

## **NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS RELATIVAS AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018**

(em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

### **NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL**

A ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A. - ELETRONUCLEAR, (denominada "ELETRONUCLEAR" ou "Companhia"), Companhia de capital fechado, controlada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS, com sua sede fixada na Rua da Candelária, nº 65 - 2º ao 14º andares - Centro - Rio de Janeiro - RJ - CEP 20.091-020 tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, a geração de energia elétrica delas decorrentes e a realização de serviços de engenharia e correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Dentro do escopo desse objeto, a Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW\*, bem como a construção da terceira unidade nucleoeletrica, denominada usina Angra 3, cujo estágio está descrito na Nota 14g, todas integrantes da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA.

A seguir, detalhes sobre as autorizações para construção e operação das usinas componentes da Central Nuclear:

USINA	POTÊNCIA NOMINAL	LICENÇA PARA EXPLORAÇÃO		DATA DE INÍCIO DE OPERAÇÃO	VALIDADE DA LICENÇA
		INICIAL	ATUAL		
ANGRA 1	640 MW	Portaria MME Nº 416 de 13/07/70	Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Janeiro 1985	40 anos
ANGRA 2	1.350 MW	Exp.Mot. MME Nº 300 - 28/05/74	Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Setembro 2000	40 anos
ANGRA 3	1.405 MW Previsão	Decreto Nº 75.870 de 13/06/75	Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Em fase de construção	

A energia elétrica gerada pela Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2013, foi rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para o cálculo das cotas-partes anuais referentes à energia das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e as condições para a comercialização dessa energia na forma do art.11, da Lei nº 12.111/2009.

\*Informação não revisada por auditoria independente

Essas cotas-partes representam o percentual da energia proveniente das usinas, a ser alocado a cada distribuidora, calculado pela razão entre o seu mercado faturado dos consumidores e a soma dos mercados faturados dos consumidores cativos de todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A ANEEL estabeleceu as cotas-partes anuais referentes à geração para os anos de 2013 a 2026, bem como os montantes de energia a serem alocadas às distribuidoras do SIN, através das Resoluções Homologatórias:

- 1.407/2012 de 21 de dezembro de 2012 (cotas-partes de 2013 a 2018)
- 1.663/2013 de 03 de dezembro de 2013 (cotas-partes de 2019)
- 1.830/2014 de 25 de novembro de 2014 (cotas-partes de 2020)
- 2.011/2015 de 15 de dezembro de 2015 (cotas-partes de 2021)
- 2.179/2016 de 29 de novembro de 2016 (cotas-partes de 2022)
- 2.354/2017 de 05 de dezembro de 2017 (cotas-partes de 2023)
- 2.499/2018 de 18 de dezembro de 2018 (cotas-partes de 2024 a 2026)

A Companhia apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 684.365 em 31 de Dezembro de 2018 (R\$ 355.979, negativo, em 31 de Dezembro de 2017).

## **NOTA 2 – PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

### **a) Base de preparação**

As demonstrações financeiras estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP) emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, referenciadas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

As demonstrações financeiras foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor, a exceção de certos ativos e passivos financeiros (inclusive instrumentos derivativos) mensurados a valor justo, conforme segue:

- Instrumentos financeiros não-derivativos designados pelo valor justo por meio do resultado são mensurados pelo valor justo;
- O ativo ou passivo líquido de benefício definido é reconhecido como o valor justo dos ativos do plano, deduzido de valor presente da obrigação do benefício definido.

As presentes demonstrações financeiras foram aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em 26 de março de 2019.

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e, também, o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras, estão divulgadas na Nota 3.1.

A Administração da Companhia confirma que todas as informações relevantes próprias das Demonstrações Financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão.

#### **- Transações em moeda estrangeira**

A moeda funcional da Companhia é o Real. Transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data do balanço são convertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio naquela data. Ativos e passivos não monetários que são mensurados pelo valor justo em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi determinado. Itens não monetários que são mensurados com base no custo histórico em moeda estrangeira são convertidos pela taxa de câmbio na data da transação. As diferenças de moedas estrangeiras resultantes da conversão são geralmente reconhecidas no resultado.

As taxas utilizadas na conversão da moeda estrangeira para a moeda de apresentação estão apresentadas abaixo:

Moeda	Nome	País	Taxa Final		Taxa Média	
			31/12/2018	30/12/2017	4º Trim./18	4º Trim./17
USD	Dólar Americano	Estados Unidos	3,8748	3,3080	3,8084	3,2466
EUR	Euro	União Europeia	4,4390	3,9693	4,3475	3,8235

#### **- Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)**

A Companhia elaborou Demonstração do Valor Adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como informação suplementar das demonstrações financeiras.

## **b) Mudanças nas políticas contábeis e divulgações**

A Companhia adotou as normas do CPC 48/IFRS 9 – Instrumentos Financeiros (a) e CPC 47/IFRS 15 – Receita de contratos com clientes (b) que entraram em vigor a partir de 1 de janeiro de 2018. A Companhia não estendeu a aplicação aos requerimentos exigidos pela norma para o período comparativo apresentado visto que a norma não exige apresentação retroativa.

### **(a) CPC 48/IFRS 9 – Instrumentos Financeiros**

#### **Classificação e Mensuração de Ativos Financeiros**

De acordo com o CPC 48/IFRS 9, há três principais categorias de classificação para os ativos financeiros, aqueles: Custo amortizado (CA), instrumento patrimonial mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) ou mensurado ao valor justo por meio do resultado (VJR).

Tal classificação e mensuração é baseada, em duas condições: (i) o modelo de negócios da Companhia no qual o ativo é mantido; e (ii) nas características de fluxo de caixa contratual do referido ativo financeiro.

Em suma, os modelos de negócios são divididos em três categorias apresentados a seguir:

	Modelo	Contexto
1	Manter para coletar somente fluxos de caixa contratuais	Os que apresentam como característica a coleta de fluxos de caixa contratuais, compostos somente de principal e juros, e cujo objetivo é o de carregar esse instrumento até o seu vencimento. As vendas são incidentais a este objetivo e espera-se que sejam insignificantes ou pouco frequentes.
2	Manter tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros	Aqueles que demonstram como característica a coleta de fluxos de caixa contratuais de principal e juros e a venda destes ativos, e cujo objetivo é o de vendê-los antes do seu vencimento.
3	Demais Modelos de Negócio para os instrumentos financeiros	Aqueles que não se enquadram em nenhum dos dois modelos anteriores.

As seguintes políticas contábeis aplicam-se às categorias de classificação e mensuração dos ativos financeiros, conforme definições abaixo:

Classificação e Mensuração - CPC 48/IFRS 9	
Ativos financeiros a custo amortizado	Estes ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método do juros efetivo. O custo amortizado é reduzido por perdas por <i>impairment</i> . A receita de juros, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é registrado no resultado.
Ativos financeiros mensurados a VJR	Esses ativos são mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros ou receita de dividendos, é reconhecido no resultado.
Instrumentos de dívida ao VJORA	Esses ativos são mensurados ao valor justo. Os rendimentos de juros calculados utilizando o método do juros efetivo, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> são reconhecidos no resultado. Outros resultados líquidos são reconhecidos em ORA. No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, poderá optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em ORA. Esta escolha é feita para cada investimento. No desreconhecimento, o resultado acumulado em ORA é reclassificado para o resultado.
Instrumentos patrimoniais ao VJORA	Esses ativos são mensurados ao valor justo. Os dividendos são reconhecidos como ganho no resultado, a menos que o dividendo represente claramente uma recuperação de parte do custo do investimento. Outros resultados líquidos são reconhecidos em ORA e nunca são reclassificados para o resultado.

A tabela a seguir demonstra as categorias de mensuração originais no CPC 38 / IAS 39 e as novas categorias de mensuração do CPC 48 / IFRS 9 para cada classe de ativos financeiros:

ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	Classificação CPC 38/IAS 39	Classificação CPC 48/IFRS 9	Saldo em 31/12/2017	Saldo em 01/01/2018
			360.274	360.274
Caixa e equivalentes de caixa	Empréstimos e Recebíveis	Valor Justo por Meio de Resultado	1.064	1.064
Cientes	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	359.210	359.210
			<u>909.757</u>	<u>909.757</u>
Titulos e Valores Mobiliários	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	Valor Justo por Meio de Resultado	909.757	909.757

### (b) CPC 47/ IFRS 15 – Receita de contratos com clientes

O CPC 47/IFRS 15 estabelece um novo conceito para o reconhecimento de receita, substituindo a CPC 30/IAS 18 Receita, a IAS 11 Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

A Companhia adotou o CPC 47/IFRS 15 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018.

A Companhia aplica um modelo de cinco etapas, sendo elas, identificação do contrato, identificação das obrigações de desempenho, determinação do preço da transação, alocação do preço de transação e reconhecimento da receita, para determinar quando reconhecer a receita, e por qual valor. O modelo especifica que a receita deve ser reconhecida quando (ou conforme) uma entidade transfere o controle de bens ou serviços para os clientes, pelo valor que a entidade espera ter direito a receber. Dependendo se determinados critérios são cumpridos, a receita é reconhecida:

- Com o passar do tempo, de uma forma a refletir o desempenho da entidade da melhor maneira possível; ou
- Em um determinado momento, quando o controle do bem ou serviço é transferido para o cliente.

A norma determina que a Companhia só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito em troca dos bens ou serviços que serão transferidos. Contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso deixarão de ter as respectivas receitas reconhecidas. No exercício não foram identificados contratos que se enquadrem nesse item.

## **Novas normas e interpretações não vigentes**

### **a) IFRS 16/CPC 06 – Leases (Arrendamentos)**

O CPC 06(R2) / IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. A norma supracitada distingue contratos de arrendamento e contratos de serviços considerando se um ativo identificado é controlado por um cliente.

O CPC 06(R2) / IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

A Companhia atua como arrendatária e reconhecerá novos ativos e passivos para seus arrendamentos operacionais. A natureza das despesas relacionadas àqueles arrendamentos mudará porque a Companhia reconhecerá um custo de depreciação de ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento.

A Companhia anteriormente reconhecia uma despesa linear de arrendamento operacional durante o prazo do arrendamento, e reconhecia ativos e passivos na medida em que havia uma diferença temporal entre os pagamentos efetivos de arrendamentos e as despesas reconhecidas.

Atualmente a Companhia está no processo de avaliação do potencial impacto que a aplicação inicial do CPC 06 (R2) / IFRS 16 terá sobre as demonstrações financeiras consolidadas. A Companhia está levantando os contratos que possuem *leasing*, determinando se detém o direito incondicional de obter substancialmente todos os benefícios econômicos do uso dos ativos e analisando as taxas de desconto aplicáveis

para os grupos de ativos identificados.

## **Transição**

Como arrendatária, a Companhia pode aplicar um regime de transição para adoção a norma utilizando uma: (i) abordagem retrospectiva; ou (ii) abordagem retrospectiva modificada com expedientes práticos opcionais.

A Companhia pretende aplicar o CPC 06(R2) / IFRS 16 inicialmente em 1º de janeiro de 2019, utilizando a abordagem retrospectiva modificada, aplicando inicialmente os efeitos de adoção inicial da norma como ajustes ao saldo de abertura de lucros acumulados sem a reapresentação das informações comparativas.

A Companhia pretende aplicar o expediente prático que permite a não aplicação da nova norma CPC 06(R2) / IFRS 16 para contratos que não foram anteriormente classificados como leasing de acordo com a antiga norma CPC 06 / IAS 17. Para os contratos de arrendamento anteriormente classificados como arrendamento operacional (de acordo com a norma anterior - CPC 06 / IAS 17), ativos e passivos serão reconhecidos na data da aplicação inicial de acordo com o CPC 06 (R2) / IFRS 16, considerando:

O passivo mensurado ao valor presente dos pagamentos de arrendamento remanescentes descontados utilizando a taxa incremental sobre empréstimo do arrendatário e;

O ativo mensurado ao valor equivalente ao passivo de arrendamento ajustado pelo valor de quaisquer pagamentos de arrendamento antecipados ou acumulados referentes a esse arrendamento que tiver sido reconhecido no balanço patrimonial imediatamente antes da data da aplicação inicial

A Companhia pretende ainda aplicar isenções para arrendamentos de curto prazo, arrendamento para os quais o prazo do arrendamento se encerra dentro de 12 meses da data da aplicação inicial e para itens cujo ativo subjacente é de baixo valor, podendo este ser pequenos itens mobiliários de escritório, telefones e computadores pessoais.

Além disso a Companhia pretende adotar uma taxa de desconto única à carteira de arrendamentos com características razoavelmente similares (tais como: os arrendamentos com prazo de arrendamento remanescente similar para uma classe similar de ativo subjacente em ambiente econômico similar).

## **ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS**

### **Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD dos clientes**

A provisão era constituída com base nos critérios da ANEEL constante no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, em resumo são provisionados os valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias. Considera, também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas e também na existência de garantias reais.

A partir de 1º janeiro de 2018, a Companhia passou a considerar, além dos critérios acima, o critério de perda esperada, tomando como base a expectativa de risco de inadimplência que ocorre ao longo da vida do instrumento financeiro em conjunto com os critérios discriminados nos itens anteriores.

## **NOTA 3 – DESCRIÇÃO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS**

As práticas contábeis e os métodos de cálculo utilizados na preparação dessas demonstrações financeiras estão definidos abaixo. Essas práticas foram aplicadas de modo consistente ao exercício anterior, salvo disposição em contrário.

### **3.1 - Estimativas contábeis críticas**

#### **a) Benefícios pós-emprego**

O valor atual de obrigações de planos de pensão e assistência médica depende de uma série de fatores que são determinados com base em cálculos atuariais que utilizam determinadas premissas.

Entre as premissas usadas na determinação do custo (receita) líquido para os planos de pensão, está a taxa de desconto. Quaisquer mudanças nessas premissas afetarão o valor contábil das obrigações dos planos de pensão.

A Companhia determina a taxa de desconto apropriada ao final de cada exercício. Essa é a taxa de juros que deveria ser usada para determinar o valor presente de futuras saídas de caixa estimadas necessárias para liquidar as obrigações de planos de pensão. Ao determinar a taxa de desconto apropriada, a Companhia considera as taxas de juros de títulos privados de alta qualidade, sendo esses mantidos na moeda em que os benefícios

serão pagos e que têm prazos de vencimento próximos dos prazos das respectivas obrigações de planos de pensão.

Outras premissas importantes para as obrigações de planos de pensão se baseiam, em parte, nas condições atuais do mercado. Mais detalhes estão apresentados na nota 3.16.

### **b) Obrigação para desmobilização de ativos**

O valor atual dessa obrigação depende de fatores, tal como: a taxa de desconto, determinada ao final de cada exercício, e das condições atuais do mercado para desmobilização de usinas nucleares semelhantes.

### **c) Impairment de ativos**

Anualmente, a Companhia testa eventuais perdas (*impairment*) no imobilizado de acordo com a política contábil apresentada na Nota 3.4.3. Os valores recuperáveis de Unidades Geradoras de Caixas (UGCs) foram determinados com base em cálculos do valor em uso, efetuados com base em estimativas (Nota 14c).

No exercício de 2018 foram identificadas alterações nas premissas do projeto Angra 3 que indicaram reversão parcial de *impairment*.

## **3.2 - Caixa e equivalentes de caixa**

Caixa e equivalentes de caixa incluem: o caixa, os depósitos bancários e outros investimentos de curto prazo de liquidez imediata, integrantes das atividades de gerenciamento de caixa da Companhia, com vencimentos originais de até três meses e com risco insignificante de mudança de valor.

## **3.3 – Títulos e valores mobiliários de curto prazo**

Tratam-se das aplicações financeiras destinadas à compra de ativo fixo e outras atividades de investimento. Os rendimentos auferidos nessas aplicações financeiras são capitalizados no ativo imobilizado.

## **3.4 - Ativos financeiros**

A Companhia classifica seus ativos financeiros, no reconhecimento inicial, sob as seguintes categorias: custo amortizado e valor justo por meio de resultado. A classificação depende do modelo de negócio no qual o ativo é mantido e nas características de fluxo de caixa contratual do referido ativo financeiro.

### **a) Custo Amortizado**

Os ativos financeiros que são detidos e gerenciados num modelo de negócios cujo objetivo é de recolher apenas fluxos de caixa contratuais (juros e principal) devem ser classificados como ativos financeiros ao custo amortizado. Em resumo se o ativo financeiro é um instrumento de dívida simples cujo objetivo consiste em receber apenas juros e principal, ele deve ser classificado e contabilizado ao custo amortizado.

### **b) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado**

Quaisquer ativos financeiros que não sejam classificados na categoria de custo amortizado e ativos financeiros ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes devem ser mensurados e reconhecidos ao justo valor por meio do resultado. Portanto, a categoria de Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado representa uma categoria “residual”. Os ativos financeiros que são detidos para negociação e gerenciados com base no justo valor, também estão incluídos nesta categoria.

Vale salientar, que os ativos financeiros que são detidos e gerenciados num modelo de negócios cujo objetivo é não somente de coletar fluxos de caixa contratuais, mas também de vender os ativos financeiros, devem ser classificados como ativos financeiros ao justo valor por meio dos outros resultados abrangentes. Ele consiste em contabilizar o ativo financeiro ao valor justo no balanço patrimonial registrando as receitas financeiras no resultado ao custo amortizado por aplicação da taxa de juros efetiva do instrumento e o ajuste de marcação a mercado do instrumento em outros resultados abrangentes.

### **3.4.1 - Reconhecimento e mensuração**

As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação - data na qual a Companhia se compromete a comprar ou vender o ativo. Os investimentos são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo, acrescidos dos custos da transação para todos os ativos financeiros não classificados como valor justo por meio do resultado. Os ativos financeiros ao valor justo por meio de resultado são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo, e os custos da transação são debitados ao resultado.

Os ativos financeiros são baixados quando os direitos de receber fluxos de caixa dos investimentos tenham vencido ou tenham sido transferidos; neste último caso, desde que a Companhia tenha transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade. Os ativos financeiros mensurados ao valor justo através do resultado são, subsequentemente, contabilizados pelo valor justo. Os empréstimos e recebíveis são contabilizados pelo custo amortizado, usando o método da taxa efetiva de juros.

Os ganhos ou as perdas decorrentes de variações no valor justo de ativos financeiros mensurados ao valor justo através do resultado são apresentados na demonstração do resultado em "receita (despesa) financeira" no período em que ocorrem.

Os valores justos dos investimentos com cotação pública são baseados nos preços atuais de compra. Se o mercado de um ativo financeiro (e de títulos não listados em Bolsa) não estiver ativo, a Companhia estabelece o valor justo através de técnicas de avaliação.

Essas técnicas incluem o uso de operações recentes contratadas com terceiros referentes a outros instrumentos que são substancialmente similares, análise de fluxos de caixa descontados e modelos de precificação de opções que fazem o maior uso possível de informações geradas pelo mercado e contam com o mínimo possível de informações geradas pela administração da própria Companhia.

A Companhia avalia, na data do balanço anual, se há evidência objetiva de perda (*impairment*) em um ativo financeiro ou um grupo de ativos financeiros.

### **3.4.2 - Compensação de instrumentos financeiros**

Ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é reportado no balanço patrimonial quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há uma intenção de liquidá-los numa base líquida, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

### **3.4.3 – Redução a valor recuperável (*impairment*) – Ativos Financeiros**

Em cada data de balanço, a Companhia avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado e os títulos de dívida mensurados ao VJORA estão com problemas de recuperação. Um ativo financeiro possui "problemas de recuperação" quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro.

A provisão para perdas para ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado é deduzida do valor contábil bruto dos ativos. Para títulos de dívida mensurados ao VJORA, a provisão para perdas é debitada no resultado e reconhecida em outros resultados abrangentes.

O novo modelo de *impairment* aplica-se aos ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado, ativos contratuais e instrumentos de dívida mensurados a VJORA, mas não se aplica aos investimentos em instrumentos patrimoniais (ações).

Mensuração das provisões para perdas de acordo com as seguintes bases:

CPC 48/IFRS 9	
Perdas de crédito esperadas para 12 meses	Aquelas que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data do balanço
Perdas de crédito esperadas para a vida inteira	Aquelas que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

A Companhia adotou a abordagem simplificada e realizou o cálculo de perda esperada, tomando como base a expectativa de risco de inadimplência que ocorre ao longo da vida do instrumento financeiro.

Um ativo financeiro é considerado pela Companhia como inadimplente quando:

- É pouco provável que o credor pague integralmente suas obrigações de crédito ao Grupo, sem recorrer a ações como a realização da garantia (se houver alguma); ou
- O ativo financeiro está vencido conforme regras vigentes da Companhia.

### **3.5 - Clientes**

A conta de clientes corresponde ao valor líquido a receber das concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN, pela venda de energia no decurso normal das atividades da Companhia. As contas a receber de clientes são normalmente reconhecidas ao valor faturado.

Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, tais créditos são classificados no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante, conforme detalhado na Nota 6.

### **3.6 - Estoques de combustível nuclear e almoxarifado**

Os estoques são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, segregado da seguinte forma:

- a) Concentrado de urânio e serviços em curso (para a transformação do concentrado de urânio em elementos de combustível nuclear) estão registrados pelos seus custos de aquisição;
- b) Elementos de combustível nuclear – estão disponíveis no núcleo do reator e no estoque da Piscina de Combustível Usado – PCU. São apropriados ao resultado do exercício em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica (Nota 8);

c) Almoxarifado, classificado no ativo circulante, está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado (Nota 9).

### **3.7 - Paradas programadas**

Os custos incorridos antes e durante as paradas programadas das usinas Angra 1 e 2, para troca de combustível e manutenção, são apropriados ao resultado no exercício em que forem incorridos. O montante dos custos referentes às paradas foi de R\$ 145.836 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 96.549 em 31 de dezembro de 2017).

### **3.8 - Fundo financeiro para descomissionamento (Títulos e valores mobiliários)**

A Companhia possui, com o Banco do Brasil, um fundo exclusivo de investimento para prover os recursos destinados a custear as atividades de descomissionamento das usinas Angra 1 e 2, classificados como títulos e valores mobiliários no ativo não circulante realizável a longo prazo. A titularidade deste fundo é da Eletrobras, conforme determinado pelo CNPE - Conselho Nacional de Política Energética. A carteira desse fundo exclusivo encontra-se detalhada na Nota 11 e o seu uso é restrito para futuro custeio das atividades de descomissionamento.

### **3.9 - Depósitos vinculados**

Os depósitos judiciais, atualizados monetariamente, estão consignados em conta específica apresentada no grupo depósitos vinculados no ativo não circulante e estão detalhados na Nota 12.

### **3.10 – Imobilizado**

#### **(i) Reconhecimento e mensuração**

Itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável (*impairment*), quando aplicável.

Quando partes significativas de um item do imobilizado têm diferentes vidas úteis, elas são registradas como itens separados (componentes principais) de imobilizado.

Quaisquer ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado são reconhecidos no resultado.

## **(ii) Depreciação**

A depreciação é calculada para amortizar o custo de itens do ativo imobilizado, menos seus valores residuais estimados, utilizando o método linear baseado na vida útil estimada dos itens. A depreciação é geralmente reconhecida no resultado. Ativos arrendados são depreciados pelo menor período entre a vida útil estimada do bem e o prazo do contrato, a não ser que seja razoavelmente certo que a Companhia obterá a propriedade do bem ao final do prazo de arrendamento. Terrenos não são depreciados.

O imobilizado está demonstrado ao custo de aquisição líquido da depreciação acumulada. A depreciação é calculada pelo método linear e apropriada ao resultado do exercício.

As taxas anuais de depreciação estão determinadas na tabela XVI do anexo a Resolução Normativa ANEEL Nº 674 de 11.08.2015 (DOU 18.08.2015 e 07.12.2015 retificação) e na Resolução Normativa ANEEL Nº 529 de 21.12.2012 (DOU 28.12.2012), sendo 3,26% ao ano a taxa média praticada para o imobilizado em serviço das Usinas de Angra 1 e 2; 16,67 % para ativos de informática; 14,29% para os veículos e 6,25% para os demais ativos utilizados administrativamente. A administração reconhece ainda como custo adicional de depreciação, através de testes individuais realizados em seus ativos, as parcelas de depreciações que, segundo os critérios estabelecidos pela Aneel, excedam as datas das licenças de operação das Usinas de Angra 1 e 2, sendo estas respectivamente 12/2024 e 06/2041. Desta forma, a parcela de depreciação assim considerada excedente é reconhecida de forma linear ao prazo de vida útil remanescente de cada ativo, respeitando-se os limites individuais das licenças de operação de cada Unidade Geradora de Caixa (UGC). A adoção deste procedimento a partir do exercício de 2013 implicou no reconhecimento de uma depreciação adicional no montante de R\$ 71.308 em 2018.

## **(iii) Custos subsequentes**

Os custos subsequentes são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, somente quando forem prováveis que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item, e que, o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídos é baixado.

Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos.

Os custos do imobilizado incluem a estimativa de custos de desmobilização de suas unidades operativas, nos termos do que estabelece o Pronunciamento Técnico CPC 27 - Ativo imobilizado.

Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados com o valor contábil e são reconhecidos em "Outras receitas (despesas) operacionais, líquidos" na demonstração do resultado.

Os encargos financeiros e as variações monetárias são apropriados ao resultado do exercício, sendo transferida para o imobilizado em curso a parcela correspondente aos financiamentos dos bens alocados nesse grupo contábil, nos termos da Instrução contábil 6.3.6 item 2 letra d, do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico expedido pela ANEEL e de acordo com o Pronunciamento Contábil CPC 20 (R1) – Custos dos Empréstimos.

A ELETRONUCLEAR funciona por meio de autorização concedida pela União Federal e que não possui prazo para finalização, diferentemente do que ocorre com as concessões de serviços públicos. Sendo assim, a Companhia entende que não atende às condições estabelecidas pela Interpretação Técnica ICPC 01(R1) e, portanto, não está inserida em seu alcance.

### **3.11 - Intangível - Softwares**

As licenças de softwares são capitalizadas com base nos custos incorridos para adquirir os softwares e fazer com que eles estejam prontos para serem utilizados. Esses custos são amortizados durante a vida útil estimada dos softwares de 5 anos.

Os custos associados à manutenção de softwares são reconhecidos como despesa, conforme incorridos. Os custos de desenvolvimento, que são diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos de software identificáveis e exclusivos controlados pela Companhia, são reconhecidos como ativos intangíveis quando os seguintes critérios são atendidos:

- É tecnicamente viável concluir o software para que ele esteja disponível para uso;
- A administração pretende concluir o software para usá-lo ou vendê-lo;
- O Software pode ser vendido ou usado;
- Pode-se demonstrar que é provável que o software gere benefícios econômicos futuros;
- Estão disponíveis adequadamente recursos técnicos, financeiros e outros recursos para concluir o desenvolvimento e para usar ou vender o software;
- O gasto atribuível ao software durante seu desenvolvimento pode ser mensurado com segurança.

Os custos diretamente atribuíveis, que são capitalizados como parte do produto de software, incluem os custos com empregados alocados no desenvolvimento de softwares e uma parcela adequada das despesas indiretas aplicáveis. Os custos também incluem os custos de financiamento incorridos durante o período de desenvolvimento do software.

Outros gastos de desenvolvimento que não atendam a esses critérios são reconhecidos como despesa conforme incorridos. Os custos de desenvolvimento previamente reconhecidos como despesa não são reconhecidos como ativo em período subsequente.

Os custos de desenvolvimento de softwares, reconhecidos como ativos, são amortizados durante sua vida útil estimada não superior a 5 anos.

### **3.12 - Contas a pagar aos fornecedores**

As contas a pagar aos fornecedores são obrigações a pagar por bens ou serviços que foram adquiridos de fornecedores no curso normal dos negócios, sendo classificadas como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano. Caso contrário, as contas a pagar são apresentadas como passivo não circulante. Elas são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado utilizando o método de taxa efetiva de juros. Na prática, são normalmente reconhecidas ao valor da fatura correspondente.

### **3.13 - Financiamentos e empréstimos**

Os financiamentos e empréstimos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração de resultado durante o período em que os empréstimos estejam em aberto utilizando o método da taxa efetiva de juros. Os empréstimos são classificados como passivo circulante, a menos que a Companhia tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo, por prazo superior a 12 meses, após a data do balanço.

### **3.14 – Provisões**

As provisões para restauração ambiental e ações judiciais (trabalhistas, cíveis e tributárias) são reconhecidas quando: a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada (*constructive obligation*) como resultado de eventos passados; for provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação; e o valor tiver sido estimado com segurança.

Já as provisões para eventuais contratos onerosos são mensuradas a valor presente pelo menor valor entre o custo esperado na rescisão do contrato e o custo líquido esperado caso o contrato fosse mantido. Antes de a provisão ser constituída, a ELETRONUCLEAR reconhece qualquer perda por redução ao valor recuperável dos ativos relacionados àquele contrato.

Quando houver uma série de obrigações similares, a probabilidade de liquidá-las é determinada levando-se em consideração a classe de obrigações como um todo. Uma provisão é reconhecida mesmo que a probabilidade de liquidação relacionada com qualquer item individual incluído na mesma classe de obrigações seja pequena.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes de impostos, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor temporal do dinheiro e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

### **3.15 - Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido**

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem o imposto corrente e o diferido.

Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

O encargo de imposto de renda e contribuição social corrente é calculado com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas. A administração avalia, periodicamente, as posições assumidas pela Companhia nas declarações de imposto de renda com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações. Estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras. O imposto de renda e a contribuição social diferidos são determinados, usando alíquotas de imposto (e leis fiscais) promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço, e que devem ser aplicadas quando o respectivo imposto diferido ativo for realizado ou quando o imposto diferido passivo for liquidado.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que o lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

### **3.16 - Benefícios a funcionários - Obrigações de aposentadoria**

Os benefícios concedidos a empregados, incluindo os planos de complementação de aposentadoria e pensão, junto à REAL GRANDEZA - Fundação de Previdência e Assistência Social e ao NUCLEOS - Instituto de Seguridade Social, são determinados com base em cálculos atuariais elaborados por atuários independentes (Nota 21).

A obrigação líquida da Companhia quanto aos planos de benefícios definidos é calculada individualmente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no período atual e em

períodos anteriores. Esse benefício é descontado para determinar o seu valor presente utilizando taxa de desconto apropriada ao final de cada exercício. As premissas básicas aplicadas aos cálculos desenvolvidos pelos atuários, são estabelecidas pela Eletrobras para todas as controladas. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos do plano são deduzidos.

O cálculo da obrigação de plano de benefício definido é realizado anualmente por um atuário qualificado utilizando o método de 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 de custeio mínimas aplicáveis.

Remensurações da obrigação líquida de benefício definido, que incluem: ganhos e perdas atuariais, o retorno dos ativos do plano (excluindo juros) e o efeito do teto do ativo (se houver, excluindo juros), são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes. O atuário determina os juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido no período multiplicando o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido pela taxa de desconto utilizada na mensuração da obrigação de benefício definido, ambos conforme determinados no início do período a que se referem as demonstrações financeiras, levando em consideração quaisquer mudanças no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido durante o período em razão de pagamentos de contribuições e benefícios. Juros líquidos e outras despesas relacionadas aos planos de benefícios definidos são reconhecidos em resultado.

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício incrementado relacionada a serviços passados prestados pelos empregados é reconhecida imediatamente no resultado. A Companhia reconhece ganhos e perdas na liquidação de um plano de benefício definido quando a liquidação ocorre.

### **3.17- Obrigação para desmobilização de ativos (passivo para descomissionamento)**

A Companhia revisa anualmente os valores da provisão para o passivo para descomissionamento.

Mensurado pelo valor presente dos gastos e classificada no passivo não circulante, essa provisão destina-se ao custeio dos gastos com a desmobilização das usinas nucleares, quais sejam: o desmantelamento e a descontaminação dos materiais, equipamentos e instalações, os quais incorrerão no término da vida útil econômica das usinas, tendo como contrapartida o imobilizado.

### **3.18 - Dividendos**

A distribuição de dividendos para os acionistas da Companhia é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras ao final do exercício, com base no estatuto social da Companhia. Qualquer valor acima do mínimo obrigatório somente é provisionado na data em que são aprovados pelos acionistas em Assembleia Geral.

### **3.19 - Participação nos lucros e resultados**

A Companhia reconhece uma provisão quando está contratualmente obrigada ou, quando há uma prática passada que criou uma obrigação não formalizada.

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação nos resultados com base em uma fórmula que leva em conta o lucro atribuível aos acionistas da Companhia, após certos ajustes.

No presente exercício, a Companhia está reconhecendo uma provisão contábil passiva para pagamento de participação nos lucros e resultados aos seus empregados. Essa provisão decorre de uma obrigação construtiva, configurada pela prática frequente desse benefício, realizada em diversos exercícios anteriores, não tendo ocorrido no presente qualquer alteração dessas características.

### **3.20- Reconhecimento da receita**

A receita é reconhecida quando retratar a transferência de bens ou de serviços aos clientes por um valor que reflete a contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca dos referidos bens ou serviços. Para tanto, é necessário observar 5 (cinco) etapas, quais sejam, (a) Identificar os contratos com clientes; (b) Identificar as obrigações de desempenho separadas nos contratos; (c) Determinar o preço da transação; (d) Alocar o preço da transação às obrigações de desempenho separadas; e (e) Reconhecer a receita quando cada obrigação de desempenho for satisfeita.

A receita da Companhia compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de energia no curso normal de suas atividades. A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos do contrato de fornecimento.

### **3.21- Receita financeira**

A receita financeira é reconhecida conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa efetiva de juros. Quando uma perda (*impairment*) é identificada em relação a uma conta a receber, a Companhia reduz o valor contábil para seu valor recuperável, que corresponde ao fluxo de caixa futuro estimado, descontado à taxa efetiva de juros original do instrumento.

Subsequentemente, à medida que o tempo passa, os juros são incorporados às contas a receber em contrapartida de receita financeira. Essa receita financeira é calculada pela mesma taxa efetiva de juros utilizada para apurar o valor recuperável, ou seja, a taxa original do contas a receber.

### **3.22 – Riscos ambientais, socioambientais e trabalhistas**

- **Riscos ambientais e socioambientais**

A ELETRONUCLEAR está sujeita a diversas leis e normas ambientais e em particular a operação da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAAA está submetida às condicionantes da Licença de Operação emitida pelo IBAMA e às exigências das Autorizações emitidas pela CNEN, detalhadas na Nota 14 (item d).

Este conjunto normativo tem como objetivo evitar, mitigar ou compensar os efeitos da operação da CNAAA sobre o meio ambiente e a sociedade.

O não atendimento à legislação vigente pode causar sanções e multas aplicadas pelos órgãos reguladores e fiscalizadores e afetar a imagem da Companhia perante os seus trabalhadores, as comunidades do entorno e a sociedade em geral.

A ELETRONUCLEAR, através de estudos e programas ambientais de monitoramento está atenta as eventuais interferências que o funcionamento das suas usinas possa causar ao meio ambiente. Para isso investe no aprimoramento contínuo de suas atividades, adotando vários instrumentos e ferramentas de gestão ambiental que minimizem os riscos ambientais e sociais, dentre os quais se destacam:

- Estudos de Impacto Ambiental;
- Auditorias Ambientais;
- Programa de Monitoração Ambiental Radiológico Operacional – PMARO;
- Programa de Monitoração de Fauna e Flora Marinha – PMFFM;
- Programa de Monitoração e Controle da Qualidade das Águas – PMCQA;
- Programa de Medida de Temperatura da Água do Mar;
- Programa de Medida de Cloro;
- Programa de Sedimentos Marinhos;
- Programa de Monitoração de Tartarugas Marinhas – PROMONTAR
- Programa de Educação Ambiental;
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas;
- Programa de Saúde Pública;
- Programa de Inserção Regional;
- Programas de Gerenciamento de Resíduos;
- Programa de Apoio a Educação Municipal e Estadual;

Adicionalmente, encontra-se em andamento a implantação, com apoio de consultoria externa, de um Sistema de Gestão Ambiental (SGA) na CNAAA – Unidades 1, 2 e instalações de apoio.

- **Risco trabalhista**

A Companhia está sujeita às leis e normas trabalhistas vigentes que devem ser corretamente seguidas. O não atendimento à legislação vigente pode causar: sanções e multas aplicadas pelos órgãos reguladores e fiscalizadores; insatisfação dos empregados e perda da imagem da Companhia.

### **3.23- Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos**

#### **3.23.1 – Operação Lava Jato**

Em 2015, em resposta às investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras e das Sociedades de Propósito Específico - SPE em que detém participações acionárias minoritárias foi contratado escritório de advocacia norte-americano *Hogan Lovells US LLP* para proceder investigação independente de acordo com os princípios adotados pela *Securities and Exchange Commission - SEC* e pelo *Department of Justice*, respectivamente a comissão de valores mobiliários e o Departamento de Justiça dos Estados Unidos da América - USDOJ.

Como resultado da investigação independente a Eletrobras realizou os ajustes contábeis conforme apresentado nas Demonstrações Financeiras anuais de 2016.

Entretanto, as investigações oficiais da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas pelo Ministério Público Federal, podendo levar um tempo considerável para concluir todos os procedimentos de apuração e divulgação dos fatos. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro, o que poderá levar a Eletrobras a reconhecer ajustes adicionais nas suas demonstrações financeiras.

Em abril de 2018 foram apresentados ao Conselho de Administração da Eletrobras os resultados dos procedimentos da 2ª. Fase da investigação independente realizada pelo escritório internacional *Hogan Lovells US LLP* encerrando, na data de 30 de abril de 2018, as atividades de investigação objeto dos serviços contratados em relação à Companhia, suas controladas e empreendimentos dos quais participam. Na mesma data se encerraram, também, os serviços prestados pelos membros da Comissão Independente de Gestão de Investigação.

Em agosto de 2018, a *Hogan Lovells US LLP*, informou que o USDOJ declinou em processar a Eletrobras por questões envolvendo a lei anticorrupção norte-americana (*Foreign Corrupt Practices Act – FCPA*). O USDOJ não estabeleceu qualquer contingência ou condição e não determinará a indicação de um monitor. Assim, não há quaisquer questões pendentes de resolução perante o USDOJ.

Contudo, o contrato com o escritório internacional ainda permanece vigente, exclusivamente para o acompanhamento e viabilização de resolução perante à SEC.

## NOTA 4 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCO

As descrições dos saldos contábeis e dos valores de mercado dos instrumentos financeiros inclusos nas demonstrações financeiras estão identificadas a seguir:

DESCRITIVO	Mensuração	31/12/2018		31/12/2017	
		Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
<b>Ativos financeiros mensurados pelo Custo Amortizado</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	Custo Amortizado	3.805	3.805	1.064	1.064
Clientes	Custo Amortizado	375.553	375.553	359.210	359.210
<b>Ativos financeiros mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>					
Títulos e Valores Mobiliários	Valor Justo	982.992	982.992	909.757	909.757
<b>Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado</b>					
Fornecedores	Custo Amortizado	1.171.113	1.171.113	942.967	942.967
Financiamentos e empréstimos	Custo Amortizado	8.566.790	8.566.790	8.556.538	8.556.538

Os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros, em 31 de dezembro de 2018, se aproximam do valor registrado nas Demonstrações Financeiras. A Companhia não realizou operações com derivativos.

### 4.1 - Fatores de risco

O Conselho de Administração da Companhia - CA tem a responsabilidade global para o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. A Auditoria Interna e a Superintendência de Governança, Gestão de Riscos e Conformidade são responsáveis pelo desenvolvimento e acompanhamento das políticas de gerenciamento de risco da Companhia. O reporte de suas atividades é feito regularmente ao Conselho de Administração.

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a ELETRONUCLEAR está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites

definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A ELETRONUCLEAR, através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle, no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

A Companhia possui exposição aos seguintes riscos:

- Riscos de mercado
- Risco de crédito
- Risco de liquidez
- Risco operacional

#### **a) Riscos de mercado**

Risco de mercado é o risco de alterações nos preços de mercado, tais como: as taxas de câmbio e taxas de juros e outros riscos de preço que irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de suas participações em instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercados, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno, a saber:

##### **a.1) Risco de taxa de câmbio**

Os riscos de flutuação nas taxas de câmbio podem estar associados às exposições de algumas moedas em relação a ativos e passivos da Companhia, basicamente com relação ao dólar dos Estados Unidos (fundo financeiro para descomissionamento e fornecedores) e ao euro (fornecedores).

Com exceção de compra de dólar futuro, detalhado na Nota 11, que compõem a carteira do fundo exclusivo para descomissionamento, não há operações financeiras contratadas que protejam a Companhia dessa exposição.

A exposição total do risco de câmbio pode ser resumida na análise de sensibilidade abaixo:

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FUNDO FINANCEIRO - 31 de Dezembro de 2018								
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	CENÁRIO PROVÁVEL		CENÁRIO POSSÍVEL		CENÁRIO REMOTO	
			CÂMBIO PROVÁVEL 2018	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO POSSÍVEL 2018	GANHO ESTIMADO	CÂMBIO REMOTO 2018	PERDA ESTIMADA
Dólar Americano	(860)	(334)	3,7400	(2.881)	4,1140	(3.204)	3,5914	(2.754)
TOTAL		(334)		(2.881)		(3.204)		(2.754)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FUNDO FINANCEIRO - 31 de Dezembro de 2017								
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	CENÁRIO PROVÁVEL		CENÁRIO POSSÍVEL		CENÁRIO REMOTO	
			CÂMBIO PROVÁVEL 2017	GANHO ESTIMADO	CÂMBIO POSSÍVEL 2017	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO REMOTO 2017	GANHO ESTIMADO
Dólar Americano	(398)	(1.316)	3,2600	19	3,5860	(111)	3,2836	9
TOTAL		(1.316)		19		(111)		9

A taxa de câmbio utilizada no cenário provável foi extraída da divulgação efetuada pelo *OECD Economic Outlook*; a taxa de câmbio do cenário possível é uma estimativa 10% superior ao cenário provável; e a taxa no cenário remoto foi calculada com base na média simples do fechamento de câmbio do ano corrente e anterior divulgados pelo Banco Central.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR - 31 de Dezembro de 2018									
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	SALDO EM 31/12/2018	CENÁRIO I			CENÁRIO II		
				CÂMBIO PROVÁVEL 2018	SALDO PROVÁVEL R\$ MIL	GANHO ESTIMADO	CÂMBIO MÉDIO 2017/2018	SALDO PROVÁVEL R\$ mil	GANHO ESTIMADO
Euro	(51.459)	(171.830)	(228.424)	4,4000	(206.955)	21.469	4,2042	(216.340)	12.084
Dólar Americano	(4.445)	(16.295)	(17.225)	3,7400	(16.626)	599	3,5914	(15.965)	1.260
TOTAL		(188.125)	(245.649)		(223.581)	22.068		(232.305)	13.344

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR - 31 de Dezembro de 2017									
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	SALDO EM 31/12/2017	CENÁRIO I			CENÁRIO II		
				CÂMBIO PROVÁVEL 2017	SALDO PROVÁVEL R\$ MIL	GANHO ESTIMADO	CÂMBIO MÉDIO 2016/2017	SALDO PROVÁVEL R\$ mil	GANHO ESTIMADO
Euro	(21.735)	(72.083)	(85.920)	3,9100	(84.983)	937	3,7039	(80.502)	5.418
Dólar Americano	(7.036)	(22.659)	(23.276)	3,2600	(22.938)	338	3,2836	(23.104)	172
TOTAL		(94.742)	(109.196)		(107.921)	1.275		(103.606)	5.590

A taxa de câmbio utilizada no cenário I foi extraída da divulgação efetuada pelo *OECD Economic Outlook* e a taxa de câmbio do cenário II foi calculada com base na média simples do fechamento de câmbio do ano corrente e anterior divulgados pelo Banco Central.

## a.2) Risco de juros

A Administração da ELETRONUCLEAR entende que a exposição a risco de juros não é significativa, visto que o maior montante dos empréstimos e financiamentos contratados

estão indexados à Unidade de Referência Fiscal - UFIR e Taxa de Juros de Longo - TJLP ou não possuem qualquer indexador, como é o caso do contrato de financiamento com a CAIXA ECONÔMICA FEDERAL - CEF, que possui taxa de juros fixa ao longo do contrato; enquanto os demais contratos, firmados com a Eletrobras, estão indexados à taxa *DI-Over*. Além disso, todos os recursos são captados em moeda nacional, o que reduz a exposição cambial.

A UFIR não sofreu qualquer variação no período, visto que foi extinta em 2000 e está congelada desde então. A TJLP, que é fixada pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) trimestralmente, subiu para 6,98% a.a. para o quarto trimestre de 2018. O impacto para a ELETRONUCLEAR proveniente de mudanças da TJLP é suavizado pelo fato do contrato de financiamento com o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES prever que qualquer valor da TJLP que exceda o patamar de 6,00% ao ano é capitalizado ao saldo devedor. Além da taxa referente à TJLP, o contrato com o BNDES prevê o pagamento de um spread fixo de 1,72% a.a.

Aproximadamente 9,8% do montante dos empréstimos e financiamentos contratados pela ELETRONUCLEAR estão indexados à taxa *DI-Over*, apurada pela CETIP, que registrou variação negativa de 5,6% durante o quarto trimestre de 2018, refletindo a trajetória de redução dos juros básicos da economia brasileira (Taxa Selic). As taxas utilizadas nos contratos de financiamento junto à Eletrobras indexados ao CDI compreende a taxa acumulada dos últimos 12 meses e não a taxa *DI Over* pura do mês. Dessa forma, mesmo não tendo ocorrido alteração na taxa *DI Over* no trimestre, a taxa utilizada pela Eletrobras sofre o impacto de qualquer alteração ocorrida nas taxas *DI* ao longo desse período de 12 meses. Como a Taxa Selic é a taxa de juros básica da economia e ela veio sofrendo reduções ao longo dos últimos 12 meses, a taxa *DI* acaba de alguma forma acompanhando essa tendência de redução. Os prazos de vencimento dos contratos indexados à esta taxa são mais curtos que os demais contratos de financiamento da Companhia. Além disso, apenas 0,3% da dívida total contratada está indexada à SELIC. Outra pequena fração de aproximadamente 0,4% do total da dívida da ELETRONUCLEAR está indexada ao IPCA.

Segue abaixo a exposição total do risco de juros:

EXPOSIÇÃO A RISCO DE JUROS							
FINANCIAMENTO E EMPRÉSTIMOS	Moeda	Indexador	Taxa Efetiva	31/12/2018		31/12/2017	
				Principal	Juros *	Principal	Juros *
<b>ANGRAS 1 e 2:</b>							
ELETROBRAS - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	R\$	UFIR	5,00%	267.381	74.450	306.164	94.471
ELETROBRAS - PSPE - ECF 3278	R\$	Taxa DI-Over	7,78%	39.157	12.221	42.106	1.546
ELETROBRAS - PSPE - ECR 286	R\$	Taxa DI-Over	7,78%	124.738	28.922	136.561	36.335
ELETROBRAS - INB - ECF 3284	R\$	Taxa DI-Over	12,01%	104.157	46.292	112.325	8.667
ELETROBRAS - PAE - ECF 3347	R\$	IPCA	7,83%	30.756	640	53.478	2.400
ELETROBRAS - CAPITAL DE GIRO - ECF 3367	R\$	Taxa DI-Over	8,63%	120.000	6.925	-	-
ELETROBRAS - CAPITAL DE GIRO - ECF 3370	R\$	Taxa DI-Over	8,63%	50.000	4.028	-	-
<b>ANGRA 3:</b>							
ELETROBRAS - RGR - ECF 2878	R\$	UFIR	5,00%	567.013	298.863	596.973	330.923
ELETROBRAS - ECR 286	R\$	Taxa DI-Over	7,78%	246.456	57.155	269.820	71.804
ELETROBRAS - ECF 3341	R\$	Taxa DI-Over	12,01%	152.195	67.599	162.154	37.334
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	R\$	TJLP	8,70%	3.546.469	2.805.668	3.616.475	3.507.509
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	R\$	SELIC	9,08%	12.096	449	15.766	812
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	R\$	SELIC	9,20%	14.899	751	18.199	1.222
CEF - Nº 0410.351-27/13	R\$	Sem indexador	6,70%	3.291.473	2.511.740	3.226.517	2.618.075
<b>TOTAL</b>				<b>8.566.790</b>	<b>5.915.703</b>	<b>8.556.538</b>	<b>6.711.098</b>

## b) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas financeiras decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro que falhe ao cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de clientes e instrumentos financeiros da Companhia. O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito.

A ELETRONUCLEAR, conforme descrito na Nota 1, tem a totalidade da sua geração de energia elétrica, a partir de janeiro de 2013, comercializada através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A Resolução Normativa nº 530, de 21 de dezembro de 2012, evidencia que, apesar de o faturamento ser repassado pela CCEE, o risco de crédito final é da ELETRONUCLEAR.

Dessa forma, a ELETRONUCLEAR monitora constantemente os possíveis efeitos e a eventual necessidade de contratação de instrumentos de proteção.

Até o quarto trimestre de 2018, houve o registro de inadimplência por parte de uma distribuidora, no montante de R\$ 11.377.

Abaixo, apresentamos as principais contas sujeitas a risco de crédito:

PRINCIPAIS CONTAS SUJEITAS A RISCO DE CRÉDITO		
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 31/12/2018	SALDO EM 31/12/2017
Caixa e equivalentes de Caixa	3.805	1.064
Clientes - Venda de Energia	375.553	359.210
<b>TOTAL</b>	<b>379.358</b>	<b>360.274</b>

CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA 2018		
	COMPOSIÇÃO	SALDO
1	Caixa	-
2	Banco	3.751
3	Fundo Fixo	54
	<b>TOTAL</b>	<b>3.805</b>

CLIENTES 2018					
	CONCESSIONÁRIAS	FATURAMENTO	PARCELA VARIÁVEL	TOTAL	ATRASSO EM DIAS
1	Amazonas Distribuidora de Energia S.A	4.898	1.369	6.267	-
2	Ampla Energia e Serviços S.A.	8.110	2.266	10.376	-
3	CEB Distribuição S.A.	5.030	1.406	6.436	-
4	Celesc Distribuição S.A.	14.562	4.069	18.631	-
5	CELG Distribuição S.A.	9.147	2.556	11.704	-
6	CEMIG Distribuição S.A	22.237	6.214	28.451	-
7	Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	2.352	657	3.009	-
8	Centrais Elétricas do Pará S.A.	5.795	1.619	7.415	-
9	Companhia de Eletricidade do Acre	702	196	899	-
10	Companhia de Eletricidade do Amapá	783	219	1.002	-
11	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	13.527	3.780	17.307	-
12	Companhia Energética de Alagoas	2.587	723	3.309	-
	Companhia Energética de Alagoas	215	-	215	138
	Companhia Energética de Alagoas	0,32	-	0	138
	Companhia Energética de Alagoas	200	-	200	104
	Companhia Energética de Alagoas	2.587	-	2.587	104
	Companhia Energética de Alagoas	2.587	-	2.587	76
	Companhia Energética de Alagoas	166	-	166	76
	Companhia Energética de Alagoas	2.587	-	2.587	42
	Companhia Energética de Alagoas	262	-	262	42
	Companhia Energética de Alagoas	2.587	-	2.587	14
	Companhia Energética de Alagoas	188	-	188	14
13	Companhia Energética de Pernambuco	9.144	2.555	11.700	-
14	Companhia Energética do Ceará	7.763	2.169	9.932	-
15	Companhia Energética do Maranhão	4.217	1.178	5.395	-
16	Companhia Energética do Piauí	2.271	634	2.905	-
17	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	3.735	1.044	4.779	-
18	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	7.058	1.972	9.031	-
19	Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP)	81	23	104	-
20	Companhia Jaguarí de Energia	1.945	543	2.488	-
21	Companhia Paulista de Força e Luz	18.736	5.236	23.972	-
22	Companhia Piratininga de Força e Luz	8.213	2.295	10.508	-
23	COPEL Distribuição S.A.	20.862	5.830	26.691	-
24	DME Distribuição S.A. - DMED	356	99	455	-
25	EDP São Paulo Distribuição de Energia S. A. (BANDEIRANTE)	8.451	2.362	10.813	-
26	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	10.903	3.047	13.950	-
27	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	33.714	9.421	43.135	-
28	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A	179	50	229	-
29	Energia Tocantis - Distribuidora de Energia S. A.	1.399	391	1.790	-
30	Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A.	572	160	732	-
31	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	4.955	1.385	6.340	-
32	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	3.402	951	4.352	-
33	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia. S.A.	986	276	1.262	-
34	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A	3.061	855	3.917	-
35	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	2.274	636	2.910	-
36	Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A.	3.003	839	3.842	-
37	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.	5.336	1.491	6.827	-
38	Força e Luz Coronel Vivida Ltda. (FORCEL)	39	11	49	-
39	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	196	55	251	-
40	Light Serviços de Eletricidade S.A.	17.932	5.011	22.944	-
41	MuxFeld, Marin & Cia LTDA.	42	12	54	-
42	RGE Sul Distribuidora de Energia S. A. (RGE SUL)	7.288	2.037	9.325	-
43	Rio Grande Energia S.A.	6.731	1.881	8.612	-
44	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda. (UHENPAL)	60	17	77	-
	<b>TOTAL</b>	<b>296.013</b>	<b>79.540</b>	<b>375.553</b>	

### c) Risco de liquidez

Risco de liquidez é o risco da Companhia encontrar dificuldades em cumprir com as obrigações associadas a seus passivos financeiros que são liquidados com pagamentos à vista ou com outro ativo financeiro. A abordagem da Companhia na administração de liquidez é de garantir, o máximo possível, que sempre tenha liquidez suficiente para

cumprir com suas obrigações ao vencerem, sob condições normais e de estresse, sem causar perdas inaceitáveis ou com risco de prejudicar a reputação da Entidade.

Os planos da administração da Companhia estão descritos na nota 4.1 d, que incluem dentre outras, a necessidade de suporte financeiro de terceiros.

#### **- Índices de liquidez:**

A Companhia monitora seu nível de liquidez considerando os fluxos de caixa esperados em contrapartida ao montante disponível em caixa e equivalentes de caixa. A gestão deste risco implica manter caixa e equivalentes, além de aplicações que permitam à Companhia ter capacidade de liquidar suas posições de mercado nos respectivos vencimentos. Abaixo, apresentamos os principais indicadores:

- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto prazo, aponta um índice de liquidez corrente de 0,63 (0,79 em 31 de Dezembro de 2017) e

- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto e de longo prazo, revela um índice de liquidez geral de 0,23 (0,20 em 31 de Dezembro de 2017).

A administração da ELETRONUCLEAR entende que os riscos de liquidez corrente estão administrados. O índice de liquidez geral está afetado pelos financiamentos das obras da Usina Angra 3, cuja entrada em operação, aprovado internamente até a data base de 31.12.2018, previa-se seu início de receita para 01 de janeiro de 2026 (Vide nota 14 g – Empreendimento Angra 3).

No quadro abaixo, estão demonstrados os passivos financeiros da Companhia por faixas de vencimento, correspondente ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual de vencimento. Os valores divulgados no quadro são os fluxos de caixa não descontados contratados:

PASSIVOS FINANCEIROS POR VENCIMENTO				
DESCRITIVO	R\$ MIL			
	Menos de um ano (ii)	Entre um e dois anos (ii)	Entre dois e cinco anos (ii)	Acima de cinco anos (ii)
Em 31 de dezembro de 2017 (i)				
- Empréstimos	1.032.704	958.296	2.660.151	10.294.761
- Fornecedores (iii)	471.483	471.484	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.504.187</b>	<b>1.429.780</b>	<b>2.660.151</b>	<b>10.294.761</b>
Em 31 de dezembro de 2018 (i)				
- Empréstimos	1.174.183	976.439	2.708.367	9.587.372
- Fornecedores (iii)	585.556	585.557	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.759.739</b>	<b>1.561.996</b>	<b>2.708.367</b>	<b>9.587.372</b>

(i) Como os valores incluídos na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratuais, esses não serão conciliados com os valores divulgados no balanço patrimonial para empréstimos e fornecedores.

(ii) A divisão das faixas de vencimento não são determinadas pelas normas e sim baseadas em uma opção da administração de acordo com os contratos.

(iii) A análise dos vencimentos aplica-se somente aos instrumentos financeiros e, portanto não estão incluídas as obrigações decorrentes de legislação.

#### - Patrimônio Líquido (Reversão do Passivo a descoberto)

No exercício de 2018, a Companhia registrou uma reversão do passivo a descoberto que existia nas demonstrações financeiras anteriores, que havia sido provocada pelo registro de *impairment* e do contrato oneroso, superiores aos demais componentes do Patrimônio Líquido. Essa reversão foi decorrente do novo cálculo do valor presente do empreendimento em função da revisão tarifária estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE na Resolução, CNPE Nº 14, de 09.10.2018 – DOU de 23.10.2018 e demais alterações no empreendimento, descritas na Nota 14 c.3.

#### d) Risco operacional

A ELETRONUCLEAR tem como atividade principal a operação das usinas Angra 1 e 2, e em razão disso, tem apresentado nos últimos anos um excelente nível de eficiência, com destaque até no cenário internacional.

Toda a energia produzida por essas usinas tem fornecimento contratual de longo prazo firmado com as distribuidoras de energia elétrica; contratos esses, regidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. A ELETRONUCLEAR entende que o risco de inadimplência fica mitigado na quitação desse faturamento, face à atividade de administração financeira estar sob o controle da CCEE, que possui autonomia sobre os recursos reservados pelas distribuidoras para esse fim.

A receita fixa das Usinas Angra 1 e 2 é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através do modelo PRORET – Módulo 6 – Submódulo 6.7, com reajustes anuais e revisões quinquenais da receita. A receita fixa de 2019 foi definida pela Resolução Homologatória nº 2.509 de 18.12.2018 (DOU 26.12.2018), no montante de R\$ 3.409.964.

Salienta-se que, conforme regras de comercialização das energias de Angra 1 e 2, os desvios eventuais (sobras ou faltas) são apurados em cada exercício e são faturados ou devolvidos em duodécimos no exercício seguinte.

Assim considerando, entende a administração da ELETRONUCLEAR, não haver nenhuma expectativa econômica e financeira que possa indicar um risco de descontinuidade operacional das usinas Angra 1 e 2.

Quanto à Usina Angra 3, em fase de construção, terá a totalidade de sua produção de energia elétrica comercializada sob a égide da Portaria MME Nº 980, de 23/12/2010, que culminou com a celebração do Contrato de Energia de Reserva – CER com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Esse regime de comercialização determina o fornecimento de uma quantidade de energia firme a uma tarifa contratual regulada, a qual foi revisada pela Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE: Resolução Nº 14, de 09.10.2018 – DOU de 23.10.2018.

A mencionada resolução aprovou o relatório elaborado pelo Grupo de Trabalho instituído pela Resolução nº 7, de 05.06.2018, recomendando adotar como preço de referência para a energia proveniente da usina a tarifa de R\$ 480,00/MWh, a valores de julho de 2018, tendo como objetivo estabelecer condições para a viabilização do Empreendimento.

Portanto, a modalidade de comercialização de Energia de Reserva da Usina Angra 3 assegura a esse projeto todas as garantias e compromissos de um modelo não exposto ao mercado de energia elétrica de curto prazo.

A administração da Companhia ressalva que diante da dificuldade da ELETRONUCLEAR em alocar recursos próprios em montantes suficientes para suportar as atividades de Angra 3, agravadas pela elevação da exigência de contrapartidas pelo BNDES, uma das instituições financeiras financiadora do empreendimento, que alterou de 20% para 40%, o percentual de participação financeira com recursos próprios, aplicáveis aos itens considerados financiáveis, levaram a Companhia a decidir, no terceiro trimestre de 2015, pela suspensão da maior parte de seus contratos com fabricantes nacionais e a reduzir sensivelmente os dispêndios associados aos contratos de serviços, de maneira a melhor compatibilizar a relação dos desembolsos ao fluxo de caixa existente e a conter a escalada de pagamentos em aberto. As suspensões foram efetuadas em duas etapas, sendo a primeira amparada pelo inciso XIV, do artigo 78, da Lei 8.666/93 que, resumidamente, prevê a suspensão contratual, de forma unilateral, sem ônus para a

Administração, e, a segunda, finalizada em junho de 2016, em termos consensuais, sendo assegurado o ressarcimento dos custos incorridos, pela suspensão, às empresas contratadas.

Considerando que o obstáculo maior para viabilização do projeto foi solucionado com a revisão tarifária realizada, mencionada anteriormente, a administração da Companhia vem avançando em gestões para que novas extensões de suspensões consensuais sejam viabilizadas, de forma a ser garantida a continuidade dos contratos então vigentes.

Com o objetivo de caracterizar a situação atual de Angra 3, e as implicações de sua paralisação para a ELETRONUCLEAR e para o Sistema Eletrobras, a administração da ELETRONUCLEAR vem conduzindo iniciativas para a implantação de um Plano de Ações para o equacionamento das condições necessárias à plena retomada e conclusão do empreendimento.

Este Plano de Ações visou a atender, entre outros, a condição requerida pelo BNDES, para a suspensão do início do pagamento do principal da dívida e a suspensão parcial do pagamento dos juros em seu contrato de financiamento.

O Plano de Ações está estruturado em duas partes. Na primeira parte é apresentado um breve histórico da evolução do empreendimento, destacando as principais dificuldades enfrentadas no seu desenvolvimento e que levaram à sua situação atual de paralisação. São abordadas ainda as consequências para a ELETRONUCLEAR e para o Sistema Eletrobras desta condição de paralisação que motiva o estabelecimento de um Plano de Ações para viabilização das condições para retomada e conclusão do empreendimento.

Na segunda parte, detalha as ações em três frentes: a) ações jurídicas e de *compliance*; b) atividades preparatórias para retomada e c) equacionamento dos recursos para conclusão do empreendimento.

No Plano de Ações, as iniciativas a serem empreendidas são definidas de forma objetiva, indicando as metas a serem alcançadas, os prazos e as instituições envolvidas na sua consecução.

A ELETRONUCLEAR, juntamente com sua holding Eletrobras, vêm participando de um fórum que analisa alternativas de cenários para a viabilização do Empreendimento, tendo como demais componentes o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Fazenda, o Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, o BNDES e a CEF.

Considerando que a autorização para o prosseguimento do Empreendimento Angra 3 em 2010, partiu do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, novamente houve a necessidade de submeter ao Conselho os estudos em andamento para nova avaliação e aprovação.

Para garantir uma avaliação adequada do cronograma e orçamento atualizado do projeto, a ELETRONUCLEAR contratou a Deloitte para realização dos trabalhos de consultoria independente necessários a dar segurança e consistência à formalização dos estudos ao CNPE.

Além disso, a ELETRONUCLEAR contratou a empresa Alvarez & Marsal do Brasil Ltda para estudar e definir o modelo ideal de negócio que possa trazer a participação de investimento de terceiros como participante do empreendimento.

Como resultado desse conjunto de providências, o projeto tomou um rumo assertivo, com a decisão do CNPE, em sua Resolução N° 14, de 09.10.2018 – DOU de 23.10.2018, que determinou ao Ministério de Minas e Energia que proponha ao Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos - CPPI, ações importantes para a definição do modelo de negócio a prosseguir, como segue:

I – o apoio, no que couber, à governança das ações necessárias à viabilização de Angra 3; e,

II – a avaliação sobre a possibilidade de qualificação do empreendimento no Programa de Parceria de Investimentos – PPI, após a conclusão dos estudos que indicarem o eventual modelo aplicável.

§ 1º Após a conclusão do processo licitatório a ser estabelecido no âmbito do PPI para seleção de parceiro para a viabilização da Usina Termonuclear Angra 3, deverá ser celebrado termo aditivo ao Contrato de Energia de Reserva – CER, mediante publicação de ato do Ministério de Minas e Energia.

§ 2º O processo licitatório de que trata o § 1º poderá ensejar alteração da parcela energia elétrica do preço de venda a constar do termo aditivo ao CER, observado o preço de referência de que trata o art. 1º.

A Companhia aguarda as decisões requeridas ao MME pelo CNPE, para que possa dar sequência aos procedimentos necessários à retomada das obras, o que certamente constará de cronograma de atividades.

#### **4.2 - Gestão de capital**

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade, para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Condizente com outras companhias do setor, a ELETRONUCLEAR monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total.

A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazo, conforme demonstrado no balanço patrimonial), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de curto prazo.

O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial, com a dívida líquida.

Os índices de alavancagem financeira podem ser assim sumariados:

ÍNDICE DE ALAVANCAGEM FINANCEIRA		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Total dos financiamentos e empréstimos (Nota 17a)	8.566.790	8.556.538
(-) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5a)	(3.805)	(1.064)
(-) Títulos e val. mobiliários de curto prazo (Nota 5b)	(85.145)	(277.951)
Dívida líquida	8.477.840	8.277.523
Total do patrimônio líquido	2.302.699	(5.147.539)
Total do capital total	10.780.539	3.129.984
Índice de alavancagem financeira - %	0,79	2,64

### 4.3 - Estimativa do valor justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a perda (*impairment*), estejam próximos de seus valores justos. A Administração entende que os valores justos de seus passivos financeiros são próximos dos seus valores contábeis, tendo em vista a disponibilidade de instrumentos financeiros similares no mercado e, portanto, de juros e condições equivalentes.

#### Valor justo hierárquico

Existem três níveis para classificação do Valor Justo referente a instrumentos financeiros, sendo que a hierarquia fornece prioridade para preços cotados não ajustados em mercado ativo referente a ativos ou passivos financeiros. A classificação dos Níveis Hierárquicos pode ser apresentada conforme exposto a seguir:

- Nível 1: Dados provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) de forma que seja possível acessar diariamente, inclusive na data da mensuração do valor justo.
- Nível 2: Dados diferentes dos provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) incluídos no Nível 1, extraídos de modelo de precificação, baseado em dados observáveis de mercado.
- Nível 3: Dados extraídos de modelo de precificação, baseado em dados não observáveis de mercado.

Em 31 de dezembro de 2018, a classificação por Nível Hierárquico apresenta-se da seguinte forma para os instrumentos financeiros valorizados a valor justo:

INSTRUMENTOS FINANCEIROS					
DESCRITIVO	R\$ MIL				
	Nível 1		Nível 2		Total
	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	
Títulos e valores mobiliários de curto prazo	277.951	277.951	-	-	277.951
Títulos e valores mobiliários de longo prazo	631.806	631.806	-	-	631.806
Total de ativos em 31/12/2017	909.757	909.757	-	-	909.757
Títulos e valores mobiliários de curto prazo	85.145	85.145	-	-	85.145
Títulos e valores mobiliários de longo prazo	897.847	897.847	-	-	897.847
Total de ativos em 31/12/2018	982.992	982.992	-	-	982.992

### Gerenciamento do capital

A política da Administração, bem como as demais áreas, procura um equilíbrio entre a rentabilidade vis-à-vis o risco incorrido, de modo a não expor seu patrimônio, ou de sofrer aumento súbito ou flutuações do mercado. Visando a gestão do capital saudável, a Companhia adota a política de preservar a liquidez, com o acompanhamento de perto do fluxo de caixa de curto e longo prazo.

### NOTA 5 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS DE CURTO PRAZO

Conforme estabelecido pela Resolução nº 3.284/05, emitida pelo Banco Central do Brasil - BACEN, em 25 de maio de 2005, as aplicações financeiras resultantes das receitas próprias das empresas públicas e das sociedades de economia mista, integrantes da Administração Federal Indireta, somente podem ser efetuadas por intermédio da Caixa Econômica Federal, do Banco do Brasil S.A. ou por instituição integrante do conglomerado financeiro por eles liderados.

As aplicações financeiras da Companhia, apresentadas no quadro abaixo (“b - Títulos e valores mobiliários de curto prazo”), resultam de recursos oriundos de financiamento concedido pelo BNDES e pela CEF, que são mantidos no Banco do Brasil e na CEF por força contratual. Estão aplicados em Extramercado FAE - Fundo de Investimento em Renda Fixa, que oferece liquidez diária e são compostas, principalmente, de títulos do governo brasileiro e certificados de depósitos bancários. O fundo de investimento possui possibilidade de resgate com liquidez imediata e sem carência.

**a) Caixa e equivalentes de caixa**

CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Caixa e bancos	3.805	1.064
<b>SALDO</b>	<b>3.805</b>	<b>1.064</b>

**b) Títulos e valores mobiliários de curto prazo**

Composição	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Investimento em renda fixa:		
* BB Extramercado FAE 2	85.042	94.181
** Fundo de Investimento Caixa Extramercado VI IRF-M 1 RF: FINANCIAMENTO	103	183.770
<b>TOTAL</b>	<b>85.145</b>	<b>277.951</b>

\* Rentabilidade no ano de 2018: 6,97% e 6,97% nos últimos 12 meses

\*\* Rentabilidade no ano de 2018: 6,88% e 6,88% nos últimos 12 meses

Em 2018, houve aplicação em títulos e valores mobiliários de curto prazo no valor de R\$ 805.000, rendimento bruto de R\$ 9.783 e resgate de recursos, incluso IRRF e pagamento de IOF, no montante R\$ 1.007.589.

**NOTA 6 – CLIENTES**

CLIENTES - CONTAS A RECEBER		
BALANÇO	R\$ MIL	
	Ativo Circulante 31/12/2018	Ativo Circulante 31/12/2017
Energia contratada	276.371	257.332
Inadimplência	11.377	-
Desvio positivo 2016	-	2.695
Desvio positivo 2017	8.265	99.183
Desvio positivo 2018	79.540	-
<b>TOTAL</b>	<b>375.553</b>	<b>359.210</b>

- a) O faturamento da Companhia é realizado, mensalmente, com base na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN. Em 31/12/2018, registra-se inadimplência por parte de uma distribuidora, mas não houve constituição de PCLD por não haver expectativa de perda.
- b) No exercício de 2018, foi apurado um desvio positivo no valor total de R\$ 79.540, para faturamento em doze parcelas iguais a partir do mês de fevereiro de 2019. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo a receber das distribuidoras participantes do Sistema Interligado Nacional – SIN, referente ao desvio positivo apurado no exercício de 2017 foi R\$ 8.265.
- c) O desvio positivo (reembolso) de R\$ 79.540, provisionados em dezembro de 2018, é em decorrência da energia fornecida ter sido maior que a energia garantida para o período. Ele corresponde a 50% do montante apurado e valorado ao PLD médio para o ano de 2018 e deverá ser cobrado a todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN em parcelas duodecimais a partir de fevereiro de 2019.

## NOTA 7 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS – ATIVO

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE	
	31/12/2018	31/12/2017
IRRF sobre aplicações financeiras	-	570
IRRF e CSLLRF Exercício Anterior	717	-
Saldo de antecipações de IRPJ	-	4.554
Saldo de antecipações de CSLL	-	1.431
IRPJ de exercícios anteriores	5.729	-
CSLL de exercícios anteriores	1.800	-
Créditos fiscais PASEP e COFINS	-	885
PASEP e COFINS Compensáveis Recolhidos a maior	18.219	17.259
Outros	18	128
<b>TOTAL</b>	<b>26.483</b>	<b>24.827</b>

## NOTA 8 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

O combustível nuclear utilizado nas usinas nucleares Angra 1 e Angra 2 é constituído de elementos fabricados com componentes metálicos e pastilhas de urânio em seu interior.

Na sua etapa inicial de formação, são adquiridos o minério de urânio e os serviços necessários a sua fabricação, e classificados contabilmente no ativo não circulante, nas contas de estoque de concentrado de urânio e serviço em curso - combustível nuclear, respectivamente. Depois de concluído o processo de fabricação, tem-se o elemento de combustível nuclear pronto, cujo valor é classificado em dois grupos contábeis: no ativo circulante, é registrada a parcela relativa à previsão do consumo para os próximos 12 meses e, no não circulante, a parcela restante.

A amortização do combustível nuclear ocorre pela perda do potencial de energia térmica dos elementos, que proporciona a geração de energia elétrica. A amortização não é linear, não havendo geração de energia, não há amortização.

COMBUSTÍVEL NUCLEAR		
BALANÇO	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Concentrado de urânio	187.394	194.047
Elementos prontos	5.584.845	5.076.097
Serviços em curso	267.908	318.732
Consumo Acumulado	(4.701.099)	(4.292.716)
<b>TOTAL</b>	<b>1.339.048</b>	<b>1.296.160</b>
Ativo circulante	510.638	465.152
Ativo não circulante	828.410	831.008
<b>TOTAL</b>	<b>1.339.048</b>	<b>1.296.160</b>

A movimentação dos elementos de combustível nuclear prontos está apresentada a seguir:

MOVIMENTAÇÃO DOS ELEMENTOS PRONTOS				
BALANÇO	R\$ MIL			
	SALDO EM 31/12/2017	ADIÇÕES	BAIXA	SALDO EM 31/12/2018
Ativo circulante	465.152	45.486	-	510.638
Ativo não circulante	4.610.945	463.262	-	5.074.207
<b>TOTAL BRUTO</b>	<b>5.076.097</b>	<b>508.748</b>	<b>-</b>	<b>5.584.845</b>
Consumo acumulado	(4.292.716)	-	(408.383)	(4.701.099)
<b>VALOR LÍQUIDO</b>	<b>783.381</b>	<b>508.748</b>	<b>(408.383)</b>	<b>883.746</b>

## NOTA 9 – ALMOXARIFADO

O saldo do almoxarifado é composto por materiais utilizados para consumo, nos montantes de R\$ 61.771 (R\$ 67.180, em 31 de dezembro de 2017) das usinas no curto prazo, assim como, os adiantamentos efetuados a fornecedores para a aquisição dos correspondentes materiais, nos montantes de R\$ 16.917 (R\$ 16.151, em 31 de dezembro de 2017), totalizando R\$ 78.688 (R\$ 83.331, em 31 de dezembro de 2017).

**NOTA 10 – OUTROS ATIVOS**

OUTROS ATIVOS	R\$ MIL		R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE		ATIVO NÃO CIRCULANTE	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Prêmios de seguros	17.014	15.055	-	-
Partes relacionadas (a)	51.903	31.240	1.289	1.289
Adiantamentos a fornecedores	4.887	5.006	-	-
INEPAR - multa contratual	4.141	4.141	-	-
Desativações em curso	(3.323)	2.302	-	-
Devedores diversos	30.032	23.015	-	-
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(16.759)	(16.613)	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>87.895</b>	<b>64.146</b>	<b>1.289</b>	<b>1.289</b>

(a) Veja detalhes sobre as transações com partes relacionadas na Nota 33.

**NOTA 11 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS DE LONGO PRAZO - FUNDO PARA O DESCOMISSIONAMENTO**

O descomissionamento de usinas nucleares constitui-se de um conjunto de medidas tomadas para retirar de serviço, com segurança, uma instalação nuclear, reduzindo a radioatividade residual a níveis que permitam liberar o local para uso restrito ou irrestrito. Para permitir a inserção, na ELETRONUCLEAR, dos custos a serem incorridos com o descomissionamento das usinas Angra 1 e 2, foi constituído contabilmente uma obrigação para desmobilização de ativos, com base em estudos técnicos elaborados pela Companhia, conforme Nota 25.

De acordo com a determinação do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, as atribuições pelas atividades de instituir e viabilizar o fundo, para fazer face ao efetivo descomissionamento das usinas nucleares Angra 1 e 2, ao final da vida útil econômica das referidas usinas, foram atribuídas à Eletrobras.

Em 15 de janeiro de 2008, a Eletrobras fixou as diretrizes para implementação do fundo financeiro, informando a conta corrente para os depósitos, as datas de recolhimentos, bem como os valores das quotas mensais a serem recolhidas no exercício de 2008.

Assim sendo, a ELETRONUCLEAR, em 20 de fevereiro de 2008, iniciou o processo de pagamento à Eletrobras, para o devido recolhimento ao fundo financeiro para o descomissionamento.

Anualmente, a Eletrobras estabelece o montante a ser recolhido ao fundo financeiro do Banco do Brasil para o descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2,

considerando como base de cálculo, a parcela considerada pela ANEEL, na receita fixa das mencionadas usinas. Para o exercício de 2018, o valor fixado para depósito foi o montante R\$ 131.655.

O mencionado fundo é mantido com o Banco do Brasil, através de um fundo de investimento extra mercado de longo prazo, exclusivo para acumular os recursos destinados a custear as atividades de descomissionamento das usinas Angra 1 e Angra 2. A titularidade deste fundo pertence à Eletrobras, conforme determinado pelo CNPE.

A seguir, demonstramos o detalhamento de carteira do mencionado fundo:

FUNDO DE DESCOMISSIONAMENTO		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Dólar Comercial Futuro	(3.333)	(1.316)
LTN	688.312	468.950
NTNF	63.009	46.224
Operações Compromissadas	149.880	117.963
Outros	(21)	(15)
TOTAL	897.847	631.806

Mensalmente, a Eletrobras informa à ELETRONUCLEAR, os rendimentos financeiros incorridos durante o período sobre as aplicações do fundo, com a devida tributação do imposto de renda na fonte.

Em dezembro de 2018, o fundo apresenta um ganho financeiro de R\$ 158.191 (Nota 30), (ganho financeiro de R\$ 48.546, em 31 de dezembro de 2017), em função da carteira do Fundo Financeiro do Banco do Brasil para descomissionamento conter título vinculado à variação da moeda dólar norte-americano. Em 2018, foram aplicados R\$ 129.381 no fundo para descomissionamento.

Abaixo, apresentamos o quadro da composição do fundo para descomissionamento:

FUNDO FINANCEIRO PARA O DESCOMISSIONAMENTO		
DESCRIPTIVO	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Parcelamento quotas de 2005/2006/2007	102.365	102.365
Quotas de 2008 a 2018	391.826	270.995
Total de quotas recolhidas	494.191	373.360
Planos de Recolhimentos Adicionais	36.561	28.011
Aplicação do IRRF	-	2.342
Ganhos líquidos auferidos acumulados	367.095	228.093
Patrimônio líquido do fundo	897.847	631.806
Saldo da Carteira de Aplicativos do Fundo	897.847	631.806

## NOTA 12 – DEPÓSITOS VINCULADOS

### a) Composição

DEPÓSITOS VINCULADOS		
COMPOSIÇÃO	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Depósitos judiciais		
Contingências trabalhistas	35.313	26.047
Contingências cíveis	1.091	1.143
Contingências tributárias	29.589	28.233
	65.993	55.423
Outros depósitos	(5.368)	130
Atualização monetária sobre os depósitos judiciais	37.859	33.080
<b>TOTAL</b>	<b>98.484</b>	<b>88.633</b>

**b) Movimentação**

MOVIMENTAÇÃO DOS DEPÓSITOS VINCULADOS				
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 31/12/2017	31/12/2018		
		BAIXAS	INCLUSÕES	SALDO
Depósitos judiciais	55.423	(363)	10.933	65.993
Outros depósitos	130	(5.498)	-	(5.368)
Atualização monetária s/depósitos judiciais	33.080	-	4.779	37.859
<b>TOTAL</b>	<b>88.633</b>	<b>(5.861)</b>	<b>15.712</b>	<b>98.484</b>

**NOTA 13 – ATIVOS FISCAIS DIFERIDOS SOBRE PREJUÍZOS FISCAIS**

A Companhia possui prejuízo fiscal no montante de R\$ 760.519 (R\$ 893.451 em 31 de dezembro de 2017) e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 974.067 (R\$ 1.106.847 em 31 de dezembro de 2017).

Pela legislação tributária em vigor, o prejuízo fiscal e a base negativa da CSLL são compensáveis com lucros tributáveis futuros, até o limite de 30% do resultado tributável do exercício, sem prazo de prescrição.

A Companhia não reconhece impostos diferidos ativos sobre prejuízos fiscais e base negativa, por não apresentar um histórico de resultados positivos nos três últimos anos e não ter expectativa de reverter a situação em curto prazo, conforme prevê a Instrução CVM nº 371/2002.

O cálculo da taxa efetiva de imposto de renda e contribuição social, e a composição dos impostos diferidos passivos, encontram-se detalhados na Nota 18.

**NOTA 14 – IMOBILIZADO**

Os bens e instalações utilizados na produção são vinculados ao serviço público de energia elétrica, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador, segundo a legislação federal vigente.

**a) Composição do saldo do imobilizado**

DESCRIPTIVO	% taxa anual de depreciação	IMOBILIZADO			
		31/12/2018			31/12/2017
		Custo	Depreciação e amortização acumuladas	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>EM SERVIÇO</b>					
Terrenos		34.380	-	34.380	34.380
Ed.Obras Civis Benfeitorias		1.536.796	(933.364)	603.432	644.650
Máquinas e Equipamentos - Inst.Fixas		8.437.136	(4.310.552)	4.126.584	4.572.029
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		126.119	(82.289)	43.830	45.915
Veículos		12.867	(10.289)	2.578	3.698
Móveis e Utensílios		21.351	(13.135)	8.216	9.011
<b>Angras 1 e 2</b>	<b>3,3</b>	<b>10.168.649</b>	<b>(5.349.629)</b>	<b>4.819.020</b>	<b>5.309.683</b>
<b>EM CURSO</b>					
Terrenos		-	-	-	-
Ed.Obras Civis Benfeitorias		48.872	-	48.872	47.683
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		264.421	-	264.421	182.018
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		4.899	-	4.899	4.596
Veículos		136	-	136	683
Móveis e Utensílios		154	-	154	158
A Ratear		397.914	-	397.914	333.822
Transf/fab e rep/mat em processo		3.002	-	3.002	3.002
Compras em andamento		1.731	-	1.731	1.472
Adiantamento a fornecedores		8.506	-	8.506	36.411
<b>Angras 1 e 2</b>		<b>729.635</b>	<b>-</b>	<b>729.635</b>	<b>609.845</b>
Terrenos		115	-	115	115
Ed.Obras Civis Benfeitorias		1.558.784	-	1.558.784	1.552.115
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		1.494.388	-	1.494.388	1.404.246
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		-	-	-	-
Veículos		-	-	-	-
Móveis e Utensílios		-	-	-	-
A Ratear		5.665.009	-	5.665.009	4.835.880
Transf/fab e rep/mat em processo		-	-	-	-
Compras em andamento		119.086	-	119.086	105.761
Adiantamento a fornecedores		2.067.102	-	2.067.102	2.002.236
<b>Angra 3</b>		<b>10.904.484</b>	<b>-</b>	<b>10.904.484</b>	<b>9.900.353</b>
Impairment Angra 3		(4.046.642)	-	(4.046.642)	(9.900.353)
<b>Total Angra 3</b>		<b>6.857.842</b>	<b>-</b>	<b>6.857.842</b>	<b>-</b>
<b>Angras 1, 2 e 3</b>		<b>7.587.477</b>	<b>-</b>	<b>7.587.477</b>	<b>609.845</b>
<b>TOTAL</b>		<b>17.756.126</b>	<b>(5.349.629)</b>	<b>12.406.497</b>	<b>5.919.528</b>

## b) Movimentação do imobilizado

MOVIMENTAÇÃO DO IMOBILIZADO EM 2018 - R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO EM 31/12/2017	ADIÇÕES / DEPRECIÇÃO	ENCARGOS FINANCEIROS E RENDIMENTOS CAPITALIZADOS	DEPRECIÇÃO CAPITALIZADA	TRANSF. PARA SERVIÇO	BAIXAS / OUTROS *	SALDO EM 31/12/2018
Em curso	10.510.198	550.303	579.154	1.000	(5.967)	(569)	11.634.119
<i>Impairment Angra 3</i>	(9.900.353)	5.853.711	-	-	-	-	(4.046.642)
Em serviço: custo	10.176.412	-	-	-	5.967	(13.730)	10.168.649
Depreciação	(4.866.729)	(499.781)	-	(1.030)	-	17.911	(5.349.629)
Total em serviço	5.309.683	(499.781)	-	(1.030)	5.967	4.181	4.819.020
<b>TOTAL</b>	<b>5.919.528</b>	<b>5.904.233</b>	<b>579.154</b>	<b>(30)</b>	<b>-</b>	<b>3.612</b>	<b>12.406.497</b>

MOVIMENTAÇÃO DO IMOBILIZADO EM 2017 - R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO EM 31/12/2016	ADIÇÕES / DEPRECIÇÃO	ENCARGOS FINANCEIROS E RENDIMENTOS CAPITALIZADOS	DEPRECIÇÃO CAPITALIZADA	TRANSF. PARA SERVIÇO	BAIXAS / OUTROS *	SALDO EM 31/12/2017
Em curso	9.482.446	477.616	605.151	962	(55.389)	(588)	10.510.198
<i>Impairment Angra 3</i>	(8.949.393)	(950.960)	-	-	-	-	(9.900.353)
Em serviço: custo	9.142.264	-	-	-	55.389	978.759	10.176.412
Depreciação	(4.460.205)	(405.590)	-	(962)	-	28	(4.866.729)
Total em serviço	4.682.059	(405.590)	-	(962)	55.389	978.787	5.309.683
<b>TOTAL</b>	<b>5.215.112</b>	<b>(878.934)</b>	<b>605.151</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>978.199</b>	<b>5.919.528</b>

\* O montante de R\$ 978.759 está composto por: R\$ 978.880 (revisão da estimativa de descomissionamento e ajuste a valor presente conforme NOTA 25) e R\$ 121 (baixa e outros movimentos no imobilizado)

## c) Valor recuperável dos ativos de longo prazo

A Companhia estimou o valor recuperável de seus ativos de longo prazo com base em valor em uso, tendo em vista não haver mercado ativo para a infraestrutura. O valor em uso é avaliado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e, são baseadas, tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão.

**c.1)** Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e reajustes tarifários contratuais de inflação;

**c.2)** Taxa de desconto

A taxa de desconto (após os impostos) para as Usinas Angra 1 e 2 - foi utilizada a taxa específica para o segmento de geração de 5,86%, obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado.

Para a Usina Angra 3, em função das características peculiares de financiamento, a taxa de desconto foi calculada considerando a estrutura de capital específica do projeto, o que resultou na taxa de desconto para a base dezembro de 2018, de 7,03 % (5,39% na base dezembro 2017). Nesses cálculos foram utilizados, além dos parâmetros tradicionais conforme Informação Técnica Eletrobras DFPP 001/2019, de 21/01/2019, o beta calculado pela ANEEL, conforme Nota Técnica ANEEL 381/2012, alavancando a estrutura de capital do projeto. A opção do beta utilizado pela ANEEL consiste no fato de que nenhuma empresa de geração de energia elétrica com capital aberto no Brasil possui ativos de geração de energia nuclear, ao contrário da amostra de empresas utilizada no cálculo do beta pela ANEEL, que considera empresas americanas com o mínimo de duas plantas nucleares de geração de energia.

### **c.3 ) Registro de reversão parcial de *Impairment* e contrato oneroso**

Os eventos que indicaram a reversão parcial do *impairment* e do total de registro de contrato oneroso relacionado à usina Angra 3, estão listados a seguir:

**a) Revisão Tarifária** - As decisões estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE na Resolução CNPE Nº 14, de 09.10.2018 – DOU de 23.10.2018, revigoraram a garantia de saneamento do Empreendimento.

Tendo como objetivo estabelecer condições para a viabilização da Usina Nuclear Angra 3, a mencionada resolução aprovou o relatório elaborado pelo Grupo de Trabalho instituído pela Resolução nº 7, de 05.06.2018 com a recomendação de adotar como preço de referência para a energia proveniente da usina a tarifa de R\$ 480,00/MWh, a valores de julho de 2018. O CNPE determinou ainda ao Ministério de Minas e Energia que proponha ao Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos - CPPI, a sequência de outras ações para a definição do modelo de negócio a ser seguido:

A tarifa inicial contratual de R\$ 148,65 / MWh, base setembro de 2009, atualizada para R\$ 254,50 / MWh base dezembro de 2018, estava defasada das necessidades atuais do projeto, sendo esse o principal motivo que havia levado a Companhia reconhecer uma provisão preliminar para perda por desvalorização do ativo relacionado à usina Angra 3. Sua revisão para R\$ 480,00 / MWh base julho de 2018, foi fundamental no resultado da apuração do valor justo da usina levando a reversão parcial do *impairment* e do total de contrato oneroso registrado.

A definição da modelagem ideal para o empreendimento foi aprovada na Resolução de Diretoria ETN RDE 1442.005/2019 de 08/01/2019, que ratifica o Relatório Técnico DDE.T 001/2019 de 04/01/2019, o qual além da modelagem apresenta um histórico da usina e as premissas econômico financeiras para a novo perfil do projeto.

Durante o exercício de 2018, o empreendimento sofreu alteração cronológica na expectativa de sua conclusão, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para 01 de janeiro de 2026, aprovada em reunião da Diretoria Executiva, conforme RDE 1434.002/18 de 06/11/2018, que oficializa os dados do Relatório DPE.T 003/2018 de

26/10/2018. Até então, a previsão de data de entrada em operação da usina era 01 de janeiro de 2025.

Nesse mesmo período, o orçamento direto total do projeto foi atualizado para a base junho de 2018, de modo a refletir a realidade do projeto, além da reprogramação de atividades devido ao novo cronograma da obra. Essa alteração foi também aprovada conforme RDE 1434.002/18 de 06/11/2018, e consta do Relatório DPE.T 003/2018 de 26/10/2018.

Os Custos Indiretos também sofreram alteração em relação a posição de 2017, com a revisão da previsão de gastos estruturais de engenharia interna e fiscalização. Nesse grupo de custos indiretos foi considerado o pagamento de 100% dos encargos do empréstimo do BNDES, da CEF e da Eletrobras RGR durante todo o período de construção, de janeiro de 2019 a dezembro de 2025. Foram incorporados como custo indireto realizado do empreendimento, os encargos financeiros contabilizados até a competência de dezembro de 2018.

A taxa de desconto de 7,03 % utilizada no teste de *impairment* em 31 de dezembro 2018, foi calculada pela metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*/Custo Médio Ponderado de Capital), considerando os parâmetros tradicionais e usualmente utilizados no mercado conforme Informação técnica Eletrobras DFPP 001/2019, de 14/02/2019. A taxa de desconto utilizada no teste de *impairment* de dezembro de 2017 foi de 5,39%.

Os custos a realizar até o término da construção, prevista para 31 de dezembro de 2025, foram adicionados ao fluxo de caixa do empreendimento como CAPEX (*Capital Expenditure*/Despesa de Capital ou Investimentos em bens de Capital) durante os períodos de anos de realização de janeiro de 2019 a dezembro de 2025. A partir daí, o fluxo de caixa segue com a projeção de resultado do empreendimento até dezembro de 2065.

Foi desenvolvido um fluxo de caixa, a partir dos valores do resultado projetado a partir de janeiro de 2026, a preços de dezembro de 2018, durante a vida útil econômica da usina em análise. O prazo estimado é de 40 anos, por sua semelhança à Usina Angra 2, que dispõe de licença de operação nesse prazo. Esse prazo é considerado razoável ou mesmo conservador perante a expectativa conhecida de vida operacional desse tipo de instalação.

Os valores anuais obtidos no fluxo de caixa descontado foram acumulados, ano a ano, para serem comparados com o saldo do Ativo Imobilizado recuperável, representado pelo custo contábil realizado até 31 de dezembro de 2018.

A análise elaborada pela Companhia apurou um Valor Presente Líquido (VPL) positivo em 31 de dezembro de 2018 no valor de R\$ 6.857.841 para o empreendimento, contra o valor negativo de R\$ 11.289.195 em 31 de dezembro de 2017. Considerando que o montante de investimentos já realizado na usina é de R\$ 10.904.484, fica configurado um

*impairment* de R\$ 4.046.642.

Os valores registrados como provisão de perda para o empreendimento, nas demonstrações financeiras de setembro de 2018 é de R\$ 11.289.196, sendo R\$ 10.552.929 de *impairment* e R\$ 736.267 de contrato oneroso.

Nesse caso, houve uma reversão com crédito no resultado do exercício de 2018 de R\$ 7.242.553, referentes aos registros de provisões contábeis para perda, sendo R\$ 6.506.286 de reversão de *impairment* a débito do Ativo Não Circulante Imobilizado e R\$ 1.388.843 de reversão de contrato oneroso a débito do Passivo Não Circulante - Provisões Passivas.

A Companhia continua monitorando as estimativas e os riscos associados na determinação do valor recuperável desse empreendimento e, na medida que novas negociações, novos estudos ou novas informações se concretizem e requeiram modificações no plano de negócio dos empreendimentos, as mesmas serão atualizadas para refletir tais alterações.

#### **c.4) Tarifa**

A receita calculada para o teste de *impairment* de dezembro de 2018, teve base a tarifa de referência no valor de R\$ 480,00/MWh estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE na Resolução CNPE Nº 14, de 09.10.2018 – DOU de 23.10.2018. Essa tarifa substituiu a tarifa original, instituída quando da assinatura do fornecimento da energia da usina em 2009, e regulamentada através da Portaria MME 980/2010, com o valor original de R\$ 148,65 / MWh, que corrigida para dezembro de 2018 alcançava o valor de R\$ 254,50 / MWh e que indicava profunda defasagem em relação às necessidades atuais do empreendimento.

#### **c.5) Sinergia**

As Usinas Angra 2 e Angra 3 são oriundas de projetos similares e, por isso, tem sido utilizado o parâmetro de custos de Angra 2 em Angra 3. Ocorre que, existirá um ganho de custo/produzibilidade na entrada de Angra 3 por não haver necessidade de duplicar todas as atividades geradoras de custo, pois áreas comuns estarão atendendo as duas usinas.

A sinergia apurada para o projeto, considerando estudos internos, baseados na utilização da mão de obra da Companhia, apontou para um patamar de cerca de 25,4% conforme Nota Técnica SF.A 022/2016; sendo esse percentual utilizado para estimativa do custo operacional PMSO, da Usina Angra 3, no teste de *impairment* de dezembro de 2015 e nos testes posteriores, com ajustes inflacionários e reduções por ganhos no custo de pessoal decorrentes dos planos de desligamentos.

#### **d) Licenciamento das usinas Angra 1 e 2**

As usinas nucleares são submetidas a dois processos de licenciamento: Licenciamento Ambiental, de competência do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e Licenciamento Nuclear, conduzido pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN).

Atualmente, a Usina Angra 1 possui a Autorização para Operação Permanente (AOP), emitida pela CNEN, em 1994 e renovada por 14 anos, pelo Ofício CNEN nº 124/2010 – CGRC/CNEN, de 09/08/2010 e a Usina Angra 2 possui a Autorização para Operação Permanente (AOP), concedida pela Resolução CNEN n.º 106/2011, válida por 30 anos a partir de 15/06/2011.

Em 12 de março de 2014, o IBAMA emitiu a Licença de Operação nº 1217/2014, que autorizou a operação das Usinas Angra 1 e 2, válida por 10 anos.

#### **e) Interpretação Técnica ICPC 12 – Mudanças em Passivos**

A Interpretação Técnica ICPC 12 - Mudanças em passivos, aprovada pela Deliberação CVM 621, de 22 de dezembro de 2009, determina que a alteração de taxa de desconto aplicada em passivo de desativação deve refletir como atualização do ajuste a valor presente desse passivo, devendo tal alteração ser adicionada ao ativo correspondente.

A taxa de desconto atual para ajuste a valor presente é de 5,86 % ao ano, estabelecida para aplicação por todas as Empresas do Sistema Eletrobras.

#### **f) Pronunciamento Técnico CPC 27 – Sobressalentes no Imobilizado**

A Companhia mantém em seu estoque uma gama de material de valor compatível às necessidades específicas de cada uma de suas usinas, devido às características próprias e individuais dos projetos. Trata-se de componentes e respectivos sobressalentes de fabricação restrita, de disponibilidade reduzida e, na sua quase totalidade, adquirida do exterior, necessários de modo a garantir a performance e fluxo contínuo de operação.

### **g) Empreendimento Angra 3**

O planejamento original para a construção da Usina Nuclear Angra 3 previa que a planta seria implementada com base em um Cronograma Executivo de 66 meses\*. Tal premissa fundamental era alicerçada na experiência da ELETRONUCLEAR com a construção de Angra 2, excluídos os períodos nos quais suas atividades estiveram paralisadas, bem como com os programas de implantação das usinas nucleares mais recentemente construídas na Alemanha. O início desse prazo foi caracterizado pelo início da execução dos serviços de concretagem do edifício do reator, ocorrido em 01 de setembro de 2010.

A viabilização desse prazo contemplava diversas premissas, algumas das quais ainda não concretizadas e, adicionalmente, não se anteviam grandes dificuldades de natureza externa que impactassem sobremaneira o desenvolvimento das obras.

O empreendimento Angra 3 sofreu alteração cronológica por eventos operacionais relacionados aos contratos de montagem eletromecânica e obras civis, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para 01 de janeiro de 2026 conforme aprovado pela Diretoria Executiva, nos termos da RDE 1434.002/18 de 06/11/2018, e consta do Relatório DPE.T 003/2018 de 26/10/2018.

Como todo empreendimento, em que são necessárias a aplicação intensiva de capital por um longo período, a construção de uma nova unidade de geração de energia de fonte nuclear não é diferente. Um dos grandes desafios a serem ainda superados têm sido a estruturação dos recursos financeiros necessários à sua implementação.

A situação atual do empreendimento aponta altos valores a serem ainda investidos que não têm origem ou financiamento definido ou assegurado (parcelas não financiadas + capital próprio). Desse total, pode-se considerar que cerca de 50% possam ser alocados a um parceiro privado em um modelo, ora em estudo, correspondendo esse percentual ao escopo remanescente transferível para o parceiro.

Nesse contexto, permanece sem solução imediata a captação de financiamentos de grande monta para o escopo sob responsabilidade da ELETRONUCLEAR e o atendimento às garantias demandadas pelo parceiro privado.

Os aportes de capital por parte do parceiro, conforme descrito na Nota 4.1d, devem ocorrer na forma de bens e serviços (construção civil, montagem eletromecânica e fornecimentos não contratados), a serem integralizados à medida que seja incorporado à obra.

A alternativa de criação de uma sociedade mantém ainda a necessidade de um sócio investidor que garanta a parcela de capital próprio remanescente para a ELETRONUCLEAR ser majoritária na mencionada sociedade, garantindo assim a operacionalização da mesma sem contestação de constitucionalidade, visto que a ELETRONUCLEAR é delegada pela União para operação e manutenção de usinas.

## NOTA 15 – INTANGÍVEL

O ativo intangível da Companhia compõe-se, basicamente: da aquisição de licença de uso do software do seu sistema corporativo central, denominado SAP R/3, e de outros softwares aplicativos de uso específico e geral, de valores substanciais, estando os mesmos registrados pelo custo de aquisição.

A movimentação do ativo intangível está assim constituída:

MOVIMENTAÇÃO DO INTANGÍVEL EM 2018- R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO 31/12/2017	ADIÇÃO	TRANSF P/SERVIÇO	AMORTIZAÇÃO	AMORTIZAÇÃO CAPITALIZADA	OUTROS	SALDO 31/12/2018
Em curso	58.266	12.312	-	-	-	-	70.578
Em serviço - custo	102.198	-	-	-	-	(3.249)	98.949
Amortização	(93.019)	(5.843)	-	-	-	2.880	(95.982)
Total em serviço	9.179	(5.843)	-	-	-	(369)	2.967
TOTAL LÍQUIDO	67.445	6.469	-	-	-	(369)	73.545

MOVIMENTAÇÃO DO INTANGÍVEL EM 2017 - R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO 31/12/2016	ADIÇÃO	TRANSF P/SERVIÇO	AMORTIZAÇÃO	AMORTIZAÇÃO CAPITALIZADA	OUTROS	SALDO 31/12/2017
Em curso	48.348	9.859	-	-	59	-	58.266
Em serviço - custo	102.198	-	-	-	-	-	102.198
Amortização	(85.400)	-	-	(7.560)	(59)	-	(93.019)
Total em serviço	16.798	-	-	(7.560)	(59)	-	9.179
TOTAL LÍQUIDO	65.146	9.859	-	(7.560)	-	-	67.445

## **NOTA 16 – FORNECEDORES**

O saldo de fornecedores está composto de contas a pagar a empresas que fornecem materiais para o estoque do almoxarifado da operação, concentrado de urânio e serviços para o estoque de combustível nuclear e para aplicação direta no investimento e nas atividades estruturais da ELETRONUCLEAR.

Na composição do saldo de provisão de fornecedores nacionais está provisionado o montante de R\$ 142.656 referente à cobrança por parte da Enel Distribuidora sobre o Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) autorizada por meio do Despacho ANEEL 1.283/2018 de 12.06.2018. O referido Despacho estabeleceu como prazo final a data de 11.07.2018 para a ELETRONUCLEAR e a Enel Distribuição Rio celebrarem um Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSD referente as conexões da UTN Almirante Álvaro Alberto - Usina de Angra nos setores de 13,8 kV e de 138 kV na Subestação Angra (USI). Anteriormente a essa data, tratava-se apenas de uma questão de entendimento controverso. Enquanto a ENEL supunha ter direitos sobre a mencionada prestação de serviços, por outro lado a ELETRONUCLEAR também se mantinha convicta pelo sentido contrário, visto ter sua primeira unidade operacional iniciado os serviços em janeiro de 1985 e nunca ter sido mencionada a existência dessa possibilidade. A energia consumida pela Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto CNAAA, é o chamado Consumo Próprio de Energia, quando a empresa utiliza parte de sua própria produção, e, portanto, sempre foi assim reconhecida por todas as empresas de distribuição antecedentes da ENEL, responsáveis pela área onde estão instaladas as Usinas Angra 1 e Angra 2. Com a determinação da ANEEL por meio do referido Despacho, o contrato foi finalmente assinado em julho de 2018, tendo sido previamente aprovado por Resolução de Diretoria Executiva, conforme RDE 1414.004/18, com validade a partir da data de sua assinatura.

Em 25.09.2018, a ELETRONUCLEAR apresentou pedido de medida cautelar para suspender a exigibilidade dos débitos relativos ao período compreendido entre 19 de abril de 2014 e a assinatura do CUSD, bem como a impossibilidade da inscrição desses montantes no Cadastro de Inadimplentes, pois discordava dos valores apresentados pela Enel Rio, que incluíam os encargos setoriais referentes à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Sobre a incidência ou não dos encargos, há previsão legal para o atendimento ao pleito da ELETRONUCLEAR, uma vez que: o Decreto nº 5.163, de 2004, estabelece que os autoprodutores e produtores independentes de energia não estão sujeitos ao pagamento das quotas da CDE, tanto na produção quanto no consumo; o Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que aplica a isenção tanto à CDE como ao PROINFA; a Resolução Normativa – REN nº 530, de 2012, estabelece, em seu art. 18, que o montante de energia disponível para venda das usinas de Angra 1 e 2 seria descontado do consumo interno; e também o Caderno nº 23 das Regras de Comercialização – Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear, conforme informado pela CCEE5 – que dispõe sobre a apuração anual, em que é

calculada a diferença entre a energia gerada e a garantia física das usinas de Angra 1 e 2, descontadas as perdas e consumo interno. Dessa forma, como não há comercialização de energia elétrica para atendimento das cargas das Usinas de Angra 1 e 2, era do entendimento da ELETRONUCLEAR que o pagamento pelo uso do sistema de distribuição pela ELETRONUCLEAR não deveria considerar os custos da CDE e do PROINFA.

A ANEEL, em 27.11.2018, por meio do Despacho ANEEL nº 2.741/2018 aceitou os argumentos da ELETRONUCLEAR e eliminou essas cobranças deste novo encargo, o que fez por reduzir as obrigações reconhecidas até 09/2018. Os pagamentos destas obrigações foram negociados com a ENEL, e serão liquidados ao longo de 2019.

Em também decisão da ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.509, de 18.12.2018, o CUSD passará a integrar, a partir de 2019, a Parcela A da receita fixa das Usinas Angra 1 e 2, tendo seus efeitos retroativos reconhecidos em componente de parcela de ajuste e cujo normativo de Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, Submódulo 6.7 Centrais de Geração Angra 1 e 2, também teve devido tratamento alterado por meio da Resolução Normativa nº 838, de 18.12.2018.

Também está composta nessa rubrica, a provisão do valor de R\$ 246.143 (R\$ 223.180, em 31 de dezembro de 2017), a ser pago à Furnas. Essa provisão, entendida como devolução líquida a Furnas de faturamento a maior, decorre do seguinte:

- a) Diferença a favor de Furnas entre as tarifas provisórias, que deram base ao faturamento da ELETRONUCLEAR de 2010, 2011 e 2012, e as tarifas definitivas recentemente, divulgadas pela Resolução Homologatória nº 1.585, de 13 de agosto de 2013, a crédito desta rubrica, no valor de R\$ 211.060;
- b) Complemento de faturamento realizado pela ELETRONUCLEAR no período de 2005 a 2012, a débito desta rubrica, referente às diferenças das perdas na transmissão no valor de R\$ 73.468;
- c) Atualização monetária de R\$ 55.163 e juros de R\$ 53.388 a crédito desta rubrica.

A variação cambial destacada refere-se à atualização das faturas em moedas estrangeiras processadas desde seus registros até a data do balanço.

Abaixo, quadro com a composição da dívida com fornecedores:

FORNECEDORES EM 31/12/2018				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Variação cambial	Provisões	TOTAL
<u>Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	82.048	82.048
Fornecedores - nacional	361.846	-	178.002	539.848
Fornecedores - exterior	180.774	55.561	148.787	385.122
TOTAL CIRCULANTE	542.620	55.561	408.837	1.007.018
<u>Não Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	164.095	164.095
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	164.095	164.095
TOTAL EM 31/12/2018	542.620	55.561	572.932	1.171.113

FORNECEDORES EM 31/12/2017				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Variação cambial	Provisões	TOTAL
<u>Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	74.393	74.393
Fornecedores - nacional	491.625	-	136.188	627.813
Fornecedores - exterior	90.944	13.172	(12.142)	91.974
TOTAL CIRCULANTE	582.569	13.172	198.439	794.180
<u>Não Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	148.787	148.787
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	148.787	148.787
TOTAL EM 31/12/2017	582.569	13.172	347.226	942.967

## **NOTA 17 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS**

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos são:

### **Aplicações nas Usinas Angra 1 e Angra 2**

Tratam-se de financiamentos captados com a Eletrobras para diversas etapas de melhoramentos da Usina Angra 1, para a troca dos geradores de vapor, a troca da tampa do vaso de pressão do reator e para o capital de giro da Companhia.

Em garantia dos compromissos assumidos com a Eletrobras, a ELETRONUCLEAR vinculou sua receita própria, oriunda das usinas Angra 1 e Angra 2, aos débitos previstos nos financiamentos. Tal vinculação está suportada por procurações outorgadas por instrumento público, para que, em caso de inadimplência, possa receber diretamente os valores em atraso.

### **Aplicações na Usina Angra 3**

Em 24 de janeiro de 2011, foi assinado o contrato de financiamento nº ECF-2878/2010 entre a Companhia e a Eletrobras, com interveniência do Banco do Brasil, com abertura de recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, na ordem de R\$ 890.000, para retomada do empreendimento de implementação da usina nuclear Angra 3.

Em 23 de fevereiro de 2011, foi assinado o contrato de financiamento nº 10.2.2032.1 entre o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e a ELETRONUCLEAR, com interveniência da Eletrobras, com abertura de um crédito de R\$ 6.14 bilhões, destinados à implantação da usina Angra 3.

Em garantia dos compromissos assumidos com o contrato do BNDES citado, a ELETRONUCLEAR constituiu uma Cessão Fiduciária em favor do BNDES, em caráter irrevogável e irretroatável, até o final da liquidação de todas as obrigações deste contrato, decorrentes da venda de energia produzida pela Usina de Angra 3.

A ELETRONUCLEAR deve apresentar ao BNDES, trimestralmente, Relatório Gerencial sobre a evolução física e financeira do projeto de Angra 3, assim como o Relatório sobre o andamento dos Programas Ambientais do empreendimento. Outras obrigações da Companhia incluem: a permissão de ampla inspeção das obras do projeto por parte de representantes do BNDES, a comunicação ao banco de fomento de qualquer ocorrência que acarrete a alteração do quadro de usos e fontes do projeto, não conceder preferência a outros créditos sem a anuência do BNDES e apresentar até 30 de abril de cada ano as demonstrações financeiras auditadas por empresa registrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

Em 28 de junho 2013, foi assinado o contrato nº 0410.351-27/2013 entre a ELETRONUCLEAR e a Caixa Econômica Federal - CEF (contrato principal), no montante

de R\$ 3.800.000, para financiamento de parte dos empreendimentos de Angra 3, referente à importação de equipamentos e serviços. O prazo do contrato é de 25 anos, a partir da data de assinatura, com a taxa de juros de 6,5% a.a. De acordo com a cláusula 3ª – Liberação de Recursos, a realização fica condicionada ao prévio adimplemento de diversas condições estipuladas nesse contrato, dentre as quais consta a celebração do contrato de Garantia Fidejussória da União e do contrato em contragarantia da ELETRONUCLEAR.

Como tais exigências não foram preenchidas no período programado, e como havia uma grande quantidade de faturas de equipamentos e serviços já vencidas, e também depois de diversas tratativas entre as partes, optou-se pela assinatura de um subcontrato em 30/09/2013, denominado Empréstimo-Ponte nº 0418.626-06/2013, com garantia da Eletrobras, no valor de R\$ 1 bilhão, com a taxa de juros de 6,7% a.a., capitalizados e incorporados ao saldo devedor. Tal contrato já está assinado e registrado em cartório. Todos os saques previstos foram realizados e, em 27 de julho de 2015, foi efetuada a quitação final do referido contrato.

Com o contrato de garantia assinado pela União, em 17 de julho de 2015, o contrato principal de R\$ 3.800.000, firmado com a Caixa Econômica Federal – CEF, em 28 de junho de 2013, entrou em vigor em conformidade com o estipulado na Cláusula Vigésima Sexta – Eficácia.

Em 27 de julho de 2015, houve o lançamento contábil da quitação do novo saldo devedor da conta de curto prazo (R\$ 1.078.003) – Empréstimo-Ponte CEF, e foi contabilizado o valor do primeiro desembolso do contrato principal (R\$ 1.983.570) na conta de longo prazo.

Em 21 de março de 2016, foi realizado o segundo desembolso da CEF relativo ao contrato nº 0410.351-27/2013, no valor de R\$ 478.000, para o pagamento de faturas de importação de serviços e equipamentos.

Em decisão da diretoria do BNDES, em 12 de Julho de 2016, foi autorizada a renegociação da dívida do contrato nº 10.2.2032.1, assinado entre o BNDES e a ELETRONUCLEAR, em 23 de fevereiro de 2011, com a suspensão do início do pagamento do principal da dívida e a suspensão parcial do pagamento dos juros apurados mensalmente.

De acordo com os termos da renegociação definidos no Aditivo nº 4, firmado entre a ELETRONUCLEAR e o BNDES, em agosto de 2016, foi estabelecida a suspensão do pagamento do principal por 24 meses, compreendendo o período de 15 de julho de 2016 até 15 de junho de 2018. Conforme cláusula sexta do contrato em questão, o início da amortização do principal da dívida seria em 15 de julho de 2016.

Com relação aos encargos da dívida, foi suspenso o pagamento de 70% dos juros durante o período de 15 de julho de 2016 até 15 de fevereiro de 2017. Durante este período, 30% do montante de juros apurado foi liquidado financeiramente, enquanto que o restante foi capitalizado ao saldo devedor. A partir de 15 de outubro de 2017, a

ELETRONUCLEAR iniciou o pagamento da totalidade do valor dos encargos apurados mensalmente.

Ainda nos termos do Aditivo nº 4, em razão da renegociação da dívida do Contrato nº 10.2.2032.1, a ELETRONUCLEAR ficou em débito com o BNDES no valor total de R\$ 16.795, acrescido do IOF, a título de Comissão de Renegociação, que foi incorporado ao saldo devedor do contrato em questão, na forma do Subcrédito C, que deverá ser pago em 54 parcelas, após um prazo de carência de 6 meses, sendo corrigido pela taxa média selic mais uma sobretaxa fixa e uma taxa de juros de 2,32% ao ano.

Em 08.03.2017, o BNDES autorizou nova renegociação da dívida referente ao Contrato de Financiamento nº 10.2.2032.1, destinado à construção do empreendimento de Angra 3. Nos termos aprovados, foi definido: I) a prorrogação, até 15.09.2017, da suspensão do pagamento do principal e de 70% dos juros apurados mensalmente, independente da celebração de aditivo contratual, mantendo a capitalização dos juros apurados não pagos; II) a manutenção da suspensão do pagamento do principal de 15.10.2017 até 15.01.2018, condicionada à comprovação ao BNDES até 15.09.2017: a) do pronunciamento favorável do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE quanto à viabilidade da continuidade da implantação do projeto; b) da vigência do contrato de execução das obras civis com a Andrade Gutierrez ou da publicação do edital de licitação de serviços de obras civis para conclusão do projeto; e c) da publicação dos editais de licitação para serviços de montagem eletromecânica do projeto; e III) a incorporação, ao saldo devedor do Contrato nº 10.2.2032.1, referente ao valor da Comissão de Renegociação, equivalente a 0,5% incidente sobre o saldo devedor total renegociado, acrescido de IOF, na forma do Subcrédito D.

O Subcrédito D deverá ser pago em 54 parcelas, após um prazo de carência de 6 meses, sendo corrigido pela taxa média SELIC mais uma Sobretaxa Fixa e uma taxa de Juros de 2,52% ao ano.

Em 14.03.2017, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-061/2017 de seu Conselho de Administração, anuiu, na qualidade de fiadora e principal pagadora, as condições de renegociação no âmbito do Contrato de Financiamento nº 10.2.2032.1, celebrado entre a ELETRONUCLEAR e o BNDES.

Em 16.10.2017, a ELETRONUCLEAR iniciou a amortização do principal e passou a realizar o pagamento de 100% dos encargos dos Subcréditos A e B relativos ao contrato nº 10.2.2032.1, celebrado com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES para investimentos no empreendimento de Angra 3.

Segundo os termos aprovados no Aditivo nº 5 ao contrato com o BNDES, a manutenção da suspensão do principal de 15.10.2017 até 15.01.2018 estava condicionada à comprovação ao BNDES do pronunciamento favorável do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE quanto à viabilidade da continuidade da implantação do projeto até a data de 15.09.2017, o que acabou não se concretizando, visto que tal assunto não foi pautado em reunião extraordinária do CNPE.

Em 28.03.2017, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-068/2017 de seu Conselho de Administração, aprovou a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR no valor de R\$ 160 milhões, sob o Contrato de Financiamento nº ECF-3341, com recursos

ordinários, tendo a finalidade de suportar a necessidade de contrapartidas em contratos internacionais de aquisição de equipamentos para o empreendimento Angra 3.

Em 05.04.2017, houve o primeiro desembolso de recursos no âmbito do Contrato nº ECF 3341/17 na ordem de R\$ 107 milhões. Em 27.04.2017, foi realizado o segundo desembolso, no valor de R\$ 53 milhões, totalizando a linha de crédito autorizada.

Em 21.07.2017, foi realizado o terceiro desembolso de recursos no âmbito do contrato Nº 0410.351-27/2013, celebrado com a CEF, no valor total de R\$ 358 milhões, para pagamento de faturas de máquinas, equipamentos e serviços prestados por empresas estrangeiras.

Em 16.05.2018, a ELETRONUCLEAR solicitou ao BNDES a postergação da data limite para o preenchimento da Conta Reserva, conforme previsto nos Parágrafos Primeiro, Terceiro e Quarto, da Cláusula Sétima (Garantia da Operação) do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 10.2.2032.1, e considerando a alteração no prazo, efetuada através do Termo Aditivo Nº 04. Na mesma carta, foi solicitada ainda a postergação do prazo limite para o atendimento das condicionantes referentes à Cláusula Décima (Obrigações Especiais da Beneficiária), Alíneas XIII e XIX, do Contrato de Financiamento nº 10.2.2032.1, que se referem, respectivamente, a apresentação da Autorização para a Utilização de Material Nuclear – AUMAN, e do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST e do Contrato de Conexão, também considerando as alterações nos prazos efetuadas por meio do Termo Aditivo nº 04.

Em 30.05.2018, por meio da Carta 084/2018-BNDES AE/DEENE1, o BNDES autorizou a prorrogação do prazo para a ELETRONUCLEAR apresentar a AUMAN, de 01.05.2018 para até 01.11.2023, e para apresentar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST e o Contrato de Conexão, de 31/03/2019 para até 01.01.2023.

Em 14.06.2018, por meio da Carta 092/2018-BNDES AE/DEENE1, o BNDES autorizou a prorrogação do prazo limite para o preenchimento integral, por parte da ELETRONUCLEAR, da Conta Reserva de 15.06.2018 para 15.06.2020, com o valor equivalente à soma das últimas três prestações vencidas de amortização e juros do Contrato de Financiamento nº 10.2032.1. Esta prorrogação suspendeu a obrigação do aumento da necessidade de capital de giro no valor aproximado de R\$ 92.604 (valor equivalente a soma das prestações vencidas entre 04/2018 a 06/2018).

Em 06.07.2018, a ELETRONUCLEAR iniciou a amortização do Contrato de Financiamento nº 0410.351-27/2013, firmado entre a ELETRONUCLEAR e a CEF, com o pagamento da primeira prestação, no valor de R\$ 24,7 milhões.

### **Outras Aplicações**

Em 14.08.2017, a Eletrobras, por meio da RES-557/2017 de sua Diretoria Executiva, aprovou a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR no valor de R\$ 59 milhões, sob o

Contrato de Financiamento nº ECF-3347, com recursos ordinários, para financiar os custos para implantação do Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE/2017. A carência do principal se dará até 31.01.2018 e a amortização do mesmo será realizada em 10 (dez) parcelas mensais, iguais e sucessivas, a primeira vencendo no dia 28 do mês subsequente ao vencimento da carência do principal.

O saldo devedor será reajustado anualmente, na data de aniversário do contrato, com base na variação “pro rata temporis” do IPCA calculado pelo IBGE. A taxa de juros do contrato será o equivalente a 7,83% a.a., sem incorporação ao principal na fase de carência e calculado “pro rata temporis” sobre o saldo devedor corrigido, com pagamento no dia 30 de cada mês após a liberação dos recursos. Haverá ainda pagamento de taxa de administração de 0,5% a.a., também calculado “pro rata temporis” sobre o saldo devedor corrigido.

Em 16.10.2017, houve a liberação da primeira parcela do contrato de financiamento nº ECF 3347/17, no valor de R\$ 11,2 milhões, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR, para pagamento dos primeiros desligamentos ocorridos no âmbito do PAE/2017.

Em 04.12.2017, foi liberada a segunda parcela do referido contrato, totalizando R\$ 41,9 milhões para cobrir os custos dos desligamentos ocorridos até dezembro de 2017, limitado a 90% do valor global da linha de crédito. A liberação dos 10% restantes só foi realizada em janeiro de 2018, após apresentação da prestação de contas de todos os pagamentos realizados no PAE/2017.

Em 24.08.2018, a Eletrobras, por meio da RES 604/2018 de sua Diretoria Executiva ratificada pelo seu Conselho de Administração por meio da Deliberação nº DEL-190/2018 em 31.08.2018, aprovou a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR no valor de R\$ 120 milhões, sob o Contrato de Financiamento nº ECF-3367, com recursos ordinários, para utilização como capital de giro. A carência do principal se dará por cinco meses após a primeira liberação e a amortização do mesmo será realizada em 10 (dez) parcelas mensais, iguais e sucessivas, a primeira vencendo no dia 30 do mês subsequente ao vencimento da carência do principal.

A taxa de juros do contrato será o equivalente a 132% do CDI divulgado pela CETIP S.A., sem incorporação dos juros ao principal na fase de carência e calculado “pro rata temporis” sobre o saldo devedor, com pagamento no dia 30 de cada mês após a liberação dos recursos. Haverá ainda pagamento de taxa de administração de 0,5% a.a., também calculado “pro rata temporis” sobre o saldo devedor.

Em 14.09.2018, houve a liberação da primeira parcela do contrato de financiamento nº ECF 3367/17, no valor de R\$ 28,0 milhões, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR e também conforme cronograma de liberação.

Em 10.10.2018, houve a liberação da segunda parcela do referido contrato, também no valor de R\$ 28,0 milhões.

Em 12.11.2018, foi liberada a terceira e última parcela do contrato nº ECF 3367/17, no valor de R\$ 64,0 milhões.

A RES 604/2018 e a DEL 190/2018 deixaram pré-aprovado um novo financiamento de R\$ 50 milhões, nas mesmas condições listadas ao contrato ECF-3367, delegando poderes à Diretoria Executiva da Eletrobras para determinar a efetiva liberação do contrato, caso, até o final de outubro a ELETRONUCLEAR não tivesse obtido suspensão do pagamento do serviço da dívida junto à CEF.

Tendo em vista que a ELETRONUCLEAR não obteve a suspensão do serviço da dívida junto à CEF, em 03.12.2018, a Eletrobras, por meio da RES 852/2018 de sua Diretoria Executiva, aprovou a concessão do financiamento no valor de R\$ 50 milhões à ELETRONUCLEAR, sob o Contrato de Financiamento nº ECF-3370.

Em 11.12.2018, houve a liberação da parcela única do contrato nº ECF-3370, no valor de R\$ 50,0 milhões, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR.

### **Reestruturação do Serviço da Dívida**

Em 18.09.2017, a Eletrobras, por meio da Resolução nº RES-621/2017 de sua Diretoria Executiva, aprovou a suspensão da exigibilidade do principal, sem incorporação dos juros, dos contratos ECR-286/14 (RES-0627/14), ECF-3278/15 (RES-0653/15) e ECF-3284/16, durante o período de 1º de Setembro de 2017 a 31 de Janeiro de 2018.

Em 23.02.2018, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-030/2018 de seu Conselho de Administração, aprovou a renegociação do serviço da dívida dos seguintes contratos de financiamento, com recursos ordinários, firmados com a ELETRONUCLEAR: ECF-3278/15, ECF-3284/16 e ECF 3347/17, alterando as respectivas cláusulas de amortização, com o alongamento do prazo de pagamento do saldo devedor, sem alteração nas demais cláusulas.

Em 24.08.2018, a Eletrobras aprovou, por meio da Resolução nº RES-604/2018 de sua Diretoria Executiva, ratificada pelo seu Conselho de Administração por meio da Deliberação nº DEL-190/2018 em 31.08.2018 a suspensão da exigibilidade do principal, sem incorporação dos juros, dos contratos ECR-286/14, ECF-3278/15, ECF 3284/16, ECF 3341/17 e ECF-3347/17, durante o período de 1º de julho de 2018 a 31 de Dezembro de 2018, mantendo todas as demais cláusulas contratuais.

**a) Quadro dos financiamentos e empréstimos**

DESCRIÇÃO	31/12/2018					31/12/2017				
	R\$ MIL				TX. EFETIVA	R\$ MIL				TX. EFETIVA
	JUROS	PRINCIPAL		TOTAL		JUROS	PRINCIPAL		TOTAL	
	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE			CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE				
<b>ANGRAS 1 e 2:</b>										
ELETROBRAS - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	-	34.161	233.220	267.381	5,00%	1.775	37.008	267.381	306.164	5,00%
ELETROBRAS - PSPE* - ECR 286 / ECF 3278	-	30.968	132.927	163.895	7,78%	1.869	64.532	112.266	178.667	12,78%
ELETROBRAS - INB - ECF 3284	-	16.024	88.133	104.157	12,01%	1.492	110.833	-	112.325	16,13%
ELETROBRAS - PAE - ECF 3347	-	30.756	-	30.756	7,83%	331	53.147	-	53.478	7,83%
ELETROBRAS - Capital de Giro** - ECF 3367 / ECF 3370	-	155.000	15.000	170.000	8,63%	-	-	-	-	-
<b>ANGRA 3:</b>										
ELETROBRAS - RGR- ECF 2878	-	29.712	537.301	567.013	5,00%	2.724	27.236	567.013	596.973	5,00%
ELETROBRAS - ECR 286	-	49.295	197.161	246.456	7,78%	2.824	45.187	221.809	269.820	12,78%
ELETROBRAS - ECF 3341	-	23.415	128.780	152.195	12,01%	2.153	44.445	115.556	162.154	16,13%
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	10.972	102.057	3.433.440	3.546.469	8,70%	11.188	94.092	3.511.195	3.616.475	8,72%
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	11	4.678	7.407	12.096	9,08%	17	4.395	11.354	15.766	10,20%
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	15	4.465	10.419	14.899	9,20%	20	4.195	13.984	18.199	10,32%
CEF - Nº 0410.351-27/13	14.793	86.402	3.190.278	3.291.473	6,70%	14.498	41.131	3.170.888	3.226.517	6,70%

**b) Quadro das mutações dos financiamentos e empréstimos**

MUTAÇÕES DOS FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS	EM R\$ MIL		
	MOEDA NACIONAL		TOTAL
	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	
Saldo em 31 de dezembro de 2017	565.092	7.991.446	8.556.538
Ingressos	104.900	71.000	175.900
Encargos - resultado	59.526	-	59.526
Encargos - investimento	558.064	-	558.064
Varição Monetária - resultado	1.232	-	1.232
Varição Monetária - investimento	1.174	25.341	26.515
Transferência para o não circulante	219.536	(219.536)	-
Incorporação de encargos ao principal	(105.815)	105.815	-
Pagamentos	(810.985)	-	(810.985)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	592.724	7.974.066	8.566.790

**c) Dívida total com seus vencimentos programados**

FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS POR VENCIMENTOS		
ANO	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
2018	-	565.090
2019	566.933	387.762
2020	409.842	401.371
2021	407.554	369.696
2022	417.578	371.111
Após 2022	6.764.883	6.461.508
<b>TOTAL</b>	<b>8.566.790</b>	<b>8.556.538</b>

## NOTA 18 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS - PASSIVO

A seguir, a composição das obrigações com tributos e contribuições sociais que se apresentam consignados no passivo circulante e não circulante, e que compõem as obrigações correntes, na sua totalidade, a vencer e sem registro de qualquer inadimplência, e os passivos fiscais diferidos.

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	R\$ MIL		R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
	CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
I.R.P.J. Parcelamento	1.273	1.273	1.379	2.652
IRRF - Folha de pagamento	7.652	18.306	-	-
ISS sobre importação e outros	630	2.850	-	-
ICMS	174	6.296	-	-
COSIRF	12.051	5.087	-	-
INSS	14.765	11.323	-	-
IPTU Acordo Angra	4.384	4.384	5.480	9.864
PASEP e COFINS	(8.786)	15.316	-	-
PASEP e COFINS - Diferidos	3.347	3.347	-	-
FGTS	9	4.061	-	-
CIDE s/serviços no exterior	4.515	2.521	-	-
Taxas de importação	11.728	1.542	-	-
Outros		12	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>51.742</b>	<b>76.318</b>	<b>6.859</b>	<b>12.516</b>

A Companhia constitui IRPJ e CSLL Diferidos sobre outros resultados abrangentes, ajustes relativos a adoção da Lei 11.638, bem como sobre diferenças temporárias que, em Dezembro de 2018, geraram uma posição líquida Ativa de IRPJ e CSLL Diferidos no montante total de R\$ 1.620.223 (R\$ 3.989.646 em 2017), contabilizados no Ativo Não Circulante e não houve registro de crédito. Todavia, em respeito ao estabelecido pelo CPC 32, foram registradas contas retificadoras, no mesmo montante, também no Ativo Não Circulante, de forma que o citado Ativo Diferido estivesse limitado ao montante do Passivo Diferido de IRPJ e CSLL.

DESCRIÇÃO	PASSIVO FISCAL DIFERIDO - R\$ MIL							
	31/12/2018				31/12/2017			
	PASSIVO NÃO CIRCULANTE				PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
	VALOR BASE	Contrib. Social	Imposto de Renda	TOTAL	VALOR BASE	Contrib. Social	Imposto de Renda	TOTAL
AVP - obrigação p/ desmobilização	273.036	24.573	68.259	92.832	418.296	37.647	104.574	142.221
Provisão para PLR dos empregados	(45.234)	(4.071)	(11.309)	(15.380)	(50.239)	(4.522)	(12.560)	(17.081)
Corr.monetária imobilizado 1995 a 1997	138.232	12.441	34.558	46.999	149.609	13.465	37.402	50.867
Imobilizado da desmobilização-AVP	2.523	227	631	858	(18.169)	(1.635)	(4.542)	(6.177)
Imobilizado da desmobilização-Custo	(175.143)	(15.763)	(43.786)	(59.549)	(56.653)	(5.099)	(14.163)	(19.262)
Outros ajustes CPC	(529.667)	(47.670)	(132.417)	(180.087)	(439.586)	(39.563)	(109.897)	(149.459)
Baixa despesas administrativas	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(65.825)	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(65.825)
Provisão Impairment Angra 3	(4.046.642)	(364.198)	(1.011.661)	(1.375.858)	(9.900.353)	(891.032)	(2.475.088)	(3.366.120)
Provisão Contrato Oneroso Angra 3	-	-	-	-	(1.388.843)	(124.996)	(347.211)	(472.207)
Ajuste CPC - Baixa de Angra 3	(689.197)	(62.028)	(172.299)	(234.327)	(689.197)	(62.028)	(172.299)	(234.327)
Transfer.de estoque para o Imobilizado	(173.176)	(15.586)	(43.294)	(58.880)	(144.791)	(13.031)	(36.198)	(49.229)
Receita financeira capitalizada no Imobilizado	(102.394)	(9.215)	(25.599)	(34.814)	(96.970)	(8.727)	(24.243)	(32.970)
Provisão benefício pós-emprego	4.243	382	1.061	1.443	62.121	5.591	15.530	21.121
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	(105.843)	(9.526)	(26.461)	(35.987)	(105.989)	(9.539)	(26.497)	(36.036)
Provisão para risco	(257.317)	(23.159)	(64.329)	(87.488)	(213.739)	(19.237)	(53.435)	(72.671)
Provisão para desvalorização de títulos	(1.532)	(138)	(383)	(521)	(1.532)	(138)	(383)	(521)
Provisão plano incentivo - PSPE/PAE	(54.495)	(4.905)	(13.624)	(18.528)	(77.965)	(7.017)	(19.491)	(26.508)
D. Fin - Encargos de Dívidas Transf p/invest	1.642.521	147.827	410.630	558.457	1.084.457	97.601	271.114	368.715
D. Fin - Var. Monet. Dívidas Transf p/invest	115.370	10.383	28.843	39.226	88.855	7.997	22.214	30.211
Subtotal	(4.198.319)	(377.849)	(1.049.580)	(1.427.428)	(11.574.292)	(1.041.686)	(2.893.573)	(3.935.259)
Compensação com prejuízos fiscais de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>SUBTOTAL</b>	<b>(4.198.319)</b>	<b>(377.849)</b>	<b>(1.049.580)</b>	<b>(1.427.428)</b>	<b>(11.574.292)</b>	<b>(1.041.686)</b>	<b>(2.893.573)</b>	<b>(3.935.259)</b>
(-)Ativo Diferido	4.198.319	377.849	1.049.580	1.427.428	11.574.292	1.041.686	2.893.573	3.935.259
Outros resultados abrangentes	567.044	51.034	141.761	192.795	159.962	14.397	39.991	54.387
(-) Outros resultados abrangentes	(567.044)	(51.034)	(141.761)	(192.795)	(159.962)	(14.397)	(39.991)	(54.387)
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Em 30 de junho de 2012, os cálculos do IRPJ e CSLL diferidos passaram para Provisões Ativas, permanecendo até hoje, e não foram contabilizadas pela ELETRONUCLEAR em conformidade com o CPC 32 - Art 24.

## NOTA 19 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

OBRIGAÇÕES ESTIMADAS		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Provisão IR e CSLL sobre lucro real	22.235	-
Provisão de férias e gratificação de férias	39.514	43.667
Encargos sociais sobre provisão de férias	26.273	26.955
Provisão de 13º salário	(54)	(37)
<b>TOTAL</b>	<b>87.968</b>	<b>70.585</b>

## NOTA 20 – ENCARGOS SETORIAIS

ENCARGOS SETORIAIS		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
RGR	36.713	28.528
Taxa de fiscalização da Aneel	684	867
<b>TOTAL</b>	<b>37.397</b>	<b>29.395</b>

## NOTA 21 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO	R\$ MIL		R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE		ATIVO NÃO CIRCULANTE	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Contrato Pactuação Obrigação Financeira	3.353	3.069	16.073	18.759
Provisão Atuarial		-	265.055	48.725
<b>TOTAL</b>	<b>3.353</b>	<b>3.069</b>	<b>281.128</b>	<b>67.484</b>

A ELETRONUCLEAR é uma das patrocinadoras da REAL GRANDEZA – Fundação de Previdência e Assistência Social e do NUCLEOS – Instituto de Seguridade Social, entidades fechadas sem fins lucrativos, que tem por finalidade complementar benefícios previdenciários de seus participantes.

### I) FUNDAÇÃO REAL GRANDEZA

A REAL GRANDEZA – Fundação de Previdência e Assistência Social tem como suas Patrocinadoras a Eletrobras Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR, FURNAS Centrais Elétricas S.A. e a REAL GRANDEZA – Fundação de Previdência e Assistência Social.

Atualmente, a REAL GRANDEZA administra dois planos de benefícios: um na modalidade de Benefícios Definido – BD e outro na modalidade de Contribuição Definida – CD e em ambos o regime atuarial de financiamento é o de capitalização. A ELETRONUCLEAR só tem participação no Plano BD.

Segundo as disposições do Regulamento do Plano BD, a contribuição normal da ELETRONUCLEAR é composta de uma parcela mensal equivalente a dos participantes ativos que é de: 1,5% sobre a parcela dos salários até ½ teto de contribuição da Previdência Social; 3% sobre a parcela dos salários de ½ teto até 1 teto de contribuição da Previdência Social e 9% sobre a parcela dos salários acima de 1 teto de contribuição da Previdência Social.

A ELETRONUCLEAR apropriou no exercício o valor de R\$ 4.995 (R\$ 5.339 - 31 de dezembro de 2017) para cobertura das despesas administrativas do Plano BD.

Ao encerramento do exercício, a ELETRONUCLEAR não apresentava débitos previdenciários vencidos com a REAL GRANDEZA.

### II) NUCLEOS

O NUCLEOS - Instituto de Seguridade Social tem como suas Patrocinadoras: Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR; Indústrias Nucleares do Brasil S.A. - INB;

Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. - NUCLEP e NUCLEOS - Instituto de Seguridade Social.

O atual plano de benefícios do NUCLEOS é do tipo Benefício Definido – Plano BD e o seu regime atuarial de financiamento é o de capitalização individual.

Segundo as disposições contidas no Plano Básico de Benefícios, o custeio da entidade, reavaliado anualmente, aponta que a ELETRONUCLEAR deverá contribuir mensalmente com uma parcela equivalente à aplicação de uma taxa de 10,62% sobre a folha salarial de empregados participantes do NUCLEOS, sendo 8,36% correspondente ao custo normal e 2,26% para a cobertura da Provisão Matemática a Constituir - Serviço Passado. Mensalmente é realizada a Paridade Contributiva, sendo efetuado o encontro de contas entre as contribuições patronais e dos participantes do Plano Básico de Benefícios – PBB.

Considerando que o parágrafo 3º, do artigo 202, da Emenda Constitucional nº 20, de 15 de dezembro de 1998, dispõe que é vedado o aporte de recursos à entidade de previdência privada por sociedades de economia mista e outras entidades públicas, salvo na qualidade de patrocinador, situação na qual, em hipótese alguma, sua contribuição normal poderá exceder a do participante.

Considerando, ainda, que os participantes do NUCLEOS contribuem para a entidade com uma parcela mensal equivalente, em média, à aplicação de uma taxa de 3,92% da mesma folha, conclui-se que a relação entre as taxas de contribuição normal da Patrocinadora e dos participantes atendem à determinação legal contida no parágrafo anterior.

A contribuição de 4,33%, vertida pela ELETRONUCLEAR ao NUCLEOS, para a cobertura da Provisão Matemática a Constituir - Serviço Passado é referente ao pagamento de 240 prestações mensais, a partir de dezembro de 2000 até junho de 2020, com incidência inclusive sobre o 13º salário de cada ano, para cobertura de compromissos especiais em função da Reserva de Tempo Anterior.

Ao encerramento do exercício, a ELETRONUCLEAR não apresentava débitos vencidos com o NUCLEOS.

Os ativos dos planos BD são mantidos separadamente daqueles da Companhia e são contabilizados e controlados pela REAL GRANDEZA e NUCLEOS.

Os registros contábeis e as notas explicativas, decorrentes dos cálculos atuariais, foram consignados com base no laudo atuarial emitido por atuário independente.

O perfil populacional dos participantes dos Planos BD está abaixo demonstrado:

DADOS POPULACIONAIS	2018		2017	
	REAL GRANDEZA	NUCLEOS	REAL GRANDEZA	NUCLEOS
1. Participantes ativos				
1.1. Participantes - nº	305	1.259	352	1.355
1.2. Idade Média	53,87	44,82	55,42	46,03
1.3 Salário Médio em R\$	14.777,40	12.480,42	14.951,52	11.008,74
2. Aposentados				
2.1. Participantes Aposentados - nº	710	485	663	400
2.2. Idade Média	65,77	67,51	65,13	68,63
2.3. Benefício Médio em R\$	11.851,71	8.750,10	11.577,64	9.066,61
3. Pensionistas				
3.1. Participantes Pensionistas - nº	85	95	75	93
3.2. Benefício Médio em R\$	3.151,92	4.084,34	2.910,81	4.141,71
<b>TOTAL</b>	<b>1.100</b>	<b>1.839</b>	<b>1.090</b>	<b>1.848</b>

## a) Termos de compromissos

### a.1) Contrato de pactuação de obrigação

Em 07 de fevereiro de 2013, a Real Grandeza firmou com a ELETRONUCLEAR o contrato de pactuação de obrigação, com respectivo parcelamento de pagamento, relativo as contribuições amortizantes destinadas ao plano de benefício definido da Real Grandeza. O montante da dívida foi corrigido nos termos contatuais na variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC/IBGE), e acrescido de juros de 6% ao ano, a ser pago em 109 parcelas mensais e sucessivas, a partir de fevereiro de 2015, conforme Termo de Segundo Aditamento firmado entres as partes em 10 de novembro de 2014.

O saldo dessa obrigação, em 31 de dezembro de 2018, monta R\$ 19.426 (R\$ 21.828 - 31 de dezembro de 2017), R\$ 3.353 classificados no passivo circulante e R\$ 16.073 no passivo não circulante.

### b) Outros benefícios pós-emprego – Saúde

A Companhia possui um programa de assistência médica aos empregados e dependentes, estendendo-o a inativos e pensionistas.

**c) Provisão atuarial – Benefício pós-emprego**

PROVISÃO	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
SAÚDE	25.863	18.288
PID	12.184	17.829
PAE	12.742	12.608
PDC	4.739	-
NUCLEOS	209.527	-
<b>TOTAL</b>	<b>265.055</b>	<b>48.725</b>

**d) Efeitos dos Planos BD, Assistência Saúde, PID**
**d.1) Hipóteses Atuariais e Econômicas**

Hipóteses Econômicas 2018						
	REAL GRANDEZA	NUCLEOS	SAÚDE	PDC	PID	PAE
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	4,71%	4,78%	4,59%	4,19%	2,84%	4,13%
Projeção de aumento médio dos salários	2,00%	2,01%	N/A	N/A	N/A	N/A
Taxa média de inflação anual	3,89%	3,89%	3,89%	3,89%	3,89%	3,89%
Hipótese Demográfica 2018						
Taxa de rotatividade	T-1 Service	GAMA - Exp. Rotatividade - NUCLEOS 2015				
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49	AT-49	AT-49	AT-49	AT-49	AT-49
Tábua de invalidez	Alvaro Vindas	Tasa 1927				

Hipóteses Econômicas 2017						
	REAL GRANDEZA	NUCLEOS	SAÚDE	PDC	PID	PAE
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	9,61%	9,72%	9,42%	-	7,82%	8,36%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	5,33%	-	5,15%	-	3,61%	-
Projeção de aumento médio dos salários	6,15%	-	N/A	-	N/A	N/A
Projeção de aumento médio dos benefícios	4,06%	-	3,25%	-	3,00%	3,25%
Taxa média de inflação anual	4,06%	4,06%	4,06%	-	4,06%	4,06%
Hipótese Demográfica 2017						
Taxa de rotatividade	20%	-	-	-	N/A	-
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000	AT-2000	AT-2000	-	AT-2000	-
Tábua de mortalidade de inválidos	RP-2000	AT-49	AT-49	-	N/A	-
Tábua de invalidez	Alvaro Vindas	Alvaro Vindas	Alvaro Vindas	-	N/A	-

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos do plano. A avaliação do retorno esperado realizada pela Administração tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação. O atual retorno dos ativos do plano Real Grandeza foi de R\$ 61.395 negativo (R\$ 3.583 negativo em 2017) e do plano NUCLEOS foi de R\$ 53.393 negativo (R\$ 47.330 positivo em 2017).

**(i) Taxa de juros de longo prazo**

A definição dessa taxa considerou à prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios, no chamado conceito de *Duration*.

#### **d.2) Planos de benefícios em 31 de dezembro**

Os planos de benefícios normalmente expõem a Companhia a riscos atuariais, tais como: risco de investimento, risco de taxa de juros, risco de longevidade e risco de salário.

Risco de investimento	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado usando uma taxa de desconto determinada em virtude da remuneração de títulos privados de alta qualidade; se o retorno sobre o ativo do plano for abaixo dessa taxa, haverá um déficit do plano. Atualmente, o plano tem um investimento relativamente equilibrado em renda fixa e variável considerando os limites por segmento de aplicação de acordo com as diretrizes da Resolução nº 3.792 do Conselho Monetário Nacional e as suas alterações, além dos critérios de segurança, liquidez, rentabilidade e maturidade do plano.
Risco de taxa de juros	Uma redução na taxa de juros dos títulos aumentará o passivo do plano. Entretanto, isso será parcialmente compensado por um aumento do retorno sobre os títulos de dívida do plano.
Risco de longevidade	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência à melhor estimativa da mortalidade dos participantes do plano durante e após sua permanência no trabalho. Um aumento na expectativa de vida dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.
Risco de salário	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência aos salários futuros dos participantes do plano. Portanto, um aumento do salário dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.

A conciliação dos passivos dos planos de benefícios está apresentada a seguir:

Planos de benefícios definidos - Valores reconhecidos no Balanço Patrimonial e Demonstração do Resultado do Exercício	2018						
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	Saúde	PDC	PID	PAE	TOTAL
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas	1.804.814	1.595.879	25.862	4.739	12.184	12.742	3.456.220
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.898.724)	(1.366.052)	-	-	-	-	(3.264.776)
Passivo/(Ativo) Líquido	(93.910)	229.827	25.862	4.739	12.184	12.742	191.444
Efeito da restrição sobre o ativo	93.910	- 209.527	-	-	-	-	(115.617)
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	-	-	-	-	-	-	-
Valor do Passivo/(Ativo) do benefício pós-emprego	-	20.300	25.862	4.739	12.184	12.742	46.162
Custo do serviço corrente	10.107	20.164	850	-	-	-	31.121
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	-	-	-	-	-	-	-
Despesa/ (Receita) atuarial reconhecida no exercício	10.107	20.164	850	-	-	-	31.121

Planos de benefícios definidos - Valores reconhecidos no Balanço Patrimonial e Demonstração do Resultado do Exercício	2017						
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	Saúde	PDC	PID	PAE	TOTAL
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas	1.761.241	1.127.572	18.288	-	17.829	12.608	2.937.538
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.903.264)	(1.334.248)	-	-	-	-	(3.237.512)
Passivo/(Ativo) Líquido	(142.023)	(206.676)	18.288	-	17.829	12.608	(299.974)
Efeito da restrição sobre o ativo	142.023	206.676	-	-	-	-	348.699
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	-	-	-	-	-	-	-
Valor do Passivo/(Ativo) do benefício pós-emprego	-	-	18.288	-	17.829	12.608	18.288
Custo do serviço corrente	(9.538)	6.159	696	-	3.361	-	678
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	-	-	598	-	-	-	598
Despesa/ (Receita) atuarial reconhecida no exercício	(9.538)	6.159	1.294	-	3.361	-	1.276

A movimentação do valor presente das obrigações e do valor presente do ativo dos planos de benefícios no exercício corrente e de 31 de dezembro de 2018 estão apresentadas a seguir:

DESCRITIVO	2018			
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	SAÚDE	TOTAL
<b>Alterações nas obrigações</b>				
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.761.241	1.127.572	18.288	2.907.101
Custo de serviços corrente líquido	10.108	20.164	850	31.122
Reembolso do serviço corrente	(24.910)	(19.217)		
Contribuições normais e extraordinárias dos participantes ativos e autopatrocinados	3.267	17.860		
Custo de juros	163.887	106.609	1.704	272.200
Benefícios pagos	(133.982)	(65.993)	(40.119)	(240.094)
(Ganhos) perdas decorrentes de mensuração	25.203	408.584	45.139	-
<b>Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano</b>	<b>1.804.814</b>	<b>1.595.579</b>	<b>25.862</b>	<b>3.426.255</b>
<b>Alterações nos ativos financeiros</b>				
Valor justo dos ativos no início do ano	1.903.264	1.334.248	-	3.237.512
Receita de Juros	179.014	128.920	-	307.934
Contribuições patronais	8.557	24.409	40.119	73.085
Contribuições de participantes do plano	3.267	17.860	-	21.127
Benefícios pagos / adiantados	(133.982)	(65.993)	(40.119)	(240.094)
Ganhos (perdas) decorrentes da mensuração	(61.396)	(53.392)	-	(114.788)
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em receita de juros)			-	-

DESCRITIVO	2017			
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	SAÚDE	TOTAL
<b>Alterações nas obrigações</b>				
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.625.136	1.062.264	13.501	2.700.901
Custo de serviços corrente líquido	13.189	25.376	696	39.261
Custo de juros	172.818	113.395	598	286.811
Benefícios pagos	(102.673)	(50.512)	(57.982)	(211.167)
(Ganhos) perdas decorrentes de remensuração	52.771	(22.951)	61.475	91.295
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	69.080	45.944	2.146	117.170
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(16.309)	(68.895)	59.329	(25.875)
<b>Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano</b>	<b>1.761.241</b>	<b>1.127.572</b>	<b>18.288</b>	<b>2.907.101</b>
<b>Alterações nos ativos financeiros</b>				
Valor justo dos ativos no início do ano	1.788.698	1.164.739	-	2.953.437
Receita de Juros	192.461	127.105	-	319.566
Contribuições patronais	5.634	26.370	57.982	89.986
Contribuições de participantes do plano	22.727	19.217	-	41.944
Benefícios pagos / adiantados	(102.673)	(50.513)	(57.982)	(211.168)
Ganhos (perdas) decorrentes da remensuração	(3.583)	47.330	-	43.747
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em receita de juros)	(3.583)	47.330	-	43.747
<b>Valor justo dos ativos no fim do exercício</b>	<b>1.903.264</b>	<b>1.334.248</b>	<b>-</b>	<b>3.237.512</b>

As principais categorias de ativos do plano no final do período de relatório e que impactam o retorno dos ativos do plano são apresentadas a seguir:

CATEGORIA DO ATIVO	2018		2017	
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS
Disponível	8	12	34	38
Realizável (Previdenciário e Administrativo)	2.945	83.265	24.905	197.160
Investimento em Renda Fixa	200.705	409.464	1.556.467	1.007.179
Investimento em Renda Variável	25.597	121.384	227.793	176.851
Investimentos Estruturados	3.508	74.273	34.602	112.685
Outros recebíveis	-	-	-	-
Investimentos Imobiliários	8.490	12.721	71.049	30.379
Empréstimos e Financiamentos	4.647	2.949	37.157	6.925
Outros	(112)	466	(4.591)	(32.549)
(-) Recursos a receber - patrocinador	(1.071)	(79.865)	(10.423)	(188.230)
(-) Exigíveis Operacionais	-	(975)	-	-
(-) Exigíveis Previdenciais	-	-	-	-
(-) Exigíveis Contingencial	(1.542)	(248)	(13.938)	30.924
(-) Fundo de Investimentos	(1.588)	(785)	(11.568)	(1.524)
(-) Fundo Administrativo	(928)	(2.542)	(7.784)	(5.453)
<b>TOTAL</b>	<b>240.659</b>	<b>620.119</b>	<b>1.903.703</b>	<b>1.334.385</b>

Os valores justos dos instrumentos de capital e de dívida são determinados com base em preços de mercado cotados em mercados ativos enquanto os valores justos dos investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

### d.3) Resumo dos impactos reconhecidos em outros resultados abrangentes

Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados	31.12.2018	31.12.2017
Programa Previdenciário Real Grandeza	250.183	224.976
Programa Previdenciário Nucleos	197.964	(35.025)
Programa de Saúde	114.182	69.043
PAE	1.888	-
PID	2.827	-
<b>TOTAL</b>	<b>567.044</b>	<b>258.994</b>

DESCRIÇÃO	2018					
	Plano BD GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	SAÚDE	PAE	PID	TOTAL
(Perda)/ganho no valor das obrigações	(25.204)	(408.584)	(45.139)	(1.888)	(2.827)	(483.642)
(Perda)/ganho nos ativos financeiros	(61.395)	(53.392)	-	-	-	(114.787)
Alteração d limite máxím de reconhecimento do passivo/(ativo) oneroso (deduzido dos juros sobre o limite máximo de reconhecimento do passivo/(ativo) oneroso	63.240	228.987	-	-	-	292.227
Ajuste saldo de dívida	(1.848)	-	-	-	-	(1.848)
Total de Ganhos/perdas apurados no ano	(25.207)	(232.989)	(45.139)	(1.888)	(2.827)	(308.050)

DESCRIÇÃO	2017					
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	SAÚDE	PAE	PID	TOTAL
(Perda)/ganho no valor das obrigações	(52.770)	22.951	(61.474)	-	(5.819)	(97.112)
(Perda)/ganho nos ativos financeiros	(3.583)	47.330	-	-	-	43.747
Alteração d limite máxím de reconhecimento do passivo/(ativo) oneroso (deduzido dos juros sobre o limite máximo de reconhecimento do passivo/(ativo) oneroso	41.183	(90.491)	-	-	-	(49.308)
Ajuste saldo de dívida	4.117	-	-	-	-	4.117
Total de Ganhos/perdas apurados no ano	(11.053)	(20.210)	(61.474)	-	(5.819)	(98.556)

### e) Contribuições patronais esperadas para o próximo exercício

A Companhia espera contribuir com R\$ 34.937 (Plano Real Grandeza R\$ 9.068 e Nucleos R\$ 25.869) para os planos de benefícios definidos durante o próximo exercício.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido é de Real Grandeza 10,81 anos e Núcleos 13 anos.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido:

### REAL GRANDEZA

	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	TOTAL
Em 31 de Dezembro de 2018					
Benefícios de aposentadoria	80.962	82.853	259.883	980.931	1.404.629

### NUCLEOS

	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	TOTAL
Em 31 de Dezembro de 2018					
Benefícios de aposentadoria	70.957	73.782	246.958	1.061.449	1.453.146

## **f) Efeitos da variação percentual nas premissas atuariais significativas**

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são: taxa de desconto, aumento nos custos médicos e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

### **Plano de Benefício Definido Real Grandeza**

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 198.326 (aumento de R\$ 218.807).
- Se o crescimento salarial fosse 1% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 20.476 (redução de R\$ 22.009).

### **Plano de Benefício Definido Nucleos**

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 175.334 (aumento de R\$ 193.440).
- Se o crescimento salarial fosse 1% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 18.102 (redução de R\$ 19.458).

### **Plano de Saúde**

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 2.842 (aumento de R\$ 3.135).
- Se o crescimento salarial fosse 1% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 14 (redução de R\$ 14).

### **Plano de Incentivo de Desligamento - PDC**

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 521 (aumento de R\$ 575).
- Se o crescimento salarial fosse 1% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 3 (redução de R\$ 3).

### **Plano de Incentivo de Desligamento - PAE**

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 1.400 (aumento de R\$ 1.545).
- Se o crescimento salarial fosse 1% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 7 (redução de R\$ 7).

### **Plano de Incentivo de Desligamento - PID**

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 1.339 (aumento de R\$ 1.477).
- Se o crescimento salarial fosse 1% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 7 (redução de R\$ 7).

## **NOTA 22 – PROVISÃO PARA PLANOS DE INCENTIVO DE DESLIGAMENTO**

A Companhia instituiu, em fevereiro de 2014, o Plano de Sucessão Programada dos Empregados – PSPE conforme aprovado na 282ª reunião do Conselho de Administração da ELETRONUCLEAR, de 19/12/2012, com o início das adesões em março de 2014 e término em abril de 2014. Ocorreram 341 desligamentos até 31 de dezembro de 2014, 277 até 31 de dezembro de 2015, 1 em fevereiro de 2016, e o último em maio de 2016.

Em 2017, o Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE foi aprovado pela Diretoria Executiva na 1352ª reunião realizada em 23/05/2017 e pelo Conselho de Administração da ELETRONUCLEAR, na 360ª reunião realizada em 25/05/2017, com início das adesões para Maio de 2017 e término em 31 de Julho de 2017. Ocorreram 185 desligamentos entre Julho de 2017 e dezembro 2017.

O Plano de Demissão Consensual – PDC foi aprovado pelo Conselho de Administração na 374ª reunião realizada em 23/03/2018, com período de adesão entre 26/03/18 e 27/04/18. Os desligamentos, que se iniciaram em 04 de Junho de 2018, serão efetuados até 14 de Dezembro de 2018. Um segundo período de adesões ao PDC está apresentado na nota de eventos subsequentes.

A ELETRONUCLEAR reconheceu, em 2018, a baixa de R\$ 31.289 referente ao plano de incentivo de desligamento dos funcionários. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo da provisão é R\$ 54.495 (R\$ 77.965 em dezembro de 2017).

PLANOS DE INCENTIVO DE DESLIGAMENTO 2018 - R\$ MIL				
Descritivo	31/12/2017	31/12/2018		
		Provisão	Baixa	Saldo
<u>Circulante</u>				
Incentivo - PDC	-	4.155	(4.155)	-
Plano Médico - PSPE	20.291	-	(1.543)	18.748
Plano Médico - PAE	6.380	-	-	6.380
Plano Médico - PDC	-	733	(21)	712
Subtotal	26.671	4.888	(5.719)	25.840
<u>Não Circulante</u>				
Plano Médico - PSPE	26.783	-	(18.748)	8.035
Plano Médico - PAE	24.511	-	(6.380)	18.131
Plano Médico - PDC	-	2.932	(443)	2.489
Subtotal	51.294	2.932	(25.571)	28.655
<b>TOTAL</b>	<b>77.965</b>	<b>7.820</b>	<b>(31.290)</b>	<b>54.495</b>

## NOTA 23 – PROVISÕES PARA RISCOS

A Companhia, amparada pela sua Procuradoria Jurídica, mantém o registro no passivo não circulante, de provisões para contingências judiciais que atendem os critérios de reconhecimento apresentados no CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, conforme quadro abaixo:

### a) Composição

CONTINGÊNCIAS	R\$ MIL			
	31/12/2018		31/12/2017	
	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais
- TRABALHISTA				
Principal	123.796	35.312	100.776	19.886
Atualização	36.832	18.894	24.894	10.304
	160.628	54.206	125.670	30.190
- TRIBUTÁRIA				
Principal	21.223	28.233	13.124	28.232
Atualização	26.443	18.905	24.098	17.072
	47.666	47.138	37.222	45.304
- CÍVEL				
Principal	6.049	1.091	5.981	91
Atualização	1.720	60	4.171	13
	7.769	1.151	10.152	104
- AMBIENTAL				
Principal	20.905	-	21.257	-
Atualização	7.109	-	6.198	-
	28.014	-	27.455	-
<b>TOTAL</b>	<b>244.077</b>	<b>102.495</b>	<b>200.499</b>	<b>75.598</b>

Os depósitos judiciais apresentados no quadro acima são apenas aqueles vinculados às contingências de perda provável. Os demais depósitos judiciais da Companhia estão divulgados na Nota 12.

Os processos judiciais, avaliados como de perda possível, movidos contra a Companhia e, portanto não provisionados, montam R\$ 1.371.087 atualizados em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 1.007.944 em 31 de dezembro de 2017), sendo R\$ 887.722 de processos de natureza trabalhista (R\$ 844.646 em 31 de dezembro de 2017), R\$ 128.635 de ações tributárias (R\$ 130.552 em 31 de dezembro de 2017), R\$ 354.730 de ações cíveis (R\$ 32.746 em 31 de dezembro de 2017).

Dentre as ações de causas prováveis e possíveis, e, que apresentam valores avaliados com perda superiores a 1% da Receita Operacional Líquida (até dezembro de 2018), ou seja, acima de R\$ 29.788, destacam-se:

<b>a) Reclamatória Trabalhista n. 0064500-25.1989.5.1.0029</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - [29ª] Vara do Trabalho da Capital do Rio de Janeiro
<b>Partes</b>	Sindicato do Engenheiros do Estado do RJ – SENGE (Substituindo cerca de 245 empregados e ex-empregados) x ELETRONUCLEAR (Reclamada)
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	R\$ 473.462.156,66
<b>Objeto:</b>	URP/1989 – Plano Econômico. A controvérsia principal do processo reside na interpretação da coisa julgada que delimitou o pagamento do índice da URP apenas do mês de fevereiro de 1989. Contudo, em fase de liquidação a outra parte alegou que deve ser aplicado o índice de 26,05% mês a mês até sua incorporação na remuneração dos substituídos ou até sua demissão. Há possibilidade de ter decisão judicial homologando o valor histórico de R\$ 359.670.661,31, calculado pelo perito judicial em 2014. Ressalte-se que a Advocacia Geral da União – AGU ingressou nos autos. A AGU tem tese jurídica que se alinha à defesa da ELETRONUCLEAR, ao explicitar que: [1] a decisão em fase de liquidação/execução que estabelece direito à incorporação da URP/1989 na remuneração dos substituídos ofende a decisão já transitada em julgado; [2] o valor exigido com base na decisão transitada em julgado, ou seja, o pagamento da URP relativa apenas ao mês de fevereiro de 1989, já foi adimplido, por conta da existência de Acordo Coletivo pactuado em 1989, entre as partes da presente ação judicial, cujo conteúdo trata especificadamente da quitação da URP/1989. No momento há laudo emitido pelo perito do Juízo. Em 24.11.2017 foi publicada decisão judicial para as partes se manifestarem em relação ao laudo pericial que respondeu os quesitos apresentados pela Companhia. Nesse laudo o Perito do Juízo, por amostragem, destacou que os valores indicados no acordo coletivo específico da URP de fevereiro de 1989 foram pagos. A última decisão publicada em diário oficial é a do dia 16.03.2018, destinada à parte autora (SENGE) para que oferte manifestação em relação a petição apresentada pela parte Ré. Há outros andamentos processuais que constam no sítio eletrônico do Tribunal Regional do Trabalho da 1ª Região, são eles: [1] autos enviados à contadoria da Vara; [2] homologada a liquidação; [3] petição da União Federal; [4] petição do Senge com impugnação aos cálculos, todos atos processuais aos quais a Companhia ainda não foi intimada para tomar ciência. Em 29 de janeiro de 2019 foi publicada decisão para a Companhia pagar o débito ou ofertar defesa, o que inaugurou a fase de execução do processo. De toda forma, na decisão a Companhia foi isentada de ofertar bens à penhora para ajuizar eventual defesa. Foram interposto embargos de declaração pela ELETRONUCLEAR, sem decisão de julgamento publicada.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

<b>b) Execução Fiscal n. 0003767-29.2009.8.19.0001</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - [11ª] Vara de Fazenda Pública do Tribunal de Justiça do Estado do RJ
<b>Partes</b>	Estado do Rio de Janeiro (Exequente) x ELETRONUCLEAR (Executada)
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 114.206.359,25
<b>Objeto:</b>	No auto de infração nº 01.134725-9 é exigida a certidão n. 2008/027.141-2, crédito tributário exigido na presente execução fiscal. Em síntese, a Receita Estadual descreve que a Companhia realizou creditamento indevido de ICMS,

	<p>por utilizar documentação incorreta e inidônea. Em contraponto a Companhia argumenta que os documentos utilizados para o creditamento são idôneos, já que por ser Furnas responsável pela importação antes da cisão, por sucessão universal de direitos e obrigações, a Companhia passou a ser detentora do crédito, de toda forma, assevera também que não utilizou tais créditos. Foram ajuizados os embargos à execução de n. 0404842-28.2015.8.19.0001 pela ELETRONUCLEAR. Há um seguro garantindo o Juízo, o que possibilita a emissão da certidão tributária estadual e o impedimento de penhora on line das contas da Companhia. Em 31.08.2018 foi publicada decisão judicial para as partes se manifestarem quanto ao laudo emitido pelo perito judicial. O perito do Juízo destacou que a Companhia não realizou o aproveitamento do crédito fiscal indicado pelo Fisco Estadual. A Companhia manifestou-se quanto àquele laudo e juntou documentos. O processo foi remetido à Procuradoria do Estado do Rio de Janeiro em 10.10.2018.</p>
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

<b>c) Ação Cível n. 0508930-19.2016.4.02.5101</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - [32ª] Vara Federal do Rio de Janeiro
<b>Partes</b>	Consórcio Angramon (Autor) x ELETRONUCLEAR (Ré)
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 33.339.924,27
<b>Objeto:</b>	A autora busca a declaração de rescisão dos contratos e levantamento das garantias contratuais. Requer, igualmente, a não aplicação das penalidades legais e contratuais. Sentença de 1º Grau desfavorável à Companhia, reconhecendo (i) a rescisão dos contratos GAC.T/CT - 4500167239 e GAC.T/CT - 4500167242, firmados com o Consórcio Angramon, em razão da falta de pagamento das obrigações por parte da ré por período superior a 90 (noventa) dias, nos termos do art. 78, XV, da Lei 8.666/93 e da cláusula 25.1.11 dos contratos e (ii) condenando a ELETRONUCLEAR ao pagamento de honorários advocatícios fixados a razão de 1% do valor atualizado da causa que monta R\$ 3.122.008.078,28. Houve a interposição de Apelação pela Companhia e o recurso encontra-se concluso para julgamento.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

<b>d) Reclamatória Trabalhista n. 0010786-77.2015.5.08.0116</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
<b>Partes</b>	Maria Raimunda Viana de Oliveira e outros (Autores) x ELETRONUCLEAER (Reclamada) e Outros
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 37.496.817,30
<b>Objeto:</b>	Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira que subcontratou, sem a autorização da ELETRONUCLEAR, a empresa Interamerican Ltda para a realização dos serviços de destinação final de aproximadamente 10.000 Kg (dez mil quilogramas) de resíduos Industriais provenientes de sobra da construção da Usina de Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido do Reclamante para ressarcimento de danos materiais/morais decorrentes do exercício de atividade laboral sem o uso

	de equipamentos adequados. Há aproximadamente setenta e cinco reclamadas. Além do exposto acima, há alegação de prescrição quanto ao direito dos reclamantes. Processo em fase de 1º Grau, sem prolação de sentença.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

<b>e) Reclamatória Trabalhista n. 0010788-47.2015.5.08.0116</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
<b>Partes</b>	Vanderley Costa Oliveira e outros x ELETRONUCLEAR (Reclamada) e Outros
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 131.238.860,56
<b>Objeto:</b>	Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira que subcontratou, sem a autorização da ELETRONUCLEAR, a empresa Interamerican Ltda para a realização dos serviços de destinação final de aproximadamente 10.000 Kg (dez mil quilogramas) de resíduos Industriais provenientes de sobra da construção da Usina de Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido do Reclamante para ressarcimento de danos materiais/morais decorrentes do exercício de atividade laboral sem o uso de equipamentos adequados. Há aproximadamente setenta e cinco reclamadas. Além do exposto acima, há alegação de prescrição quanto ao direito dos reclamantes. Processo em fase de 1º Grau, sem prolação de sentença.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

<b>f) Reclamatória Trabalhista n. 0010787-62.2015.5.08.0116</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
<b>Partes</b>	Leilson Souza Lima e outros x ELETRONUCLEAR (Reclamada) e Outros
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 131.238.860,56
<b>Objeto:</b>	Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira que subcontratou, sem a autorização da Eletronuclear, a empresa Interamerican Ltda para a realização dos serviços de destinação final de aproximadamente 10.000 Kg (dez mil quilogramas) de resíduos Industriais provenientes de sobra da construção da Usina de Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido do Reclamante para ressarcimento de danos materiais/morais decorrentes do exercício de atividade laboral sem o uso de equipamentos adequados. Há aproximadamente setenta e cinco reclamadas. Além do exposto acima, há alegação de prescrição quanto ao direito dos reclamantes. Processo em fase de 1º Grau recursal, sem prolação de sentença.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

<b>g) Ação Cível n. 0022780-32.2018.4.02.5101</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - 10ª Vara Federal - RJ
<b>Partes</b>	Andrade Gutierrez Engenharia S.A.
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 145.126.052,87

<b>Objeto:</b>	Trata-se de ação declaratória e condenatória, para (i) reestabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro e recomposição de prejuízos, impedindo-se o enriquecimento ilícito da ETN; (ii) revogação da decisão que declarou a nulidade do Contrato e seus aditamentos; (iii) reconhecimento de rescisão contratual por inadimplemento da ETN; (iv) cobrança dos serviços prestados pela AG e não pagos pela ETN.  Contestação apresentada pela ETN em 16.05.18. Réplica pela AG em 08.08.18. Despacho do juiz determinando às partes que especifiquem as provas a serem produzidas.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

<b>h) Ação Cível n. 1024684-59.2018.4.01.3400</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	1ª Instância – [16ª] Vara Federal - SJDF
<b>Partes</b>	RCS Tecnologia Ltda.
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 82.750.000,00
<b>Objeto:</b>	Mandado de Segurança, com pedido de provimento liminar, requerendo a anulação da decisão da autoridade coatora que desclassificou a impetrante da Licitação PE nº 369/2017. Pedido liminar indeferido. Houve apresentação de defesa pela ELETRONUCLEAR.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

<b>i) Ação Cível n. 5028541-56.2018.4.02.5101</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância – [19ª] Vara Federal - RJ
<b>Partes</b>	Tecnatom S/A.
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 64.201.373,13
<b>Objeto:</b>	Mandado de segurança requerendo o cancelamento da Concorrência Internacional DAI.A/CI-004.18. Houve apresentação de defesa pela ELETRONUCLEAR e decisão denegando a ordem. Há recurso de apelação da Tecnatom pendente de julgamento.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

Os processos de contingência ativa com expectativa de ganho provável para retorno de caixa à ELETRONUCLEAR referentes a processos tributários federais e outros de natureza cível, e não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentam o montante de R\$ 1.130.

**b) Movimentação**

MOVIMENTAÇÃO DAS CONTIGÊNCIAS JUDICIAIS - R\$ MIL					
Composição	SALDO EM 31/12/2017	ATUALIZAÇÃO EM 31/12/2018	MOVIMENTAÇÃO		SALDO EM 31/12/2018
			BAIXAS	INCLUSÕES	
Trabalhistas	125.669	23.951	(30.155)	41.163	160.628
Tributárias	37.222	2.391	(143)	8.196	47.666
Cíveis	10.152	914	(32.786)	29.489	7.769
Ambiental	27.456	910	(352)	-	28.014
<b>TOTAL</b>	<b>200.499</b>	<b>28.166</b>	<b>(63.436)</b>	<b>78.848</b>	<b>244.077</b>

**NOTA 24 – CONTRATO ONEROSO**

O saldo de provisão adicional por contrato oneroso constituído em 31 de dezembro de 2017 no montante de R\$ 1.388.843 para o empreendimento Angra 3 foi revertido integralmente em 31 de dezembro de 2018 em função da apuração de um Valor Presente Líquido (VPL) positivo conforme nota 14 c.3.

**NOTA 25 – OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS**
**a) Descomissionamento**

O descomissionamento pode ser entendido como um conjunto de medidas tomadas para retirar de serviço, com segurança, uma instalação nuclear, reduzindo a radioatividade residual a níveis que permitam liberar o local para uso restrito ou irrestrito.

**a.1) Constituição do Passivo para descomissionamento**

O descomissionamento de usinas nucleares refere-se à obrigação para desmobilização dos ativos dessas usinas para fazer face aos custos a serem incorridos ao final da vida útil econômica das mesmas.

É premissa fundamental para a formação desse passivo para o descomissionamento que o valor estimado para a sua realização deva ser atualizado ao longo da vida útil econômica das usinas, considerando os avanços tecnológicos, com o objetivo de alocar

ao respectivo período de competência da operação, os custos a serem incorridos com a desativação técnico-operacional das usinas.

No exercício de 2017, foi realizado um estudo para atualização da estimativa de custos necessária para execução das atividades de descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2. O estudo concluiu por aumentar a mencionada estimativa para R\$ 4.190.415, sendo R\$ 1.923.878 para a Usina Angra 1 e R\$ 2.266.537 para a Usina Angra 2. O valor presente, correspondente, registrado no passivo é de R\$ 1.937.904. Tal estudo foi aprovado pela Diretoria Executiva conforme RDE 1378.003/17, de 07/11/ 2017 e prevê atualização há cada cinco anos.

Conforme estabelecido no Pronunciamento Técnico CPC 25, a estimativa inicial dos custos de descomissionamento referentes à desmontagem e remoção do item e de restauração dos locais nos quais as instalações estão localizadas, deve ser contabilizada como custo do empreendimento.

#### **b) Constituição do Passivo para Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear Usado**

A Diretoria executiva da Companhia aprovou, através da resolução RDE nº 1247.003/15, de 12/08/2015, o Relatório do Grupo de Trabalho instituído pela GCE 037/10, de 01/06/2010, estendido para 2015, com a revisão das estimativas de Custos de Gerenciamento de Rejeitos Radioativos Operacionais e dos Elementos de Combustível Nuclear Usados ao Final da vida útil das Usinas Angra 1 e Angra 2, para a data base julho 2015. Essa atualização atende ao estabelecido pela Comissão Nacional de Energia Nuclear na Resolução CNEN nº 187, de 15/05/2015.

As estimativas de custos para gerenciamento, em longo prazo, dos rejeitos operacionais de baixo e médio nível de atividade e dos elementos combustíveis usados foram as seguintes:

**b.1)** Para transporte e disposição final dos rejeitos operacionais de baixa e média atividade, relativos ao volume acumulado até 2020, quando se considera que será iniciada sua transferência para o Repositório Nacional de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Nível de Atividade (RBMN), a ser implantado pela CNEN, responsável legal pela guarda final desses rejeitos, será despendido o montante de R\$ 54.555 (base Julho de 2015).

**b.2)** Para armazenagem inicial dos elementos combustíveis, usados até o final da década de 2070, quando se estima ocorrer o término da vida útil de Angra 3 e, portanto, da própria CNAEA, a estimativa está representada pelo valor de R\$ 610.127 (base jul/2015), montante que será despendido para implantação da Instalação para Armazenamento dos Combustíveis Irrradiados (UFC) e respectivo sistema de movimentação dos elementos combustíveis das usinas para essa instalação, cujo projeto encontra-se em andamento e cujo comissionamento deverá ocorrer até 2020.

Nos termos do Pronunciamento Técnico 27 e ICPC 12, do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, a ELETRONUCLEAR contabilizou no Ativo Imobilizado, em contrapartida ao Passivo Não Circulante, os valores das estimativas aprovadas.

O custo total estimado é descontado a valor presente, com base em taxa que represente o custo de capital da Companhia e registrado no Imobilizado, em contrapartida a obrigação para desmobilização de ativos.

### **c) Ajuste a valor presente do Descomissionamento, dos Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear Usado**

No cálculo do ajuste a valor presente do passivo para descomissionamento é considerado o custo total estimado para o descomissionamento, descontado a uma taxa que represente o custo de capital da Companhia, desde o final da vida útil econômica de cada usina até a data do balanço.

O mesmo procedimento é efetuado para os rejeitos de baixa e média atividade e para o combustível nuclear usado, mas o período para o ajuste a valor presente é o início do comissionamento até a data do balanço.

A taxa de desconto atual aprovada para o sistema Eletrobras é de 5,86% ao ano.

O valor do ajuste a valor presente do descomissionamento, dos rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado, reconhecido no resultado de 2018, é de R\$ 145.260 (R\$ 89.051 em dezembro de 2017).

d) O quadro abaixo resume a posição dos valores correspondentes ao passivo total de desmobilização de ativos:

DESCOMISSONAMENTO - R\$ MIL				
	31/12/2018			31/12/2017
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	1.923.878	(556.822)	1.367.056	1.289.674
ANGRA 2	2.266.537	(1.606.596)	659.941	620.746
TOTAL	4.190.415	(2.163.418)	2.026.997	1.910.420
REJEITOS DE BAIXA E MÉDIA ATIVIDADE E COMBUSTÍVEL NUCLEAR USADO - R\$ MIL				
	31/12/2018			31/12/2017
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	248.137	(26.711)	221.426	209.050
ANGRA 2	416.545	(44.840)	371.705	350.930
TOTAL	664.682	(71.551)	593.131	559.980
TOTAL DAS OBRIGAÇÕES PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS - R\$ MIL				
	31/12/2018			31/12/2017
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	2.172.015	(583.533)	1.588.482	1.498.724
ANGRA 2	2.683.082	(1.651.436)	1.031.646	971.676
TOTAL	4.855.097	(2.234.969)	2.620.128	2.470.400

O saldo do passivo para descomissionamento a valor presente, incluídos os rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado em 31 de dezembro de 2018, é de R\$ 2.620.128 (R\$ 2.470.400, em 31 de dezembro de 2017).

## NOTA 26 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### Composição acionária

ACIONISTA	QUANTIDADE DE AÇÕES				CAPITAL SOCIAL
	ORDINÁRIAS	PREFERENCIAIS	TOTAL	%	VALOR - R\$ mil
Centrais Eléct. Brasil. S.A - ELETROBRAS	20.394.839.086	5.703.210.901	26.098.049.987	99,91	6.601.248
Depto de Águas E.Elétrica Est.SP - DAEE	5.960.026	7.405.548	13.365.574	0,05	3.477
LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A.	-	5.058.993	5.058.993	0,02	1.316
Outros	1.176.930	3.504.063	4.680.993	0,02	1.217
<b>TOTAL</b>	<b>20.401.976.042</b>	<b>5.719.179.505</b>	<b>26.121.155.547</b>	<b>100,00</b>	<b>6.607.258</b>

Todas as ações são nominativas e sem valor nominal, sendo as ordinárias com direito a voto.

As ações preferenciais não se podem converter em ações ordinárias e terão as seguintes preferências ou vantagens, de acordo com o Estatuto da Companhia:

- Prioridade no reembolso do capital, sem direito a prêmio;
- Dividendo prioritário, mínimo cumulativo de 10% ao ano, e participação, em igualdade de condições, com as ações ordinárias nos lucros que remanescerem, depois de pago um dividendo de 12% ao ano às ações ordinárias;
- Direito a voto nas deliberações das Assembleias Gerais Extraordinárias sobre a alteração do Estatuto.

Também, de acordo com o Estatuto, é assegurado aos acionistas um dividendo mínimo obrigatório anual, calculado na base de 25% do lucro líquido ajustado, nos termos da legislação vigente.

**NOTA 27 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Suprimento de energia elétrica	3.395.986	3.187.172
Outras receitas	92	-
Impostos sobre vendas		
PIS/PASEP	(56.034)	(52.588)
COFINS	(258.095)	(242.225)
Taxa de Fiscalização	(8.207)	-
Outros	(1.311)	(1.521)
	3.072.431	2.890.838
Reserva global de reversão - RGR	(93.673)	(85.211)
<b>TOTAL</b>	<b>2.978.758</b>	<b>2.805.627</b>

**- Suprimento de energia elétrica**

O suprimento líquido de energia elétrica das usinas nucleares Angra 1 e 2 de 14.768.507 MWh\* (14.529.496 MWh\* em dezembro de 2017), corresponde a uma receita até o quarto trimestre de 2018, de R\$ 3.395.986 (R\$ 3.187.172 em dezembro de 2017).

**a) Modalidade de comercialização**

Com a regulamentação da ANEEL para o dispositivo do art.11, da Lei 12.111/2009, mediante as edições em 21 de dezembro de 2012, da Resolução Normativa nº 530, da Resolução Homologatória nº 1.405 e da Resolução Homologatória nº 1.407, a partir de 01 de janeiro de 2013, a receita decorrente da geração das usinas Angra 1 e 2 passa a ser rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN.

**b) Apuração do PIS/PASEP e do COFINS**

A apuração do PIS/PASEP e COFINS é feita com base no método não cumulativo utilizando a alíquota de 9,25%.

*\*Informação não revisada por auditoria independente*

**NOTA 28 – CUSTO OPERACIONAL**

CUSTO OPERACIONAL		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Encargos de uso da rede de transmissão	116.801	109.789
Encargos de uso da rede de distribuição	143.761	
Pessoal	456.635	478.716
Pessoal - Plano Médico PSPE	18.924	7.179
Pessoal - Incentivo PAE	2.183	17.195
Material	52.344	49.811
Serviços de terceiros	236.465	209.515
Depreciação e amortização	499.506	404.857
Combustível para produção de energia elétrica	408.383	395.668
Aluguel	9.742	10.005
Provisão para plano de incentivo de desligamento PSPE ( a )	(14.812)	7.800
Provisão para plano de incentivo de desligamento PAE ( b )	(2.105)	10.194
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC ( e )	1.440	
Outros	23.791	22.197
<b>TOTAL</b>	<b>1.953.058</b>	<b>1.722.926</b>

- a) **Encargos de uso de sistema de distribuição** – cobrança efetuada pela ENEL Distribuidora conforme autorizado pelo despacho ANEEL 1.283/2018, conforme descrito na Nota 16.
- b) **Depreciação e amortização** – aumento da base de depreciação em 2018 em decorrência do passivo adicional de descomissionamento reconhecido em contrapartida ao imobilizado em nov/17, conforme descrito na Nota 25.
- c) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE** – conforme descrito na Nota 22.
- d) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE** – conforme descrito na Nota 22.
- e) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC** – conforme descrito na Nota 22.

**NOTA 29 – DESPESAS OPERACIONAIS**

DESPESAS OPERACIONAIS		
DESCRIPTIVO	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Pessoal	103.047	55.570
Pessoal - Incentivo PSPE		-
Pessoal - Plano Médico PSPE	6.999	2.655
Pessoal - Incentivo PAE	2.669	34.912
Material	3.834	3.789
Serviços de terceiros	107.014	118.559
Depreciação e amortização	6.118	8.292
Aluguéis	19.968	26.728
Provisões para risco e benefício pós-emprego	(14.299)	49.140
Provisão p/créditos de liquidação duvidosa	146	4.065
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE (a)	(5.479)	2.885
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE (b)	(4.275)	20.697
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC (c)	1.761	-
<i>Impairment</i> de Angra 3 (c)	(5.853.711)	950.960
Contrato Oneroso de Angra 3 (d)	(1.388.843)	38.602
Outras provisões	15.828	29.127
Outras	41.807	62.366
<b>TOTAL</b>	<b>(6.957.416)</b>	<b>1.408.347</b>

- a) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE** – conforme descrito na Nota 22.
- b) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE** – conforme descrito na Nota 22.
- c) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC** – conforme descrito na Nota 22.
- d) **“*Impairment*” de Angra 3** – conforme descrito na Nota 14c.
- e) **Contrato Oneroso de Angra 3** – conforme descrito na Nota 14c e na Nota 24.

## NOTA 30 – RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
<b>RECEITAS FINANCEIRAS</b>		
Rendimento sobre títulos e valores mobiliários de curto prazo	4.358	6.298
Ganho sobre tít.e val. Mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 11)	158.191	48.546
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	10.168	14.004
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	585	1.354
Var. monetárias diversas	7.784	5.333
Outras receitas financeiras	20.902	16.765
	<b>201.988</b>	<b>92.300</b>
<b>DESPESAS FINANCEIRAS</b>		
Encargos s/ financiamentos - Eletrobras	(59.526)	(76.847)
Ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização de ativos	(145.260)	(89.051)
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	(84.078)	(41.554)
Var. monetária Empréstimo - Eletrobras	(1.232)	(47)
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	(2.875)	(879)
Var. monetárias sobre dívida - Furnas	(9.252)	(5.891)
Var. monetárias diversas	(3.005)	(6.370)
Outras despesas financeiras	(2.474)	(7.020)
Outras despesas financeiras - diferença de tarifa - Furnas	(13.710)	(12.484)
	<b>(321.412)</b>	<b>(240.143)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>(119.424)</b>	<b>(147.843)</b>

## NOTA 31 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL NO RESULTADO

A apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o resultado dos períodos findos em 2018 e 2017 segue demonstrada:

Os encargos financeiros e variações monetárias capitalizados foram excluídos da base tributável.

IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES NO RESULTADO	R\$ MIL			
	Imposto de Renda		Contribuição Social	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
(Prejuízo) antes da contribuição social e imposto de renda	7.863.692	(473.489)	7.863.692	(473.489)
<b>Adições</b>				
Ajuste a valor presente - obrigação p/desmobilização	145.260	89.051	145.260	89.051
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	269.026	173.967	269.026	173.967
Dotação à Fundação de Assist.Médica - permanente	27.400	32.544	27.400	32.544
Provisão atuarial benefício pós-emprego	(57.877)	14.459	(57.877)	14.459
Provisões diversas	1.094	959	1.094	959
Provisão Impairment Angra 3	652.576	950.960	652.576	950.960
Provisão Contrato Oneroso Angra 3	-	562.862	-	562.862
Provisão para Devedores Duvidosos	204	12.903	204	12.903
Provisão plano incentivo - PSPE/PAE/PDC	7.819	108.266	7.819	108.266
Provisão para risco	60.215	75.501	60.215	75.501
Receita financeira Angra 3 transferida p/o imobilizado	5.425	8.269	5.425	8.269
Provisão para PLR dos empregados	45.212	50.217	45.212	50.217
Outras	971	685	466	413
	<b>1.157.325</b>	<b>2.080.643</b>	<b>1.156.820</b>	<b>2.080.371</b>
<b>Exclusões</b>				
Reversão Impairment Angra 3	6.506.286	-	6.506.286	-
Reversão Contrato Oneroso Angra 3	1.388.843	524.260	1.388.843	524.260
Reversão de provisão para devedores duvidosos	58	8.838	58	8.838
Reversão de provisão plano incentivo PSPE/PAE/PDC	31.289	66.690	31.289	66.690
Reversão de provisão para risco	16.636	40.820	16.636	40.820
Reversão de provisão para PLR	50.218	56.560	50.218	56.560
Reversão outras provisões	-	4.582	-	4.582
Desp. Financ. - Enc. Dívidas - Transf. p/ investimento	558.064	572.829	558.064	572.829
Desp. Financ. - Var. Monet. - Transf. p/ investimento	26.515	40.591	26.515	40.591
	<b>8.577.909</b>	<b>1.315.170</b>	<b>8.577.909</b>	<b>1.315.170</b>
Lucro real / Base positiva da contribuição social antes das compensações	443.108	291.984	442.603	291.712
Compensação de prejuízos fiscais de períodos anteriores	132.932	87.595	132.781	87.514
Lucro real / Base positiva da contribuição social após compensações	310.176	204.389	309.822	204.198
Alíquotas dos tributos	15% + 10	15% + 10	9%	9%
Imposto de renda e contribuição social - efeito líquido no resultado do período	77.520	51.073	27.884	18.378

## NOTA 32 – APLICAÇÕES FINANCEIRAS, ENCARGOS FINANCEIROS, VARIAÇÕES MONETÁRIAS E SUAS TRANSFERÊNCIAS

APLICAÇÕES FINANCEIRAS, ENCARGOS FINANCEIROS E SUAS TRANSFERÊNCIAS		
DESCRIÇÃO	GERAÇÃO	
	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Rendimento das aplicações financeiras contabilizados no resultado	9.782	14.567
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(5.424)	(8.269)
Efeito na receita financeira	4.358	6.298
Encargos financeiros contabilizados no resultado	617.590	649.676
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(558.064)	(572.829)
Efeito na despesa financeira	59.526	76.847
Variações monetárias contabilizadas no resultado	26.515	40.591
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(26.515)	(40.591)
Efeito na despesa financeira	-	-
Efeito líquido no resultado	(55.168)	(70.549)

## NOTA 33 - SALDO E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 5 – Divulgação sobre Partes Relacionadas, enquadram-se nesse conceito a transferência de recursos, serviços ou obrigações entre partes relacionadas, independentemente de haver ou não um valor alocado à transação.

As transações de comercialização de energia com partes relacionadas são realizadas de acordo com os padrões e preços estabelecidos pelo órgão regulador ou baseados em contratos próprios do Setor Elétrico.

Segue abaixo, quadro do saldo e transações com as empresas consideradas partes relacionadas:

SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS - R\$ MIL												
SALDOS	31 DE DEZEMBRO DE 2018											31/12/2017
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletoacre	Ame	Ceal	Cepisa	Ceron	TOTAL	TOTAL
<b>Ativo</b>												
Concessionárias - Distribuidoras	-	-	-	-	-	702	4.898	13.964	2.271	2.352	24.187	11.701
Fundo descomissionamento	897.846	-	-	-	-	-	-	-	-	-	897.846	631.806
Outras contas a receber	51.411	1.761	-	-	20	-	-	-	-	-	53.192	32.529
<b>Passivo</b>												
Fornecedores	-	(1.089)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.089)	(1.178)
Fornecedores - Provisão	-	(1.701)	(1.186)	(530)	(817)	-	-	-	-	-	(4.234)	(4.732)
Devolução tarifa RH 1406/12	-	(246.143)	-	-	-	-	-	-	-	-	(246.143)	(223.180)
Financiamentos captados	(1.701.853)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.701.853)	(1.679.581)
Saldo Líquido	(752.596)	(247.172)	(1.186)	(530)	(797)	702	4.898	13.964	2.271	2.352	(978.094)	(1.232.635)
<b>TRANSAÇÕES</b>	31 DE DEZEMBRO DE 2018											31/12/2017
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletoacre	Ame	Ceal	Cepisa	Ceron	TOTAL	TOTAL
<b>Receita</b>												
Venda de energia	-	-	-	-	-	7.727	58.774	31.039	20.435	23.516	141.491	148.853
Juros e multa	-	-	-	-	-	212	4	1.184	-	-	1.400	17
Variação monetária	-	-	-	-	-	58	1	270	-	-	329	-
Remuneração do fundo financeiro	158.191	-	-	-	-	-	-	-	-	-	158.191	48.546
<b>Despesa</b>												
Variação monetária - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(9.252)	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.252)	(5.891)
Despesa com Juros - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(13.710)	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.710)	(12.484)
Encargos uso da rede elétrica	-	(21.722)	(15.509)	(6.832)	(10.309)	-	-	-	-	-	(54.372)	(44.123)
Encargos financeiros	(59.526)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(59.526)	(76.847)
Despesas reembolsáveis	60	(859)	-	-	(1.314)	-	-	-	-	-	(2.113)	(93)
Remuneração do fundo financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Líquido	98.725	(45.543)	(15.509)	(6.832)	(11.623)	7.997	58.779	32.493	20.435	23.516	162.438	57.978

- **Concessionárias e Permissionárias:** corresponde a valores a receber referentes a faturamento vinculado à receita anual determinada. A tarifa praticada nessas transações entre partes relacionadas é definida em resoluções da ANEEL. ( Nota 6).
- **Fundo de descomissionamento:** o fundo de descomissionamento de usinas nucleares se refere à obrigação para desmobilização dos ativos das usinas nucleares, para fazer face aos custos a serem incorridos ao final da vida útil econômica das mesmas (Notas 11 e 25).
- **Fornecedores:** refere-se a valores a pagar vinculado, principalmente a Uso de Rede de Transmissão.
- **Devolução de Tarifa RH 1.406/12:** diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa faturada pela ELETRONUCLEAR e a tarifa de referência a ser repassado para Furnas. (Parágrafo 4º do art. 12, da Lei 12.111/2009 e no art. 2º da Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.406, de 21/12/2012).
- **Financiamentos captados:** a companhia possui contratos de financiamentos e empréstimos firmados com a Eletrobras. O detalhamento das operações e taxas de juros são apresentadas na Nota 17.
- **Despesas reembolsáveis:** custo e despesa referentes, principalmente, à cessão e requisição de funcionários entre companhias.

- **Encargos Financeiros:** encargos financeiros líquidos apropriados no resultado. Os encargos financeiros dos financiamentos de Angra 3, no montante de R\$ 59.526, estão capitalizados no imobilizado.

Como patrocinadora da REAL GRANDEZA – Fundação de Previdência e Assistência Social e do NUCLEOS – Instituto de Seguridade Social, entidades fechadas sem fins lucrativos que tem por finalidade complementar benefícios previdenciários de seus participantes, a ELETRONUCLEAR apresenta os saldos e movimentação de valores que envolvem essas entidades na Nota 21.

### NOTA 34 - TAXAS REGULAMENTARES

A Companhia incorreu, durante o período, nos seguintes encargos do setor elétrico, apropriados ao resultado:

TAXAS REGULAMENTARES	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Reserva Global de Reversão - RGR classificada como retificadora da receita operacional	93.673	85.211
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema - ONS classificada como retificadora da receita operacional	120	105
Contribuição a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE classificada como retificadora da receita operacional	1.191	1.416
Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica - TFSEE classificada como despesa operacional - outras	8.207	10.404
<b>TOTAL</b>	<b>103.191</b>	<b>97.136</b>

## NOTA 35 – SEGUROS

A Companhia mantém uma política de seguros considerada pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas, considerando os principais ativos, bem como a responsabilidade civil inerente a suas atividades.

Os valores segurados referem-se ao total das apólices vigentes para reembolso em caso de sinistro, representados pela quantidade de moeda de origem convertida para reais, pela respectiva cotação na data das demonstrações financeiras.

Como prêmio, estão apresentados os valores pagos e a pagar das apólices, na moeda de origem, atualizados para equivalente em reais pela respectiva cotação na data das demonstrações financeiras.

O montante global segurado, em 31 de dezembro de 2018, é de R\$ 22.748.145 e está assim distribuído:

SEGUROS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018			
SEGUROS - R A M O S	MOEDA - R\$ MIL		
	VIGÊNCIA	VALOR SEGURADO	PRÊMIO EQUIVALENTE
Riscos nucleares	30/10/2019	15.060.185	20.801
- Danos materiais		13.949.280	15.398
- Responsabilidade civil		1.110.905	5.402
Riscos de Engenharia	26/08/2019	7.317.404	5.421
- Construção		2.728.789	1.830
- Responsabilidade civil		30.000	167
- Armazenamento de equipamentos		4.558.615	3.424
Diversos	Diversas	100.556	273
TOTAL		22.478.145	26.495

## NOTA 36 - REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES E EMPREGADOS

A maior e a menor remuneração paga a empregados, tomando-se por base o mês de dezembro de 2018, foram de R\$ 61 e R\$ 4 (R\$ 60 e R\$ 4, em dezembro de 2017, respectivamente, de acordo com a política salarial praticada pela ELETRONUCLEAR. O maior honorário atribuído a dirigentes, tomando-se por base o mês de dezembro de 2018, corresponde a R\$ 40 (R\$ 40 em dezembro de 2017).

Nos períodos findos em dezembro de 2018 e de 2017, a Companhia realizou gastos com remuneração, encargos sociais e benefícios da alta administração, conforme apresentado a seguir:

NATUREZA	R\$ MIL	
	31/12/2018	31/12/2017
Remuneração dos Diretores e Conselheiros	1.609	2.082
Encargos Sociais	416	583
Benefícios	58	159
<b>TOTAL</b>	<b>2.083</b>	<b>2.824</b>

## NOTA 37 – COMPROMISSOS

Além das obrigações registradas no presente balanço, a Companhia possui outros compromissos contratados até a data do balanço, mas ainda não incorridos, e cujas realizações ocorrerão nos próximos exercícios, portanto sem registros patrimoniais em 31 de dezembro de 2018. Trata-se de contratos e termos de compromissos referentes: à venda de energia elétrica, à aquisição de matéria-prima - combustível nuclear - para produção de energia elétrica, aos compromissos socioambientais vinculados ao empreendimento Angra 3 e à aquisição de bens e serviços para substituições em seu ativo imobilizado, a saber:

### 37.1 – Venda de energia elétrica

Com a regulamentação da ANEEL para o dispositivo do art.11, da Lei 12.111/2009 e mediante a edição da Resolução Normativa nº 530, em 21 de dezembro de 2012, toda a receita decorrente da geração das usinas Angra 1 e 2 será rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com as cotas-partes estabelecidas pela ANEEL para o período de 2013 a 2024, conforme Resoluções Homologatórias 1.407/2012, 1.663/2013, 1.830/2014, 2.011/2015, 2.179/2016, 2.354/2017 e 2.499/2018. A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.509/2018, estabeleceu a receita fixa de R\$

3.409.341 para o ano de 2019, relativa às Centrais de Geração Angra 1 e 2.

Conforme está previsto nos procedimentos estabelecidos pela ANEEL, as atualizações da receita fixa das usinas Angra 1 e 2 ocorrerão nas seguintes condições:

- Reajustes tarifários anuais, representados pela atualização inflacionária dos valores do período;
- Revisões tarifárias a cada intervalo de três anos;
- Revisões extraordinárias poderão ser realizadas por solicitação da ELETRONUCLEAR ou por iniciativa da ANEEL, para cobertura de custos excepcionais, visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dos empreendimentos.

CONCESSIONÁRIA	R\$ MIL						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
AME - Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	60.130	60.130	60.130	60.130	60.130	60.130	300.648
AMPLA - Ampla Energia e Serviços S.A.	100.845	100.845	100.845	100.845	100.845	100.845	504.224
BANDEIRANTE - EDP São Paulo Distribuição de Energia S. A.	98.805	98.805	98.805	98.805	98.805	98.805	494.023
CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá	9.777	9.777	9.777	9.777	9.777	9.777	48.886
CEAL - Companhia Energética de Alagoas	33.105	33.105	33.105	33.105	33.105	33.105	165.523
CEB-DIS - Ceb Distribuição S.A.	61.896	61.896	61.896	61.896	61.896	61.896	309.482
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	80.323	80.323	80.323	80.323	80.323	80.323	401.616
CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.	172.648	172.648	172.648	172.648	172.648	172.648	863.242
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	114.965	114.965	114.965	114.965	114.965	114.965	574.827
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A.	70.013	70.013	70.013	70.013	70.013	70.013	350.064
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	107.235	107.235	107.235	107.235	107.235	107.235	536.177
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	52.765	52.765	52.765	52.765	52.765	52.765	263.825
CEMIG-D - Cemig Distribuição S.A.	263.036	263.036	263.036	263.036	263.036	263.036	1.315.180
CEPISA - Companhia Energética do Piauí	28.864	28.864	28.864	28.864	28.864	28.864	144.318
CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	29.014	29.014	29.014	29.014	29.014	29.014	145.070
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patricio	1.104	1.104	1.104	1.104	1.104	1.104	5.521
COCEL - Companhia Campolarguense de Energia *	1.844	1.844	1.844	1.844	1.844	1.844	9.220
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	155.643	155.643	155.643	155.643	155.643	155.643	778.216
COELCE - Companhia Energética do Ceará	96.136	96.136	96.136	96.136	96.136	96.136	480.678
COPEL-DIS - Copel Distribuição S.A.	242.321	242.321	242.321	242.321	242.321	242.321	1.211.607
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	45.780	45.780	45.780	45.780	45.780	45.780	228.899
CPFL JAGUARI - Companhia Jaguari de Energia	24.636	24.636	24.636	24.636	24.636	24.636	123.181
CPFL PAULISTA - Companhia Paulista de Força e Luz	230.810	230.810	230.810	230.810	230.810	230.810	1.154.048
CPFL PIRATININGA - Companhia Piratininga de Força e Luz	96.812	96.812	96.812	96.812	96.812	96.812	484.061
DEMEI - Departamento Municipal de Energia de Ijuí **	629	629	629	629	629	629	3.144
DMED - DME Distribuição S.A.	4.193	4.193	4.193	4.193	4.193	4.193	20.966
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	130.125	130.125	130.125	130.125	130.125	130.125	650.627
ELETRACRE - Companhia de Eletricidade do Acre	8.714	8.714	8.714	8.714	8.714	8.714	43.572
ELETRONUCLEAR - Centrais Elétricas de Carazinho S. A. **	783	783	783	783	783	783	3.917
ELETROPOL - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	398.250	398.250	398.250	398.250	398.250	398.250	1.991.249
ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria S.A	3.294	3.294	3.294	3.294	3.294	3.294	16.471
ENERGISA BO - Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S. A.	6.982	6.982	6.982	6.982	6.982	6.982	34.909
ENERGISA MG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S. A.	11.865	11.865	11.865	11.865	11.865	11.865	59.326
ENERGISA MT - Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	63.489	63.489	63.489	63.489	63.489	63.489	317.445
ENERGISA PB - Energia Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	36.765	36.765	36.765	36.765	36.765	36.765	183.823
ENERGISA SE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S. A.	26.283	26.283	26.283	26.283	26.283	26.283	131.417
ENERGISA SUL-SUDESTE - Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A.	35.921	35.921	35.921	35.921	35.921	35.921	179.605
ENERGISA TO - Energia Tocantins - Distribuidora de Energia S. A.	17.907	17.907	17.907	17.907	17.907	17.907	89.537
ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	42.995	42.995	42.995	42.995	42.995	42.995	214.973
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	64.473	64.473	64.473	64.473	64.473	64.473	322.367
FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda	505	505	505	505	505	505	2.523
IENERGIA - Iguazu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	2.115	2.115	2.115	2.115	2.115	2.115	10.577
LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S.A.	214.235	214.235	214.235	214.235	214.235	214.235	1.071.175
MUXENERGIA - Muxfeldt Marin & Cia. S.A.	581	581	581	581	581	581	2.906
RGE - Rio Grande Energia S.A.	78.019	78.019	78.019	78.019	78.019	78.019	390.094
RGE SUL - RGE Sul Distribuidora de Energia S. A.	81.967	81.967	81.967	81.967	81.967	81.967	390.094
UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda	741	741	741	741	741	741	3.684
<b>TOTAL</b>	<b>3.409.341</b>	<b>3.409.341</b>	<b>3.409.341</b>	<b>3.409.341</b>	<b>3.409.341</b>	<b>3.409.341</b>	<b>20.456.046</b>

Compromisso de venda de energia para o período de 2019 a 2024, atualizado de acordo com a REH 2.499/2018.

### 37.2 – Combustível nuclear

Contratos assinados com a INB - Indústrias Nucleares Brasileiras, para aquisição de matéria-prima para produção de energia elétrica e combustível nuclear para as próximas recargas das usinas Angra 1 e Angra 2, bem como a carga inicial e futuras recargas de Angra 3, conforme quadro demonstrativo a seguir:

COMBUSTÍVEL NUCLEAR - REALIZAÇÃO	
ANO	R\$ MIL
2018	153.325
2019	359.615
2020	327.856
2021	11.356
2022	72.329
2023	167.177
2024	-
Após 2024	9.776.934
<b>TOTAL</b>	<b>10.868.592</b>

*\*Informação não revisada por auditoria independente*

### 37.3 – Compromissos socioambientais

Termos de compromissos assumidos com os Municípios, nos quais a ELETRONUCLEAR se compromete a celebrar convênios específicos de portes socioambientais, vinculados ao empreendimento Angra 3, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA conforme quadro demonstrativo a seguir:

COMPROMISSOS SOCIOAMBIENTAIS - REALIZAÇÃO	
ANO	R\$ MIL
2018	3.580
2019	840
2020	46.299
2021	64.384
2022	60.169
2023	57.007
2024	57.007
2025	56.065
<b>TOTAL</b>	<b>345.351</b>

*\*Informação não revisada por auditoria independente*

### **37.4 – Aquisições de bens e serviços**

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de bens e serviços das usinas Angra 1, Angra 2 e Angra 3, necessários à garantia de performance operacional desses ativos conforme quadro demonstrativo a seguir:

BENS E SERVIÇOS - REALIZAÇÃO	
ANO	R\$ MIL
2018	221.797
2019	140.957
2020	1.360.618
2021	1.103.159
2022	739.710
2023	691.599
2024	196.748
2025	24.777
Após 2025	-
<b>TOTAL</b>	<b>4.479.365</b>

*\*Informação não revisada por auditoria independente*

### **38– EVENTOS SUBSEQUENTES**

Em 28.01.2019, a Eletrobras aprovou, por meio da Resolução nº RES-048/2019 de sua Diretoria Executiva, ratificada pelo seu Conselho de Administração por meio da Deliberação nº DEL-026/2019 em 22.02.2019, a suspensão da exigibilidade do principal, sem incorporação dos juros e mantendo as demais cláusulas, dos contratos ECR-286/14, ECF-3278/15, ECF-3284/16, ECF-3341/17 e ECF-3347/17, durante o período de 1º de Janeiro de 2019 a 30 de Junho de 2019, do contrato ECF 3367/18, durante o período de 1º de Março de 2019 a 30 de Junho de 2019, e do contrato ECF 3370/18, durante o período de 1º de Junho de 2019 a 30 de Junho de 2019.

Em 14.02.2019, a Eletrobras efetuou o pagamento de R\$ 29.761 referente ao ressarcimento de Imposto de Renda Retido na Fonte sobre rendimentos auferidos no Fundo de Descomissionamento. Como gestora responsável pelo Fundo de Descomissionamento, a ELETROBRAS ressarcie integralmente ao Fundo de Descomissionamento os benefícios fiscais destas antecipações de pagamentos, que ocorrem normalmente nos meses de maio e novembro de cada exercício, os chamados come-quotas. Esse direito realizável estava registrado em 31.12.2018 no grupo Outros no Ativo Circulante conforme divulgado na Nota 10 – Outros Ativos.

Em 18.03.2019, conforme Fato Relevante divulgado por Centrais Elétricas Brasileiras S.A – ELETROBRAS em 19.03.2019, a Companhia Energética de Alagoas – CEAL teve por concretizada a transferência de seu controle para a empresa EQUATORIAL ENERGIA S.A., e em mesma data foi recebido integralmente pela ELETRONUCLEAR os valores que estavam em inadimplemento em 31.12.2018 registrados em Clientes (R\$ 11.377), conforme detalhamento na Nota 4.1.b – Risco de Crédito – Fatores de Risco, bem como ocorreu também, a liquidação dos compromissos vencidos entre 01.01.2019 a 18.03.2019, totalizando o recebimento de R\$ 16.747.

Em 19.03.2019, foi efetuado o pagamento no valor de R\$ 9.881 referente a 134 (cento e trinta e quatro) Autos de Infrações lavrados pela Secretaria Municipal de Finanças da Prefeitura Municipal de Angra dos Reis – PMAR que estavam registrados em 31.12.2018 em Passivos Contingentes Tributários no valor de R\$ 8.873 com prognósticos de perdas prováveis, conforme Nota 23 – Provisões para Riscos.

MÔNICA REGINA REIS  
Diretora de Administração e Finanças  
CPF: 641.089.617-49 – CORECON: RJ - 17858

RONALDO NETO ALCÂNTARA  
Superintendente Financeiro  
CPF: 085.658.417-74 – CRC: RJ – 086615/O-4

BEATRIZ ALBINO DA SILVA  
Chefe de Departamento de Contabilidade  
CPF: 090.436.427-54 – CRC: RJ – 098430/O-2