cambial - Outras despesas	(683)	-	(48.152)	(34.756)
Instrumentos financeiros derivativos	(15.813)	(62.071)	(1.699.926)	(1.500.502)
Benefícios pós emprego e outros benefícios	-	-	(84.399)	(94.439)
IOF	(1.087)	(2.722)	(21.786)	(23.715)
Arrendamentos	-	-	(11.521)	-
Encargos P&D/PEE	-	-	(19.083)	(15.692)
Atualização provisão para contingências	(2.477)	(58)	(155.122)	(123.363)
Outras despesas financeiras	(82.721)	(71.502)	(216.772)	(194.488)
Total	(184.679)	(336.909)	(5.393.095)	(7.292.683)
Resultado financeiro líquido	58.772	27.332	(1.340.792)	(1.168.966)

Resumo das variações monetárias e cambiais

Empréstimos, financiamentos e debêntures	(14.669)	(61.948)	(465.986)	(1.303.785)
Outros	-	-	(29.622)	(29.462)
Total líquido	(14.669)	(61.948)	(495.608)	(1.333.247)

27. 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:

||
||
||

Composição da Remuneração da administração	Controladora		Controladas	
	2019	2018	2019	2018
Remuneração recorrente	22.168	18.818	10.722	12.258
Benefícios de Curto Prazo	14.130	4.898	5.204	4.964
Benefícios de Longo Prazo	5.089	5.824	4.656	7.346
Rescisões contratuais	-	267	1.806	1.650
Total	41.387	29.807	22.388	26.218

Adicionalmente a Companhia não mantém nenhum programa de remuneração baseado em ações destinado aos seus empregados e/ou administradores.

28. GESTÃO DE RISCOS FINANCEIROS

28.1 Considerações gerais e políticas internas: A gestão dos riscos financeiros do Grupo segue o proposto na Política de Riscos Financeiros e na Política de Risco de Crédito do Grupo Neoenergia aprovadas pelo Conselho de Administração, além dos demais normativos financeiros. Dentre as diretrizes previstas nessas Políticas e normativos destacam-se: proteção cambial da totalidade da dívida em moeda estrangeira; avaliação de *hedge* de taxa de juros de dívidas em moeda local; avaliação de *hedge* de desembolsos em moeda estrangeira; diversificação de instrumentos, prazos e contrapartes de dívida e alongamento do prazo médio de pagamento. Além disso, a utilização de derivativos tem como propósito único a proteção e mitigação de riscos, de forma que é proibida a contratação de derivativos exóticos, alavancados ou com propósitos especulativos. O monitoramento dos riscos é feito através de uma gestão de controles que tem como objetivo o acompanhamento contínuo das operações contratadas e do cumprimento dos limites de risco aprovados. O Grupo está exposto a diversos riscos financeiros, dentre os quais se destacam os riscos de mercado, de crédito e de liquidez. **28.2 Gestão de risco de mercado:** **28.2.1 Risco cambial:** O Grupo, visando assegurar que oscilações nas taxas de câmbio não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2019, operações de *hedge* cambial, para a totalidade de suas dívidas em moeda estrangeira e para seus principais desembolsos e investimentos previstos em moeda estrangeira. As estratégias de *hedge* cambial são descritas no item e) 'Informações complementares sobre os instrumentos derivativos'. **28.2.2 Risco de taxas de juros:** Este risco é oriundo da possibilidade do Grupo incorrer em perdas devido a flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida que impactem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos ou os rendimentos das aplicações financeiras. Desta forma, o Grupo monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas. As estratégias de *hedge* de taxas de juros são descritas no item e) 'Informações complementares sobre os instrumentos derivativos'. **28.3 Gestão de risco de liquidez:** O risco de liquidez é caracterizado pela possibilidade do Grupo não honrar com seus compromissos nos respectivos vencimentos. A gestão financeira adotada pelo Grupo busca constantemente a mitigação do risco de liquidez, tendo como principais pontos o alongamento de prazos dos empréstimos e financiamentos, desoneração de vencimentos, diversificação de instrumentos financeiros e o *hedge* das dívidas em moeda estrangeira. O permanente monitoramento do fluxo de caixa permite a identificação de eventuais necessidades de captação de recursos, com a antecedência necessária para a estruturação e escolha das melhores fontes. Havendo sobras de caixa são realizadas aplicações financeiras para os recursos excedentes, com o objetivo de preservar a liquidez do Grupo, de forma que as aplicações sejam alocadas preferencialmente em fundos exclusivos para as empresas do Grupo e tenham como diretriz alocar os recursos em ativos com liquidez diária. Em 31 de dezembro de 2019, o Grupo mantinha um total de aplicações no curto prazo de R\$ 4.040.719, sendo R\$ 3.047.298 em fundos exclusivos e R\$ 993.421 em outros ativos. A tabela abaixo demonstra o valor total dos fluxos de obrigações monetizáveis do Grupo, por faixa de vencimento, correspondente ao período remanescente contratual e utiliza para projeção do endividamento do Grupo vigente em 31 de dezembro de 2019, as curvas *futuras* de mercado para os indexadores e moedas.

	Valor Contábil	Fluxo de caixa					Acima de 5 anos
		2020	2021	2022	2023	2024	
Passivos financeiros não derivativos:							
Empréstimos e financiamentos	13.123.508	16.310.657	3.945.578	2.713.215	3.072.370	1.298.061	1.803.049
Debêntures	9.540.231	13.131.722	710.490	966.979	1.887.255	3.124.316	2.626.608
Fornecedores	3.185.838	2.344.374	2.278.602	15.899	-	-	49.873
Passivos financeiros derivativos							
Swap cambial e de taxa de juros	(1.337.556)	(1.597.107)	(491.706)	(244.733)	(221.325)	(59.836)	(272.266)
Non-deliverable Forwards (NDF)	21.248	21.539	16.305	5.234	-	-	-
Opções	(1.649)	(1.649)	(1.649)	-	-	-	-

28.4 Gestão de risco de crédito: O risco de crédito refere-se à possibilidade do Grupo incorrer em perdas devido ao não cumprimento de obrigações e compromissos pelas contrapartes. **28.4.1 Risco de crédito de contrapartes comerciais:** A principal exposição a crédito é oriunda da possibilidade do Grupo incorrer em perdas resultantes do não recebimento de valores faturados de suas contrapartes comerciais nos negócios de distribuição, transmissão, geração e comercialização. Para reduzir este risco e auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, o Grupo monitora o volume das contas a receber de clientes, solicita garantias e realiza diversas ações de cobrança em conformidade com a regulamentação do setor. **28.4.2 Risco de crédito de instituições financeiras:** Para as operações envolvendo caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários e derivativos, o Grupo segue as disposições da sua Política de Risco de Crédito que tem como objetivo a mitigação do risco através da diversificação junto às instituições financeiras que possuem boa qualidade de crédito. É realizado ainda o acompanhamento da exposição com cada contraparte, sua qualidade de crédito e seus *ratings* de longo prazo publicados pelas agências de *rating* para as principais instituições financeiras com as quais o Grupo possui operações em aberto. O quadro a seguir apresenta os *ratings* de longo prazo em escala nacional publicados pelas agências Moody's, S&P ou Fitch para as principais instituições financeiras com as quais a Companhia mantém operações em aberto em 31 de dezembro de 2019.

Ratings de longo prazo em escala nacional ¹	Moody's	S&P	Fitch
Banco do Brasil	Aa1	AA	AAA
Bank of America			AAA
BNP Paribas		AAA	
Bradesco	Aa1	AAA	AAA
Caixa Econômica Federal	Aa1	AAA	AAA
Citibank		AAA	AAA
Goldman Sachs		AAA	AAA
Itaú	A1	AAA	AAA
Santander	Aaa	AAA	AAA
Morgan Stanley		AAA	AAA
BNDES		AAA	AAA
MUFG		AAA	AAA
Votorantim	Aa3	AAA	AAA
Banco J.P. Morgan S.A.		AAA	AAA
Sumitomo		AAA	AAA
Safra	Aa1	AAA	AAA

¹ HSBC, JP Morgan, Sumitomo, Scotiabank e IBM possuem ratings apenas em escala global

A seguir demonstramos a exposição total de crédito detida em ativos financeiros consolidados pelo Grupo. Os montantes estão demonstrados em sua integralidade sem considerar nenhum saldo de provisão de redução para recuperabilidade do ativo.

	2019	2018
Mensurados pelo custo amortizado		
Caixa e equivalentes de caixa	323.186	293.680
Títulos e valores mobiliários	170.937	131.320
Contas a receber de clientes e outros	7.138.086	6.488.961
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	81.258	846.668
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado		
Caixa e equivalentes de caixa	3.717.551	3.639.995
Concessão do Serviço Público – Indenização	11.742.633	9.255.797

28.5 Informações complementares sobre os instrumentos derivativos: Em 31 de dezembro de 2019 não havia valor de margem depositado referente a posições com derivativos. O Grupo possui instrumentos derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra risco cambial, de juros e de índices de preços. Os principais instrumentos utilizados são *swaps* e *Non-deliverable Forwards* (NDF) e opções de câmbio. Todas as operações de derivativos dos programas de *hedge* estão detalhadas em quadro a seguir, que inclui informações sobre tipo de instrumento, valor de referência (nominal), vencimento, valor justo incluindo risco de crédito e valores pagos/recebidos ou provisionados no exercício. Com o objetivo de determinar a relação econômica entre o item protegido e o instrumento de *hedge*, a Companhia adota metodologia de teste de efetividade prospectivo através dos termos críticos do objeto e dos derivativos contratados com o intuito de concluir se há a expectativa de que mudanças nos fluxos de caixa do item objeto de *hedge* e do instrumento de *hedge* possam ser compensados mutuamente. **28.5.1 Programa de hedge dos empréstimos e financiamentos em Dólar:** Com o objetivo de proteção econômica e financeira, o Grupo contrata operações de *swap* para converter para RS as dívidas e empréstimos denominados em US\$. Nestes *swaps*, o Grupo assume posição passiva em RS atrelado ao CDI e posição ativa em US\$ atrelado a taxas fixas ou flutuantes (Libor). Os programas abaixo são classificados de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mensurados a valor justo por meio do resultado:

	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo		Efeito acumulado Valor a receber/recebido ou a pagar/pago
	2019	2018		2019	2018	
Swap US\$ pós vs R\$ pós						
Empresa						
Ativo	US\$ 501.439	US\$ 565.368	2020 - 2029	2.025.496	2.224.418	
Passivo	RS 1.596.244	RS 1.806.682		(1.579.507)	(1.794.350)	
Risco de Crédito Líquido				-	(564)	
				445.989	429.504	16.485
Swap US\$ pré vs R\$ pós						
Empresa						
Ativo	US\$ 332.452	US\$ 583.910	2020 - 2027	1.351.613	1.876.528	
Passivo	RS 1.007.341	RS 1.873.740		(1.005.554)	(1.531.936)	
Risco de Crédito Líquido				430		
				346.059	345.022	1.037

Os programas abaixo são classificados de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mensurados a fluxo de caixa:

	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo		Efeito acumulado Valor a receber/recebido ou a pagar/pago
	2019	2018		2019	2018	
Swap US\$ pós vs R\$ pós						
Empresa						
Ativo	US\$122.101	US\$ 121.785	2021 - 2030	490.512	475.082	
Passivo	RS 395.888	RS 395.913		(397.691)	(402.646)	
Risco de Crédito Líquido				-	(242)	
				92.821	72.194	20.627
Swap US\$ pré vs R\$ pós						
Empresa						
Ativo	US\$593.473	US\$ 479.753	2020 - 2024	2.462.460	1.863.111	
Passivo	RS 2.187.155	RS 1.232.748		(2.215.053)	(1.728.273)	
Risco de Crédito Líquido				-	(130)	
				247.407	134.708	112.699

28.5.2 Programa de hedge dos empréstimos e financiamentos em Euro: Com o objetivo de proteção econômica e financeira, o Grupo contrata operações de *swap* para converter para RS as dívidas e empréstimos denominados em EUR. Nestes *swaps*, o Grupo assume posição passiva em RS atrelado ao CDI e posição ativa em EUR atrelada a taxas fixas ou flutuantes (Euribor). Os programas abaixo são classificados de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mensurados a valor justo por meio do resultado:

	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo		Efeito acumulado Valor a receber/recebido ou a pagar/pago
	2019	2018		2019	2018	
Swap EUR \$ pré vs R\$ pós						
Empresa						
Ativo	-	€ 173		-	797	
Passivo	-	RS 436		-	(404)	
Risco de Crédito Líquido				-	3	
				-	396	(396)

Os programas abaixo são classificados de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mensurados a fluxo de caixa:

	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo		Efeito acumulado Valor a receber/recebido ou a pagar/pago
	2019	2018		2019	2018	
Swap EUR \$ pré vs R\$ pós						
Empresa						
Ativo	€ 178.029	€ 79.641	2022 - 2024	742.149	373.410	
Passivo	RS 714.850	RS 356.111		(720.795)	(371.019)	
Risco de Crédito Líquido				-	(6)	
				21.354	2.385	18.969

28.5.3 Programa de hedge dos empréstimos e financiamentos em Reais indexados ao IPCA: Com o objetivo de proteção econômica e financeira, o Grupo pode contratar operações de *swap* para converter para o CDI as dívidas e empréstimos em RS atrelados ao IPCA. Nestes *swaps*, a Companhia assume posição passiva em CDI e posição ativa em IPCA. Os programas abaixo são classificados de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mensurados a valor justo por meio do resultado:

	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo		Efeito acumulado Valor a receber/recebido ou a pagar/pago
	2019	2018		2019	2018	
Swap IPCA vs CDI						
Empresa						
Ativo	RS 746.775	RS 795.726	2021 - 2025	903.960	848.962	
Passivo	RS 732.321	RS 677.624		(730.605)	(734.290)	
Risco de Crédito Líquido				-	14	
				173.355	114.686	58.669

28.5.4 Programa de hedge para desembolsos em Dólar: Com o objetivo de reduzir a volatilidade do fluxo de caixa, o Grupo pode contratar operações via NDF (*Non-deliverable forwards*) e opções para mitigar a exposição cambial originada por desembolsos denominados em indexados ao Dólar.

	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo		Efeito acumulado Valor a receber/recebido ou a pagar/pago
	2019	2018		2019	2018	
NDF Desembolso USD Empresa						
Ativo	US\$ 216.560	US\$119.707	2020 - 2021	(4.555)	27.743	
Líquido				(4.555)	27.743	(32.298)

Opções	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo		Efeito acumulado Valor a receber/recebido ou a pagar/pago
	2019	2018		2019	2018	
Empresa						
Compra de Call	RS 2.507	RS 4.519	2020	1.650	2.600	
Venda de Put	-	-		-	(24)	
Líquido				1.650	2.576	(926)

Este programa é classificado de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mensurado a valor justo por meio de outros resultados abrangentes. **28.5.5 Programa de hedge para desembolsos em Euro:** Com o objetivo de reduzir a volatilidade do fluxo de caixa, o Grupo pode contratar operações via NDF (*Non-deliverable forwards*) para mitigar a exposição cambial originada por desembolsos denominados em indexados ao Euro.

NDF Desembolso EUR	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo		Efeito acumulado Valor a receber/recebido ou a pagar/pago
	2019	2018		2019	2018	
Empresa						
Termo	€ 43.913	€45.855	2020 - 2021	(16.324)	(2.791)	
Líquido				(16.324)	(2.791)	(13.533)

Este programa é classificado de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mensurado a valor justo por meio de outros resultados abrangentes. **28.5.6 Programa de hedge para desembolsos em Coroa sueca:** Com o objetivo de reduzir a volatilidade do fluxo de caixa, o Grupo pode contratar operações via NDF (*Non-deliverable forwards*) para mitigar a exposição cambial originada por desembolsos denominados em indexados a Coroa Sueca.

NDF Desembolso SEK	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo		Efeito acumulado Valor a receber/recebido ou a pagar/pago
	2019	2018		2019	2018	
Empresa						
Termo	SEK 2.938	SEK127.388	2020	(369)	(465)	
Líquido				(369)	(465)	96

Este programa é classificado de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mensurado a valor justo por meio de outros resultados abrangentes. **28.5.7 Programa de hedge para desembolsos em Reais:** Com o objetivo de proteção econômica e financeira, a Companhia pode contratar operações de *swap* para converter para o CDI as dívidas e empréstimos em RS prefixados. Nestes *swaps*, a Companhia assume posição passiva em CDI e posição ativa em uma taxa prefixada pelo banco credor. Os programas abaixo são classificados de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mensurados pelo valor justo por meio do resultado:

	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo		Efeito acumulado Valor a receber/recebido ou a pagar/pago
	2019	2018		2019	2018	
Swap R\$ pré vs R\$ pós						
Empresa						
Ativo	RS 335.842	-	2022	347.234	-	
Passivo	RS 334.156	-		(336.663)	-	
Líquido				10.571	-	10.571

28.6 Análise de sensibilidade: A análise de sensibilidade estima o valor potencial dos instrumentos em cenários hipotéticos de stress dos principais fatores de risco de mercado que impactam cada uma das posições, mantendo-se todas as outras variáveis constantes. - Cenário Provável: Foram projetados os encargos e rendimentos para o período seguinte, considerando os saldos, as taxas de câmbio e/ou taxas de juros vigentes no mercado ao final do período. - Cenário II: Estimativa do valor justo considerando uma deterioração de 25% nas variáveis de risco associadas. - Cenário III: Estimativa do valor justo considerando uma deterioração de 50% nas variáveis de risco associadas. Para a análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos o Grupo entende que há necessidade de considerar os passivos objetos de proteção, com exposição à flutuação das taxas de câmbio ou índice de preços e que se encontram registrados no balanço patrimonial. Como 100% das dívidas em moeda estrangeira estão protegidas por *swaps*, o risco de variação da taxa de câmbio é irrelevante, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Operação	Moeda	Risco	Cotação	Exposição (Saldo/Nocional)	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Dívida em Dólar	Dólar (US\$)	Alta do Dólar		(6.262.052)	(1.565.581)	(3.131.162)
Swap Ponta Ativa em Dólar	Queda do Dólar		4,031	6.330.081	1.582.521	3.165.041
Exposição Líquida				68.029	16.940	33.879
Dívida em Euro	Euro(€)	Alta do Euro		(719.943)	(151.652)	(325.972)
Swap Ponta Ativa em Euro	Queda do Euro		4,531	742.149	156.599	336.349
Exposição Líquida						

porativa responsável por cada uma dessas linhas de negócio em cada país que opera, reportando matricialmente à Espanha. Há, entretanto, uma gama de atividades de suporte, como por exemplo, financiamento, gerenciamento de caixa, gestão tributária, que não são atribuíveis a cada linha de negócio, e que, portanto, não são alocados. Os resultados, ativos e passivos por segmento incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento e também aqueles que possam ser alocados razoavelmente, quando aplicável. Os preços praticados entre os segmentos são determinados com base em transações similares de mercado. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, em razão de mudanças efetuadas visando melhorias na gestão do negócio e de acordo com a visão da operação, o Grupo alterou algumas alocações por segmento, a saber:

Empresa	Segmento anterior	Segmento atual
Neoserv	Redes	Liberalizado
Neoinvest	Liberalizado	Outros
Elektro O&M	Liberalizado	Redes
Teles Pires	Outros	Renováveis
EAPSA	Outros	Renováveis

A seguir apresentaremos os segmentos alocados na estrutura utilizada em 31 de dezembro de 2018:

	Segmentos anteriormente alocados				Segmento atual				Realocações dos segmentos			
	2018				2018				2018			
	Redes	Liberalizado	Renováveis	Outros	Redes	Liberalizado	Renováveis	Outros	Redes	Liberalizado	Renováveis	Outros
Receitas terceiros	23.683.342	2.040.964	229.353	-	23.680.620	2.044.382	229.354	(697)	2.722	(3.418)	(1)	697
Receita intersegmentos	44.742	1.500.438	816.643	3.808	52.161	1.493.019	816.643	3.808	(7.419)	7.419	-	-
Eliminações	(44.742)	(1.500.438)	(816.643)	(3.808)	(52.161)	(1.493.019)	(816.643)	(3.808)	7.419	(7.419)	-	-
Receita líquida	23.683.342	2.040.964	229.353	-	23.680.620	2.044.382	229.354	(697)	2.722	(3.418)	(1)	697
Resultado Bruto	4.150.122	396.613	526.028	3.110	4.152.315	394.418	526.029	3.111	(2.193)	2.195	(1)	(1)
Receita financeira	5.568.391	106.337	214.674	234.315	5.568.443	106.285	214.674	234.315	(52)	52	-	-
Despesa financeira	(6.374.009)	(234.153)	(350.009)	(333.730)	(6.374.009)	(234.153)	(350.009)	(333.730)	-	-	-	-
Depreciação e amortização	(924.760)	(45.859)	(131.416)	(3.151)	(925.015)	(45.604)	(131.416)	(3.151)	255	(255)	-	-
Amortização de mais valia	(174)	(165)	(3.337)	(173.385)	(371)	(165)	(3.140)	(173.385)	197	-	(197)	-
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	122.850	(66.530)	-	-	56.320	-	-	-	66.530	(66.530)
Imposto de renda e contribuição social	(418.234)	(55.588)	(55.731)	22.318	(417.563)	(56.361)	(55.629)	22.318	(671)	773	(102)	-
Lucro líquido do exercício	1.483.038	146.959	316.651	(352.181)	1.478.712	151.357	250.121	(285.723)	4.326	(4.398)	66.530	(66.458)

A seguir apresentaremos a estrutura utilizada em 31 de dezembro de 2019 e 2018 detalhados por Companhia:

Informações por segmento	
Redes	Coelba Celpel Cosern Elektro Afluente T Narandiba Potiguar Sul Jalapão Santa Luzia Guanabara Itabapoana Lagoa dos Patos Vale do Itajaí Dourados Atibaia Biguaçu Sobral Elektro O&M
Liberalizado	Termope NC Energia EKCE Neoserv
Renováveis	Itapebi Baguari Geração CIII Geração Céu Azul Bahia PCH II Belo Monte Neoenergia O&M Calango 1 Calango 2 Calango 3 Calango 4 Calango 5 Calango 6 Mel 2 Arizona 1 Caetitê 1 Caetitê 2 Caetitê 3 Força Eólica do Brasil Força Eólica Participações Força Eólica do Brasil 1 Força Eólica do Brasil 2 Elektro Renováveis do Brasil Lagoa 1 Lagoa 2 Lagoa 3 Lagoa 4 Santana 1 Santana 2 Enerbrasil Chafariz 1 Chafariz 2 Chafariz 3 Chafariz 4 Chafariz 5 Chafariz 6 Chafariz 7 Canoas 1 Canoas 2 Canoas 3 Canoas 4 Ventos de Arapuá 1 Ventos de Arapuá 2 Ventos de Arapuá 3 Bonito 1 Bonito 2 Bonito 3 Calango Solar 1 Calango Solar 2 Luzia 1 Luzia 2 Oitis 1 Oitis 2 Oitis 3 Oitis 4 Oitis 5 Oitis 6 Oitis 7 Oitis 8 Oitis 9 Oitis 10 Oitis 21 Oitis 22 Oitis 27 Oitis 28
Outros	Neoenergia Neoinvest

30.1. **Informações do resultado por segmento:** A seguir estão apresentadas a seguir as informações segregadas por segmento de acordo com os critérios estabelecidos pela Administração da Companhia:

	Redes		Liberalizado		Renováveis		Outros		Ajustes de Consolidação		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Receitas terceiros	26.682.890	23.680.620	1.203.623	2.044.382	575.243	229.354	(443)	(697)	-	-	28.461.313	25.953.659
Receita intersegmentos	58.403	52.161	1.476.336	1.493.020	374.199	816.643	3.966	3.808	-	-	1.912.904	2.365.632
Eliminações	(58.403)	(52.161)	(1.476.336)	(1.493.020)	(374.199)	(816.643)	(3.966)	(3.808)	-	-	(1.912.904)	(2.365.632)
Receita líquida	26.682.890	23.680.620	1.203.623	2.044.382	575.243	229.354	(443)	(697)	-	-	28.461.313	25.953.659
Resultado Bruto	5.596.771	4.152.315	265.202	394.418	508.490	526.029	3.522	3.111	-	-	6.373.985	5.075.873
Receitas financeiras terceiros	3.727.622	5.568.443	159.716	106.286	97.351	214.674	67.614	234.315	-	-	4.052.303	6.123.718
Receita financeiras intersegmentos	-	-	-	-	3.583	3.297	175.893	129.926	-	-	179.476	133.223
Eliminações	-	-	-	-	(3.583)	(3.297)	(175.893)	(129.926)	-	-	(179.476)	(133.223)
Receita financeira	3.727.622	5.568.443	159.716	106.286	97.351	214.674	67.614	234.315	-	-	4.052.303	6.123.718
Despesas financeiras terceiros	(4.723.878)	(6.374.009)	(243.900)	(234.152)	(240.876)	(350.009)	(184.441)	(333.730)	-	(782)	(5.393.095)	(7.292.681)
Despesas financeiras intersegmentos	(153.265)	(103.015)	(19.827)	(19.870)	(6.385)	(7.042)	-	(3.297)	-	-	(179.477)	(133.224)
Eliminações	153.265	103.015	19.827	19.870	6.385	7.042	-	3.297	-	-	179.477	133.224
Despesa financeira	(4.723.878)	(6.374.009)	(243.900)	(234.152)	(240.876)	(350.009)	(184.441)	(333.730)	-	(782)	(5.393.095)	(7.292.681)
Depreciação e amortização	(1.062.678)	(925.015)	(44.972)	(45.605)	(164.726)	(131.416)	(3.466)	(3.151)	-	-	(1.275.842)	(1.105.187)
Amortização de mais valia	815	(371)	(165)	(165)	(3.139)	(3.140)	(167.908)	(173.385)	-	-	(170.397)	(177.061)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	67.788	56.320	-	-	-	-	67.788	56.320
Imposto de Renda e CSLL - corrente e diferido	(573.371)	(417.563)	1.371	(56.361)	(51.091)	(55.629)	24	22.318	-	266	(623.067)	(506.969)
Lucro Líquido	2.240.533	1.478.712	120.064	151.357	268.813	250.121	(320.088)	(285.723)	-	(516)	2.309.322	1.593.951

30.2 **Informações do Balanço patrimonial por segmento**

	Redes		Liberalizado		Renováveis		Outros		Ajustes de Consolidação		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Ativos dos segmentos reportáveis	33.547.651	29.668.357	1.228.999	1.168.153	5.621.770	5.397.706	101.659	98.995	-	-	40.500.079	36.333.211
Investimentos	4.449.703	3.150.301	136.087	75.332	345.908	391.939	3.714	1.549	-	-	4.935.412	3.619.121
Passivos dos segmentos reportáveis	4.864.586	4.233.373	297.678	267.100	537.071	389.052	106.848	70.200	-	-	5.806.183	4.959.725

30.3. **Conciliação das informações sobre segmentos reportáveis:**

(a) Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	Consolidado	
	2019	2018
Total do lucro antes dos impostos dos segmentos reportáveis	2.932.389	2.101.702
Montantes não alocados:	-	(782)
Outras despesas	-	-
Lucro consolidado antes do imposto de renda e contribuição social	2.932.389	2.100.920
Consolidado		
	2019	2018
(b) Ativos		
Ativo dos segmentos reportáveis	40.500.079	36.333.211
Caixa e equivalentes de caixa, Títulos e Valores Mobiliários e Instrumentos financeiros derivativos	5.581.421	5.219.136
Impostos e contribuições a recuperar	4.542.871	1.182.157
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	15.131	12.828
Impostos e contribuições sociais diferidos	752.311	1.031.035
Investimentos	2.501.235	2.418.124
Outros ativos circulantes e não circulantes	321.734	367.987
Total Ativo	54.214.782	46.564.478

(c) **Passivos**

	Consolidado	
	2019	2018
Passivos dos segmentos reportáveis	5.806.183	4.959.725
Empréstimos e financiamentos, Debêntures e Instrumentos financeiros derivativos	22.715.546	21.084.275
Salários e encargos a pagar	312.101	269.609
Taxas regulamentares	446.578	453.117
Impostos e Contribuições a recolher	756.015	832.871
Dividendos e Juros sobre capital próprio	213.661	342.499
Impostos e contribuições sociais diferidos	221.611	116.544
Outros passivos circulantes e não circulantes	4.484.350	929.043
Total Passivo	34.956.045	28.987.683

31. **COMPROMISSOS**

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

	Vigência		2021		2022		2023		2024		2025		Após 2026	
	2021 a 2030	2021 a 2030	12.564.508	13.117.065	14.432.106	14.724.677	15.579.045	15.579.045	15.579.045	15.579.045	15.579.045	15.579.045	15.579.045	15.579.045
Compra de Energia (a)	2021 a 2030	12.564.508	13.117.065	14.432.106	14.724.677	15.579.045	15.579.045	15.579.045	15.579.045	15.579.045	15.579.045	15.579.045	15.579.045	15.579.045
Construção de Infraestrutura	2021 a 2030	5.414.275	3.811.862	4.104.171	4.166.710	4.469.587	25.863.855	-	-	-	-	-	-	-

(a) Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 6 a 30 anos, representam o volume total contratado e foram homologados pela ANEEL, que atendem os compromissos impostos pela legislação.

As distribuidoras do grupo efetuaram uma análise dos compromissos de energia contratados que excedem o limite de 5% de sobrecontratação, os quais eventualmente podem não ser considerados para repasse na tarifa por serem considerados voluntários. De acordo com as projeções de demanda e estimativa de preços de mercado, os resultados observados não foram considerados significativos para suas operações. A Neoenergia é avaliada e garantidora de empréstimos, financiamentos e debêntures de suas controladas e coligadas.

32. **BENEFÍCIOS DE CURTO PRAZO, PÓS-EMPREGO E OUTROS BENEFÍCIOS**

32.1. **Coelba:** A Coelba é patrocinadora da Fundação COELBA de Previdência Complementar - FAELBA, mantenedora dos planos previdenciários: Plano de Benefícios Previdenciários nº 2 - Plano BD e Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 1 (FAELFLEX) - Plano CD. O Plano de Benefícios Previdenciários nº 2 - é um plano maduro e está fechado a novos participantes desde 1998. Eventuais insuficiências serão de responsabilidade da patrocinadora e dos participantes. O Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 1 - FAELFLEX, com características de contribuição definida, contempla renda de aposentadoria programada e benefícios de pecúlio por morte e por invalidez. Foi implantado em 1998, com adesão de mais de 98% dos participantes ativos. Por sua característica de poupança individual, não apresenta déficit ou superávit já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes. O FAELFLEX ainda confere aos participantes, benefício de recomposição da reserva matemática nos casos de morte ou invalidez permanente, ocorridas durante a atividade laboral até os 62 anos de idade. Devido a essa peculiaridade, o FAELFLEX também é escopo de cálculos atuariais. Em 31 de dezembro de 2018, a Coelba contratou junto à seguradora AXA a cobertura dos riscos relacionados a estes benefícios, o que permitiu a liquidação da obrigação atuarial que vinha sendo reconhecida. A apólice de seguro tem vigência de um ano, de 01/01/2019 a 31/12/2019, e durante a vigência cobre a totalidade dos riscos relacionados à recomposição da reserva matemática nos casos de morte ou invalidez permanente. A partir de 2019 e nos anos subsequentes a Coelba pretende renovar anualmente esta apólice, de acordo com a nova política adotada pelo grupo. Nesta avaliação atuarial ainda que a taxa de desconto utilizada no cálculo do passivo atuarial da Coelba tenha diminuído, verificamos um ganho relevante pela marcação a mercado dos títulos públicos que a Faelba possui marcados na curva, o que compensou o efeito de crescimento da provisão matemática. Além disso, o plano BD da Faelba ainda apresenta superávit com excesso a reserva de contingência (reserva especial) em seu balancete para fins PREVIC, ou seja, o valor reconhecido como ativo no balanço patrimonial da empresa para este plano é de direito da companhia e poderá ser utilizado na forma de redução de contribuições futuras ou será reembolsável no futuro. 32.1.1. **Plano de Saúde Pós Emprego:** A Companhia mantém um Seguro Coletivo Empresarial para cobertura de Despesas de Assistência Médico-Hospitalar e de Assistência Odontológica para os empregados ativos, aposentados e pensionistas e seus dependentes legais. As contribuições mensais da Companhia correspondem aos prêmios médios calculados pela Seguradora, multiplicado pelo número de vidas seguradas. Esses prêmios são reajustados anualmente pela variação dos custos médicos e hospitalares, dos custos de comercialização e de outras despesas incidentes sobre a operação do seguro; e em função da sinistralidade, com o objetivo de manter o equilíbrio técnico-atuarial da apólice. As contribuições arrecadadas dos aposentados, pensionistas e ex-funcionários são reajustadas pela inflação (INPC). No plano de assistência médica, não há ativos para a cobertura do passivo atuarial. Ainda que a taxa de desconto para cálculo da provisão tenha também diminuído em virtude dos títulos públicos brasileiros, o plano sofreu uma alteração importante a partir de julho de 2019, que gerou um impacto de redução relevante no valor do passivo e nas despesas futuras. Essa alteração mudou a forma de custeio do plano, de custo médio onde era pago um valor fixo por vida para o custo por faixa etária. 32.2. **Cosern:** A Cosern é patrocinadora da FASERN - Fundação COSERN de Previdência Complementar, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus participantes, e respectivos beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, conforme regulamentos dos planos de benefícios a que estiverem vinculados. O Plano BD (Benefício Definido) é um plano maduro e está fechado a novos participantes desde março/1999. Eventuais insuficiências serão de responsabilidade da patrocinadora e dos participantes. O Plano de Benefícios Previdenciários nº001 - Plano CD com características de contribuição definida contempla renda de aposentadoria programada e benefícios de pecúlio por morte e por invalidez. Foi implantado em 1999, com adesão de mais de 99% dos participantes ativos. Por sua característica de poupança individual, não apresenta déficit ou superávit já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes. O Plano CD ainda confere aos participantes, benefício de recomposição da reserva matemática nos casos de morte ou invalidez permanente, ocorridas durante a atividade laboral até os 62 anos de idade. Devido a essa peculiaridade, o Plano CD também é escopo de cálculos atuariais. Em 31 de dezembro de 2018, a Cosern contratou junto à seguradora AXA a cobertura dos riscos relacionados a estes benefícios, o que permitiu a liquidação da obrigação atuarial que vinha sendo reconhecida. A apólice de seguro tem vigência de um ano, de 01/01/2019 a 31/12/2019, e durante a vigência cobre a totalidade dos riscos relacionados à recomposição da reserva matemática nos casos de morte ou invalidez permanente. A partir de 2019 e nos anos subsequentes a Cosern pretende renovar anualmente esta apólice, de acordo com a nova política adotada pelo grupo. As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes) destinam-se à constituição de reservas para cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, e são acumuladas desde sua admissão nos planos. No Plano de Benefícios Previdenciários da FASERN - Regulamento 001 (Benefício Definido) eventuais insuficiências serão de corresponsabilidade da Companhia. As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes, na paridade de 1 para 1) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. Ainda que nesta avaliação atuarial a taxa de desconto utilizada no cálculo do passivo atuarial da Cosern tenha diminuído, verificamos um ganho relevante pela marcação a mercado dos títulos públicos que a Fasern possui marcados na curva, o que compensou o efeito de crescimento da provisão matemática. Além disso, o plano BD da Fasern ainda apresenta superávit com excesso a reserva de contingência (reserva especial) em seu balancete para fins PREVIC, ou seja, o valor reconhecido como ativo no balanço patrimonial da empresa é de direito da companhia e poderá ser utilizado na forma de redução de contribuições futuras ou será reembolsável no futuro. 32.3. **Celpe:</**

FASERN			
Planos de Previdência Complementar			
CD	BD		
2018	2019	2018	
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	9,10%	7,41%	9,20%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	5,29%	Não aplicável	Não aplicável
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	4,00%	4,25%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,25%	4,00%	4,25%
Taxa de rotatividade esperada	6,66%	Nula	Nula
Duration	98,00%	98,00%	98,00%
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 segregada por sexo, suavizada em 10%	AT-2000 ponderada (40% masculina e 60% feminina), suavizada em 10%	AT-2000 ponderada (40% masculina e 60% feminina), suavizada em 10%
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	AT-2000 ponderada (40% masculina e 60% feminina), suavizada em 10%	AT-2000 ponderada (40% masculina e 60% feminina), suavizada em 10%
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light-média	Não aplicável	Não aplicável
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	100% na primeira elegibilidade	Não aplicável	100% na primeira elegibilidade

CELPOS			
Planos de Previdência Complementar			
CD	BD		
2018	2019	2018	
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	8,94%	7,61%	9,36%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	5,29%	5,04%	5,29%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	4,25%	4,00%	4,25%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,25%	4,00%	4,25%
Taxa de rotatividade esperada	8,09%	Nula	Nula
Duration	98,00%	98,00%	98,00%
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000 masculina	AT-2000 Masculina
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	AT-2000 masculina	AT-2000 Masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light-Fraca	Light Média	Light-Média
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	100% na primeira elegibilidade	50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da Aposentadoria Normal e 100% na data de elegibilidade aposentadoria normal	50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da Aposentadoria Normal e 100% na data de elegibilidade aposentadoria normal

FUNCESP			
Planos de Previdência Complementar			
BD			
2019	2018		
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	7,81%	9,46%	
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,65%	6,33%	
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	4,00%	4,25%	
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,00%	4,25%	
Taxa de rotatividade esperada	Experiência Fundação Cesp 2012 Agravação 30%	Experiência Fundação Cesp 2012	
Fator de capacidade	97,90%	-	
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 masculina, suavizada em 10%	AT-2000 masculina, suavizada em 10%	
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	AT-2000 masculina, suavizada em 10%	AT-49 masculina	
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light Fraca Suavizada em 30%	Light-fracas	
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade	

Análises de sensibilidade das premissas significativas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2019 e 2018 foram:

FAELBA				
Plano BD		Plano de saúde Pós Emprego		
2019	2018	2019	2018	

Valor presente das obrigações de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	403.395	351.191	728.933	806.774
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	367.613	322.521	658.056	722.223
% de impacto na obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	4,84%	4,43%	5,36%	5,81%
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	(4,46%)	(4,10%)	(4,89%)	(5,28%)
Impacto na duration média da obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	9,99	9,75	11,64	12,75
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	9,36	9,23	10,84	11,89

FASERN				
Plano BD				
2019		2018		
Valor presente das obrigações de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos		98.361	88.046	
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos		90.319	81.400	
% de impacto na obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos		4,43%	4,07%	
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos		(4,10%)	(3,79%)	
Impacto na duration média da obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos		9,13	8,95	
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos		8,60	8,50	

CELPOS				
Plano BD				
2019		2018		
Valor presente das obrigações de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos		1.166.379	1.018.886	
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos		1.059.954	930.759	
% de impacto na obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos		5,00%	4,72%	
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos		(4,58%)	(4,34%)	
Impacto na duration média da obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos		10,30	10,40	
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos		9,64	9,76	

FUNCESP				
Plano BD				
2019		2018		
Valor presente das obrigações de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos		1.525.859	1.263.031	
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos		1.754.301	1.427.506	
% de impacto na obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos		(6,59%)	(5,81%)	
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos		7,40%	6,46%	
Impacto na duration média da obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos		15,21	15,35	
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos		13,87	14,12	

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

	FAELBA				
	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Em 31 de dezembro de 2019					
Benefícios de aposentadoria - BD	30.153	29.601	85.058	126.530	271.342
Benefícios de saúde pós-emprego	47.491	46.320	138.160	218.836	450.807

	CELPOS				
	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Em 31 de dezembro de 2019					
Benefícios de aposentadoria - BD	85.376	84.234	243.313	360.623	773.546

	FASERN				
	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Em 31 de dezembro de 2019					
Benefícios de aposentadoria - BD	8.027	7.850	22.321	32.066	70.264

	FUNCESP				
	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Em 31 de dezembro de 2019					
Benefícios de aposentadoria - BD	79.335	78.933	233.948	376.884	769.100

Demonstramos a seguir os valores reconhecidos no ativo, passivo, demonstração de resultado e resultado abrangente relacionado aos planos previdenciários e assistencial:

	Consolidado	
	2019	2018
Valor reconhecido no balanço patrimonial		
Benefícios de previdência - BD	(124.518)	(8.955)
Benefícios de saúde pós-emprego	(691.855)	(762.476)
Efeito do limite de reconhecimento de superavit	(9.109)	(138.807)
	(825.482)	(910.238)

Despesas reconhecidas na demonstração de resultado, líquidas de contribuições do empregador revertidas no exercício		
Benefícios de previdência - CD	-	1.909
Benefícios de previdência - BD	29.398	31.312
Benefícios de saúde pós-emprego	(71.337)	(76.891)
	(41.939)	(43.670)

Redimensionamentos atuariais reconhecidas no resultado abrangente do exercício		
Benefícios de previdência - CD	-	3.025
Benefícios de previdência - BD	(18.159)	30.145
Benefícios de saúde pós-emprego	95.210	20.474
	77.051	53.644

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	Planos de Previdência Complementar			Plano de Saúde Pós Emprego	
	CD	BD		2019	2018
	2018	2019	2018	2019	2018
Custo do serviço passado	791	-	-	-	-
Custo do serviço corrente	(1.225)	(5.312)	(5.218)	(1.260)	(2.430)
Custo dos juros	(402)	(11.109)	(17.899)	(70.077)	(74.461)
Contribuições pagas pela patrocinadora	2.745	5	49.195	46.747	45.842
Total incluído na receita	1.909	(16.416)	26.078	(24.590)	(31.049)

A mutação das obrigações de benefícios pós emprego em 31 de dezembro de 2019 e 2018:

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós Emprego	
	CD	BD	2019	2018
Obrigações atuariais em 31 de dezembro de 2017	(9.792)	(2.560.247)	-	(751.902)
Custo do serviço passado	10.897	-	-	-
Custo do serviço corrente	(1.225)	(5.218)	-	(2.430)
Custo dos juros	(841)	(246.890)	-	(74.460)
Contribuições pagas pelos participantes	(95)	(6.186)	-	-
Benefícios pagos pelo plano	348	154.900	-	45.842
Premissas demográficas	(36)	-	-	453
Premissas financeiras	(63)	(140.628)	-	(37.170)
Experiência do plano	807	69.462	-	57.190
Obrigações atuariais em 31 de dezembro de 2018	-	(2.734.807)	-	(762.477)
Custo do serviço corrente	-	(5.312)	-	(1.260)
Custo dos juros	-	(247.790)	-	(70.076)
Contribuições dos participantes do plano	-	(5.444)	-	-
Benefício pago pelo plano	-	232.942	-	46.747
Premissas demográficas	-	2.677	-	-
Premissas financeiras	-	(479.170)	-	4.873
Experiência do plano	-	13.625	-	10.876
Efeito de limite máximo de reconhecimento	-	-	-	79.462
Obrigações atuariais em 31 de dezembro de 2019	-	(3.223.279)	-	(691.855)

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

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós Emprego	
	CD	BD	2019	2018
Em 01 de janeiro de 2018	4.861	2.712.268	-	-
Juros sobre o valor justo dos ativos do plano	438	264.872	-	-
Redimensionamento atuariais	2.316	162.110	-	-
Contribuições pagas pela patrocinadora	2.745	49.194	-	45.842
Contribuições pagas pelos participantes	96	6.186	-	-
Benefícios pagos pelo plano	(348)	(230.822)	-	(45.842)
Pagamento do custo do serviço passado dos ativos do plano	(10.108)	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2018	-	2.963.808	-	-
Juros sobre o valor justo dos ativos do plano	-	271.802	-	-
Redimensionamento atuariais	-	301.808	-	-
Contribuições pagas pela patrocinadora	-	45.819	-	46.747
Contribuições pagas pelos participantes	-	5.444	-	-
Benefícios pagos pelo plano	-	(232.943)	-	(46.747)
Em 31 de dezembro de 2019	-	3.355.738	-	-

As tabelas abaixo demonstram a classificação dos ativos dos planos de benefícios nas seguintes categorias:

	Ativos Administrados pela FAELBA			
	2019		2018	
	BD	Total	BD	Total
Renda fixa	594.554	594.554	543.585	543.585
Renda variável	1.639	1.639	1.748	1.748
Investimentos Imobiliários	12.645	12.645	11.656	11.656
Total	608.838	608.838	556.989	556.989
Renda fixa	98%	98%	98%	98%
Renda variável	0%	0%	0%	0%
Investimentos Imobiliários	2%	2%	2%	2%
Total	100%	100%	100%	100%

	Ativos Administrados pela CELPOS			
	2019		2018	
	BD	Total	BD	Total
Renda fixa	913.966	775.561	737.170	737.170
Renda variável	2.430	2.062	17.862	17.862
Investimentos Imobiliários	28.349	24.056	38.836	38.836
Total	944.745	801.679	793.868	793.868
Renda fixa	97%	97%	93%	93%
Renda variável	0%	0%	2%	2%
Investimentos Imobiliários	3%	3%	5%	5%
Total	100%	100%	100%	100%

	Ativos Administrados pela FASERN			
	2019		2018	
	BD	Total	BD	Total
Renda fixa	149.836	149.836	125.864	125.864
Renda variável	9.755	9.755	6.550	6.550
Investimentos Imobiliários	0	0	815	815
Total	159.591	159.591	133.229	133.229
Renda fixa	94%	94%	94%	94%
Renda variável	6%	6%	5%	5%
Investimentos Imobiliários	0%	0%	1%	1%
Total	100%	100%	100%	100%

	Ativos Administrados pela FUNCESP			
	2019		2018	
	BD	Total	BD	Total
Renda fixa	1.582.549	1.582.549	1.247.569	1.247.569
Renda variável	77	77	166.860	166.860
Investimentos Imobiliários	59.938	59.938	65.293	65.293
Outros	-	-	-	-
Total	1.642.564			



MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

José Ignacio Sánchez Galán - <i>Presidente</i>	
TITULARES	SUPLENTE
José Sainz Armada	Asís Canales Abaitua
Juan Carlos Rebollo Liceaga	Ignacio Cuenca Arambarri
Mário José Ruiz-Tagle Larrain	
Pedro Azagra Blazquez	Daniel Alcain Lopez
Santiago Matias Martínez Garrido	Miguel Gallardo Corrales
José Angel Marra	
Marcus Moreira de Almeida	Justo Garzón
Leonardo Silva de Loyola Reis	Ives Cezar Fulber
Alexandre Alves de Souza	
Juan Manuel Eguiaigaray Ucelay	João Ernesto de Lima Mesquita
Regina Helena Jorge Nunes	Aires Hypolito
Cristiano Frederico Ruschmann	

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da **Neoenergia S.A.**, tendo examinado, em reunião nesta data, as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2019, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas e, bem como a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia e considerando, ainda, o parecer dos auditores independentes, KPMG Auditores Independentes e do parecer do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 17 de fevereiro de 2020.

José Ignacio Sánchez Galán - Presidente do Conselho de Administração

Daniel Alcain	José Sainz Armada	Mario Ruiz-Tagle Larrain
Pedro Azagra Blazquez	Santiago Martínez Garrido	José Ángel Marra Rodríguez
Leonardo Silva de Loyola Reis	Alexandre Alves de Souza	Regina Helena Jorge Nunes
		Cristiano Frederico Ruschmann
		Juan Manuel Eguiaigaray Ucelay

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da NEOENERGIA S.A., dando cumprimento ao que dispõe o artigo 163 da Lei nº 6404/76, e suas posteriores alterações, examinado, em reunião nesta data: i) as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2019, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas bem, como ii) a proposta de destinação do lucro, e considerando os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia, o relatório dos auditores independentes (KPMG Auditores Independentes) e seu parecer. O Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua submissão para deliberação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Com fundamento nas análises realizadas e no Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras, este Conselho opina no sentido de que as Demonstrações Financeiras, acima referidas, estão em condições de serem submetidas à apreciação e aprovação dos Senhores Acionistas.

Rio de Janeiro, 17 de fevereiro de 2020.

Francesco Gaudio – Presidente do Conselho Fiscal

Eduardo Valdés Sanchez
João Guilherme Lamenza
Vera Lucia de Almeida Pereira Elias

CONSELHO FISCAL

Francesco Gaudio - <i>Presidente</i>	
TITULARES	SUPLENTE
Eduardo Valdés Sanchez João Guilherme Lamenza Vera Lucia de Almeida Pereira Elias	Antonio Carlos Lopes Gláucia Janice Nietsche José Antonio Lamenza Telma Suzana Mezia

DIRETORIA EXECUTIVA

Mário José Ruiz-Tagle Larrain - <i>Diretor-Presidente</i>	
Leonardo Pimenta Gadelha <i>Diretor Executivo de Finanças e Relações com Investidores</i>	
Solange Maria Pinto Ribeiro - <i>Diretora Presidente Adjunta</i> Eduardo Capelastegui Saiz - <i>Diretor Executivo de Controle Patrimonial e Planejamento</i>	Lara Cristina Ribeiro Piau Marques - <i>Diretora Executiva Jurídica</i>
André Augusto Telles Moreira - <i>Diretor Executivo de Distribuição</i> Laura Cristina da Fonseca Porto - <i>Diretora Executiva de Renováveis</i>	Simone Aparecida Borsatto - <i>Diretora Executiva de Desenvolvimento</i> Rogério Aschermann Martins - <i>Diretor Executivo de Recursos</i>

CONTADORA

Michelle de Frias Braz - CRC RJ - Nº 114819/O-2

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

O Diretor Presidente e os demais Diretores da NEOENERGIA S.A., sociedade por ações, de capital aberto, com sede na Praia do Flamengo, 78 – 4º Andar, Flamengo, Rio de Janeiro/RJ, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 01.083.200/0001-18, para fins do disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07.12.2009, declaram que:

(I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da KPMG relativamente às demonstrações financeiras da NEOENERGIA alusivas ao exercício social findo em 31.12.2019; e

(II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da NEOENERGIA relativas ao exercício social findo em 31.12.2019.

Rio de Janeiro, 04 de fevereiro de 2020.

Mário José Ruiz-Tagle Larrain - Diretor Presidente	Laura Porto - Diretora Executiva de Renováveis
Solange Ribeiro - Diretora Presidente Adjunta Eduardo Capelastegui - Diretor Executivo de Controle Patrimonial e Planejamento	Leonardo Gadelha - Diretor Executivo de Finanças e Relações com Investidores
Lara Piau - Diretora Executiva Jurídica	Rogério Martins - Diretor Executivo de Recursos Simone Borsato - Diretora Executiva de Desenvolvimento

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos acionistas da Neoenergia S.A.

Rio de Janeiro - RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Neoenergia S.A. (Companhia), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 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, individual e consolidada, da Neoenergia S.A. em 31 de dezembro de 2019, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados 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 individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, 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 individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Dedutibilidade de IR/CS sobre a amortização de ativo – consolidado	
Veja a Nota 4.5.g) e 20 das demonstrações financeiras individuais e consolidadas	
Principais assuntos de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
A Companhia e suas controladas são parte envolvida em processos judiciais tributários referentes à dedutibilidade da amortização do ativo sobre o preço mínimo de venda das subsidiárias Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes durante o prazo de concessão nas bases de cálculo de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). Tais processos tem montantes envolvidos estimados em cerca de R\$ 2.699.184 mil, cujo risco de perda foi avaliado pela Administração e seus assessores jurídicos como possível. Consequentemente, nenhuma provisão referente a esses processos foi reconhecida. Devido à relevância, complexidade e julgamento envolvidos na avaliação, mensuração, definição do momento para o reconhecimento e divulgações relacionadas às provisões e passivos contingentes nas demonstrações financeiras consolidadas, consideramos esse assunto como significativo para a nossa auditoria.	Solicitamos junto aos auditores legais da Companhia e suas controladas as confirmações por escrito dos processos judiciais referentes a dedutibilidade da amortização do ativo durante o prazo de concessão nas bases de cálculo de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) contendo: (i) o estágio processual do processo judicial; e (ii) e da estimativa da classificação da probabilidade de perda. Envolvemos nossos especialistas jurídicos para auxiliar na avaliação da opinião legal obtida pela Companhia, bem como, na avaliação dos critérios e premissas utilizados para classificação da probabilidade de perda dos processos judiciais e na comparação com jurisprudência existente. Realizamos entrevistas junto à administração e aos assessores jurídicos internos da Companhia, com o objetivo de acompanhar os desdobramentos judiciais ocorridos sobre o tema durante o exercício. Adicionalmente, quando aplicável, avaliamos as alterações de cenário entre a data base das demonstrações financeiras e a data do relatório de auditoria que, eventualmente, pudessem acarretar em mudança da avaliação efetuada. Analisamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras consideram os aspectos relevantes requeridos pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e pelas normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que as provisões e as respectivas divulgações são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
Instrumentos financeiros derivativos - individual e consolidado	
Veja a Nota 4.5.a), 17 e 28 das demonstrações financeiras	
Principais assuntos de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
A Companhia e suas controladas mantêm operações significativas com instrumentos financeiros derivativos para proteger certos riscos originários de exposições cambiais de acordo com o critério estabelecido em sua política de gestão de risco. A mensuração, a designação desses instrumentos financeiros como contabilidade de hedge (hedge de valor justo e hedge de fluxo de caixa) e a mensuração de sua efetividade requerem o cumprimento de certas obrigações formais, e incluem a necessidade de que a Companhia exerça julgamentos significativos em relação à proteção efetiva dos riscos de variação cambial e de juros. Devido à relevância, julgamento envolvido na mensuração da efetividade desses instrumentos financeiros derivativos, avaliação, mensuração e divulgações relacionadas ao valor justo de tais instrumentos financeiros derivativos ser complexa, consideramos esse assunto como significativo para a nossa auditoria.	Nossos procedimentos incluíram o envolvimento dos nossos especialistas em instrumentos financeiros para auxiliar na avaliação da determinação do valor justo dos instrumentos financeiros derivativos e da efetividade das relações de hedge, utilizando dados observáveis, como fluxos descontados com base em curvas de mercado. Com base em amostragem, de transações, avaliamos a suficiência da documentação dessas operações preparada para demonstrar a designação do instrumento como contabilidade de hedge e avaliamos o cálculo da efetividade das relações de hedge e suas respectivas contabilizações. Avaliamos também se as divulgações feitas nas demonstrações financeiras, consideram os aspectos relevantes requeridos pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima sumarizados, consideramos que as premissas e metodologias utilizadas para mensuração do valor justo de instrumentos financeiros derivativos e a contabilização dos hedges, assim como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
Mensuração dos Ativos de Contratos, Ativos Financeiros e Intangível no contrato de concessão de distribuição de energia - consolidado	
Veja a Nota 4.5.b), 14 e 15 das demonstrações financeiras	
Principais assuntos de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
A Companhia deve atender determinadas características no seu contrato de concessão de distribuição de energia, considerando que os investimentos em expansão e melhorias da infraestrutura devem ser classificados como ativo de contrato durante o período de construção, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 – Receita de Contratos com Clientes (IFRS 15), e a partir de sua efetiva entrada em operação, de acordo com a Interpretação Técnica ICP 01(R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12), os investimentos são bifurcados entre Ativo Intangível, em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público através do consumo de energia pelos consumidores, e Ativo Financeiro, para os investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente. A avaliação da bifurcação entre ativo financeiro e ativo intangível, quando da entrada em operação, envolve complexidade e julgamento por parte das controladas da Companhia que pode impactar o valor desses ativos nas demonstrações financeiras. Devido a esse fato, bem como à relevância dos valores e divulgações envolvidos, consideramos a mensuração dos Ativos de Contrato, Ativos Financeiros e Intangível, como significativo para a nossa auditoria.	Avaliamos o desenho, implementação e efetividade operacional dos controles internos chave relacionados com o processo de análise e alocação entre ativo financeiro da concessão ou intangível dos investimentos realizados. Avaliamos as premissas utilizadas na bifurcação entre ativo financeiro e ativo intangível. Realizamos inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício para analisar a alocação dos gastos da concessão classificadas como ativo de contrato. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras consideram as informações relevantes requeridas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). Com base nos resultados dos procedimentos executados e nas evidências obtidas, consideramos que a mensuração e divulgação dos Ativos Financeiros, Intangível e de Contrato da Concessão são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Ênfase - Riscos relacionados a conformidades com leis e regulamentos

Conforme mencionado na nota explicativa 12 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia possui investimento na coligada, Norte Energia S.A., que é mensurado pelo método de equivalência patrimonial. Atualmente encontram-se em andamento investigações conduzidas por autoridades públicas sobre irregularidades envolvendo alguns dos empreiteiros e fornecedores dos acionistas e da investida. Neste momento, a investigação ainda está em curso pelas autoridades públicas e não é possível prever eventuais efeitos reflexos sobre as demonstrações financeiras da Companhia, além daqueles já mencionados na nota explicativa acima referida. Nossa opinião não está ressaltada em relação a esse assunto.

Outros assuntos – Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório dos auditores

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas, 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 fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

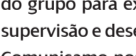
- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamos-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 17 de fevereiro de 2020



KPMG Auditores Independentes

CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Marcelo Nogueira de Andrade

Contador CRC RJ-086312/O-6