

## VISÃO 2030

Estar entre as três maiores empresas globais de energia limpa e entre as dez maiores do mundo em energia elétrica, com rentabilidade comparável às melhores do setor e sendo reconhecida por todos os seus públicos de interesse.



**640 MW**  
CAPACIDADE  
INSTALADA  
DE ANGRA 1



**1.350 MW**  
CAPACIDADE  
INSTALADA  
DE ANGRA 2



**88,01%**  
FATOR  
DE CAPACIDADE  
DE ANGRA 1



**90,34%**  
FATOR  
DE CAPACIDADE  
DE ANGRA 2



**12,5**  
BILHÕES  
DE REAIS  
EM ATIVOS

### INDICADORES

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

**2.979**

MILHÕES

EBITDA AJUSTADO\*

**1.296**

MILHÕES

LUCRO LÍQUIDO

**7.758**

MILHÕES (R\$)

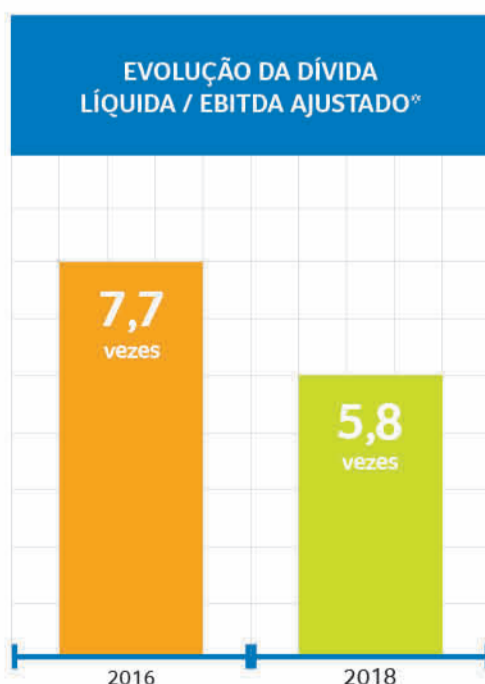
### DESTAQUES DE 2018



R\$ **536,6**  
MILHÕES  
DE INVESTIMENTOS  
REALIZADOS

HOLDING  
ELETROBRAS  
NOVAMENTE  
LISTADA NO ISE  
E CERTIFICADA NA B3

HOLDING  
ELETROBRAS COMO  
UMA DAS TRÊS  
EMPRESAS COM NOTA  
MÁXIMA NO IG-SEST



## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DE RESPONSABILIDADE SOCIAL - 2018

Senhores Acionistas,

Em atendimento aos preceitos legais e estatutários, a Diretoria Executiva da Eletrobras Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR submete à apreciação dos acionistas e da sociedade o Relatório da Administração relativo ao exercício de 2018, no qual estão sumarizadas as principais atividades da Companhia, assim como as Demonstrações Financeiras exigíveis, acompanhadas de pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal.

### O PERFIL DA COMPANHIA

A ELETRONUCLEAR é uma sociedade anônima de economia mista, controlada pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, resultado da incorporação em maio de 1997, da antiga Diretoria Nuclear de Furnas Centrais Elétricas S.A, pela NUCLEN - Engenharia e Serviços S.A, empresa criada em dezembro de 1975. Em dezembro de 1997, por decreto presidencial, foi aprovado novo estatuto social da Companhia com alteração da razão social, mantendo a missão de explorar, em nome da União, as atividades nucleares para fins de geração de energia elétrica.

A sede da Companhia fica na cidade do Rio de Janeiro, as instalações industriais que incluem as usinas Angra 1 e Angra 2; depósitos de resíduos; escritórios, centros de informação e vila residencial, em Angra dos Reis e escritórios, vilas residenciais, o Laboratório de Monitoração Ambiental e o Centro de Treinamento, em Paraty, contando ainda com escritório de representação em Brasília.

Na Praia de Itaorna, município de Angra dos Reis (RJ), está localizada a Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAEA, composta de duas usinas em operação – Angra 1, de 640 MW, de fornecimento Westinghouse, e Angra 2, de 1.350 MW, de fabricação Siemens/KWU, ambas utilizando a tecnologia dos reatores a água pressurizada. No mesmo sítio está localizada a usina Angra 3, em fase de construção, semelhante a Angra 2, porém, com potência nominal elevada para 1.405 MW.

Para operar as duas usinas nucleares da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAEA, cuja potência nominal é de 1.990 MW, além das atividades de projeto e construção da usina Angra 3, a ELETRONUCLEAR conta com um efetivo de 1.312 empregados.

| A Companhia em números    |                     |
|---------------------------|---------------------|
| Potência total das usinas | 1.990 MW            |
| Número de empregados      | 1.741               |
| Área ocupada pela CNAEA   | 1,6 km <sup>2</sup> |
| Energia produzida em 2018 | 15.674 GWh          |
| Faturamento total em 2018 | R\$ 3.415.629 Mil   |



As usinas de Angra 1, 2 e 3

### OS SETORES ELÉTRICO E NUCLEAR

No Brasil, a participação da energia elétrica de fonte nuclear em 2018 foi de 2,69% da geração total. A característica predominantemente hidroelétrica do parque gerador nacional assegura uma posição única para o Brasil, por apresentar uma matriz elétrica majoritariamente baseada em fonte renovável e, portanto, com muita baixa emissão de gases geradores de efeito estufa.

Contudo, dada a variabilidade característica dos regimes hidrológicos, há uma necessidade de complementação por meio de energia térmica de base, de forma a assegurar o suprimento de eletricidade em anos mais secos. De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a participação da geração elétrica por fonte térmica tem constantemente aumentado nos últimos anos. Essa trajetória de crescimento manteve-se em função da baixa afluência nos reservatórios das grandes hidrelétricas. Nesse contexto, a geração termonuclear desempenha um papel fundamental, por sua característica de operar na base com reduzido custo de combustível.

De acordo com dados do Nuclear Energy Institute, desde abril de 2017, cerca de 30 países em todo o mundo estão operando 449 reatores nucleares para geração de eletricidade. O instituto estima, ainda, que existem aproximadamente 60 novas usinas nucleares em construção em 15 países.

As usinas de energia nuclear forneceram 11% da produção mundial de eletricidade em 2014. Em 2016, 13 países dependeram da energia nuclear para fornecer pelo menos um quarto da energia total. Veja abaixo o ranking dos países que mais utilizam a energia nuclear em sua matriz energética:

France - 72.3% Slovakia - 54.1% Ukraine - 52.3% Belgium - 51.7% Hungary - 51.3% Sweden - 40.0% Slovenia - 35.2% Bulgária - 35.0% Switzerland - 34.4% Finlândia - 33.7% Arábia Saudita - 31.4% South Korea - 30.3% Czech Republic - 29.4%

A cadeia produtiva do setor nuclear movimenta, anualmente, recursos da ordem de US\$ 250 bilhões em escala global, considerando desde a etapa inicial de mineração do urânio até a produção de energia elétrica nos reatores de potência, além dos investimentos na implantação de novas centrais nucleares, já em construção.

Dono da sexta maior reserva de urânio do mundo, o Brasil fez parte do grupo de países que apoiou a criação da Agência Internacional de Energia Atômica, em 1957, logo após ter iniciado suas atividades no setor nuclear no ano de 1956, com a Criação da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CENEN). Embora domine todas as etapas do ciclo do combustível nuclear, inclusive aquela que é tratada como segredo industrial pelos outros 12 países que a possuem, no caso de a riqueza energética isotópica, o Brasil ao contrário desses países, não participa dessa cadeia produtiva internacional, na qual poderia atuar de igual para igual, caso nosso programa nuclear não tivesse sofrido tantas interrupções ao longo de mais de cinco décadas de existência.

As reservas de urânio atualmente conhecidas no território nacional permitiriam o funcionamento de 12 usinas nucleoeletrônicas, com uma capacidade de geração de energia equivalente a uma usina de Itaipu operando pelos próximos 80 anos, ou seja, com nossa necessidade de abastecimento garantida até o final do século.

A implantação desse parque gerador implicaria em um montante de investimento na casa dos R\$ 80 bilhões, dos quais entre 70% e 80% atendidos pela indústria nacional, além de um volume de contratações anuais em torno de R\$ 10 bilhões para o fornecimento de insumos, equipamentos, sistemas, componentes, peças de reposição e serviços técnicos, os quais demandariam mão de obra especializada e uma geração de empregos de dezenas de milhares de postos de trabalho, em especial nas localidades onde seriam instaladas as centrais nucleares e as plantas de produção do ciclo do combustível.

O Brasil já possui um parque industrial com potencial tecnológico para atender a esta demanda por produtos e serviços. As etapas de mineração e beneficiamento de urânio são realizadas pela INB - Indústrias Nucleares do Brasil S. A., assim como a de fabricação dos elementos combustíveis, produzidos em sua planta localizada na cidade de Resende. A operação das usinas fica a cargo da ELETRONUCLEAR e parte dos componentes adquiridos por essas unidades é fornecida pela NUCLEP, que possui uma planta de caldeiraria pesada localizada na cidade de Itaguaí, também no Estado do Rio de Janeiro.

Os dados atuais demonstram que usinas nucleares são tão ou mais sustentáveis do que as plantas eólicas ou solares, em qualquer um dos três aspectos por onde se queira analisar, quer seja o ambiental, o social ou o econômico.

Atualmente essa atividade é um monopólio estatal, necessitando cumprir seu papel de geradora de energia elétrica, vinculada à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, área do Ministério de Minas e Energia - MME. Em outro ambiente, é fiscalizada pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, subordinada ao Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações - MCTI.

Há um renascimento da energia nuclear no mundo, muito em função dos acordos internacionais para redução dos níveis de CO<sub>2</sub> na atmosfera. Os países que se comprometeram a reduzir suas emissões não vão cumprir suas metas sem fazer uso da energia nuclear. Os números mostram que os investimentos em novos reatores é uma realidade: são atualmente 55 usinas em construção, sendo 11 apenas pela China. Elas aumentarão a capacidade instalada global de 400 GW para pouco mais de 456GW. Novos mercados para as empresas de construção e serviços estão se expandindo, entre eles os Emirados Árabes Unidos, onde 4 plantas somando 5.380 estão em andamento.

### AValiação do ano

No ano de 2018 as metas propostas para os Indicadores de Desempenho relacionados à Segurança Operacional das usinas Angra 1 e 2 foram alcançadas ou superadas.

As Unidades operaram sempre na condição SEGURA, conforme identificado pela monitoração de risco das usinas Angra 1 e 2 em potência ao longo do ano, através de técnicas de Análise Probabilística de Segurança.

Acompanhando o excelente desempenho em relação à segurança das Usinas, cabe destacar que em 2018, Angra 1 e Angra 2 geraram um total de 15.674.033,4 MWh, tendo sido a quarta melhor geração elétrica na história da Central.

Devido às condições hidrológicas de poucas chuvas, as duas unidades foram despachadas à plena potência, pelo ONS - Operador Nacional do Sistema, durante todo o período.

Angra 1 operou durante 325 dias, em 2018, sincronizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) produzindo um total de 4.972.688,175 MWh de Energia Elétrica Bruta, alcançando um Fator de Disponibilidade de 88,60% e um Fator de Capacidade de 88,01%.

O único desarme da Unidade 1 foi causado pela abertura indevida do disjuntor 9134 por falha externa (Operadora da Subestação de 500KV) durante trabalhos programados de substituição e testes da proteção do disjuntor 9154. Angra 1 vem operando sem falha de elemento combustível desde 2010.

Angra 2, operou durante 334 dias, em 2018, sincronizada ao Sistema Interligado Nacional - SIN e realizou sua Parada programada (2P14) em 30,9 dias, para reabastecimento de combustível, manutenções e testes periódicos. A Unidade produziu 10.701.345,2 MWh de Energia Bruta, o 5º melhor resultado na história da Usina e o 3º melhor resultado considerando apenas os anos em que houve Parada para Reabastecimento de Combustível, alcançando um Fator de Disponibilidade de 91,23% e um Fator de Capacidade de 90,34%. A energia gerada no ano superou em 148.173,2 MWh a sua Garantia Física. Angra 2 operou no ano de 2018 sem falha de combustível.

Os períodos de indisponibilidade programada durante o ano foram devido à Parada para Reabastecimento de Combustível (2P14) e testes das válvulas e dispositivos de proteção da Turbina.

A produção histórica acumulada das duas unidades alcançou o valor de 290,6 milhões de MWh.

Em relação à Implantação da Operação de Angra 3, foram realizadas as ações planejadas, consistentes com a evolução do empreendimento, no que diz respeito à Diretoria de Operação e Comercialização. Destacam-se as atividades realizadas junto à Diretoria Técnica na definição da Interface Homem Máquina da Sala de Controle, especificação do simulador junto com a DTR.O – Departamento de Treinamento e análises de HFE – Engenharia de Fatores Humanos nas atividades relacionadas à operação de sala de controle digital.

Dos indicadores sugeridos pela World Association of Nuclear Operators (WANO), e a Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA) adotados por Angra 1 para medir e acompanhar a eficácia dos programas de operação e manutenção, assim como os desenvolvidos para avaliar a operação segura e confiável da Usina, observamos que todas as metas relativas aos indicadores de segurança foram atingidas com sucesso, o que significa equipamentos de segurança operáveis e disponíveis quase 100% do tempo e sem falha de elementos combustíveis durante o ano.

Considerando o desempenho das Usinas, neste ano de 2018, podemos afirmar que, o montante de energia entregue pela ELETRONUCLEAR foi superior à energia contratada pelas Distribuidoras. A expectativa é de que teremos superávit de energia de aproximadamente 70,23 MW (ou 615.218,169 MWh). Desta forma, em 2019, a ELETRONUCLEAR deverá receber o montante, referente à parcela variável, estimado em R\$ 88,7 milhões, sendo este o 3º ano consecutivo de resultado positivo.

No início de outubro deste ano, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE aprovou os estudos para a retomada das

obras da Usina Nuclear Angra 3. Com base nestes estudos, foi possível aprovar a recomendação do relatório técnico elaborado pelo grupo de trabalho interministerial para adotar como referência para as próximas etapas o preço de energia de Angra 3, no valor de R\$ 480,00/MWh, a valores de julho de 2018. Esta aprovação, resolução CNPE 14/2018, foi publicada em Diário Oficial, no dia 23/10/2018.

Em julho de 2018, Angra 1 e 2 passaram por uma avaliação internacional, denominada WANO Peer Review, conduzida pela World Association of Nuclear Operators. Em relatório final da avaliação, foram destacadas as áreas de química e proteção radiológica das duas Usinas, que melhoraram seus desempenhos em comparação à última avaliação da WANO em 2014. Além disso, as áreas de treinamento e operação das Usinas também se destacaram por manterem um bom desempenho desde a última avaliação da WANO.

Como já vinha ocorrendo nos últimos anos, as metas propostas para os Indicadores dos sistemas relacionados à segurança de Angra 1 e Angra 2, não só foram atingidas, como alcançaram valores iguais ou melhores que o Best Quartile das usinas reportadas à WANO e à IAEA, expressando uma operação segura e confiável das mesmas.

### PLANO ESTRATÉGICO – A IDENTIDADE DA COMPANHIA

#### MISSÃO, VISÃO E VALORES

A ELETRONUCLEAR adotou como sua a identidade empresarial do Sistema Eletrobras nas quais o Plano Estratégico contempla as questões socioambientais em seus principais elementos.

**MISSÃO** – Atuar nos mercados de energia de forma integrada rentável e sustentável.

**VISÃO** – Estar entre as três maiores empresas globais de energia limpa e entre as dez maiores do mundo em energia elétrica com rentabilidade comparável às melhores do setor e sendo reconhecida por todos os seus públicos de interesse.

#### VALORES

Foco em resultados  
Empreendedorismo e inovação  
Valorização e comprometimento das pessoas  
Ética e transparência  
Sustentabilidade

#### Declaração de Posicionamento da ELETRONUCLEAR

Adicionalmente à declaração de Visão, Missão e Valores do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras e em perfeito alinhamento com essas premissas comuns a todas as empresas do sistema, a ELETRONUCLEAR adotou o seguinte posicionamento, que a destaca inequivocadamente e passou a orientar seus negócios e ações:

“A ELETRONUCLEAR será o protagonista na expansão da geração nucleoeletrônica no Brasil, atuando de forma independente ou em parceria com outras empresas, contribuindo para a conquista da liderança global em energia limpa e segura pelo sistema Eletrobras.”

#### Atributos do posicionamento:

##### Protagonista

Pela sua trajetória no setor, a ELETRONUCLEAR concentra um inestimável capital de conhecimento em todas as fases de um empreendimento de geração nucleoeletrônica, da análise de viabilidade inicial até a excelência em operação, passando por todas as fases de escolha de sítios, de tecnologia, projeto, construção, comissionamento, operação e comercialização, colocando-a numa posição única de liderança na expansão dessa fonte de energia.

##### Expansão da Geração Nucleoeletrônica

A orientação estratégica no sentido de ampliação da base de geração do Sistema contempla uma forte expansão da geração nucleoeletrônica, reforçando o papel fundamental que a ELETRONUCLEAR deverá desempenhar para a realização da Visão do Sistema Eletrobras.

##### Investindo de forma independente ou em parceria

A realização dos investimentos previstos no Plano Nacional de Energia demandará um volume de recursos bastante expressivo. A ELETRONUCLEAR estará aberta a alternativas de viabilização dessa expansão.

##### Energia limpa

Energia elétrica gerada com baixa emissão de carbono e outros gases causadores de efeito estufa. As usinas nucleares, ao longo de seu ciclo de vida útil, têm uma emissão insignificante, o que as coloca no centro das soluções ambientalmente adequadas para geração de grandes blocos de energia no século 21.

##### Segurança

A ELETRONUCLEAR pautará suas ações de forma consistente com sua Política de Gestão Integrada de Segurança.

A segurança é um compromisso que está cristalizado na Política de Gestão Integrada da ELETRONUCLEAR. Ela é prioritária e precede à produtividade e à economia, não devendo nunca ser comprometida por qualquer razão.

Em complementação aos objetivos estratégicos e as estratégias associadas descritos no Plano Estratégico do Sistema Eletrobras, a ELETRONUCLEAR procedeu ao seu desdobramento em Estratégias Específicas, que visam alinhar as suas ações às das demais empresas do Sistema.

Este trabalho foi realizado tanto para os objetivos finalísticos quanto para os de gestão. Adicionalmente, e em sintonia com sua declaração de posicionamento, a Companhia estabeleceu um conjunto de objetivos estratégicos específicos, de forma a completar o seu arcabouço do seu Planejamento Estratégico.

#### Princípios e Normas Gerais de Conduta

A ELETRONUCLEAR tem o compromisso de agir sempre de forma correta e transparente com seus empregados, fornecedores, prestadores de serviços, clientes, acionistas, comunidade, meio ambiente, órgãos governamentais, mídia e sindicatos, bem como exercer com responsabilidade sua função social.

Para tanto, exige-se dos empregados que observem princípios, normas e condutas consubstanciadas no Código de Ética Profissional do Servidor Público Civil do Poder Executivo Federal e no Código de Conduta da Alta Administração Federal, e principalmente no Código de Conduta Ética e Integridade das Empresas do Sistema Eletrobras que é aplicado a todos os agentes com os quais a empresa se relaciona.

#### Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras

Em dezembro de 2015, foi divulgado para todos os empregados do Sistema Eletrobras um guia do colaborador com o Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras, que foi aprovado pela Diretoria Executiva e endossado pelo Conselho da Administração da Holding. O guia apresenta um conjunto de ações contínuas que visam identificar, corrigir e prevenir fraudes e corrupção, garantindo o cumprimento das leis anticorrupção por parte das empresas dos colaboradores, representantes, sócios de joint venture e outras afiliadas. Este Guia em conjunto com o Código de Conduta Ética e Integridade das Empresas Eletrobras reúne os principais conceitos e medidas adotados pelo programa e se destina a todos os colaboradores das empresas Eletrobras, sejam eles conselheiros, diretores, gerentes, empregados, contratados, prestadores de serviços, estagiários ou jovens aprendizes.

#### GOVERNANÇA CORPORATIVA

A estrutura de governança da ELETRONUCLEAR inclui as seguintes instâncias:

- **O Conselho de Administração**, constituído de seis conselheiros, todos brasileiros, eleitos pela Assembleia Geral, com mandatos unificados de 2 (dois) anos, permitidas até no máximo 3 (três) reconduções consecutivas, sendo um deles representante do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, e outro representante dos empregados, eleito por voto direto dentre empregados ativos, cabendo a um dos membros, que não poderá ser o Diretor-Presidente da ELETRONUCLEAR, a presidência do Conselho. O Conselho de Administração, ao qual a Auditoria Interna e a Ouvidoria se reportam, se reúne, ordinariamente, uma vez ao mês e, extraordinariamente, sempre que se fizer necessário.

- **O Conselho Fiscal**, constituído de 3 (três) membros efetivos e 3 (três) suplentes, todos brasileiros, eleitos pela Assembleia Geral com mandatos unificados de 2 (dois) anos, permitidas no máximo 2 (duas) reconduções consecutivas. Entre os membros do Conselho Fiscal, um membro efetivo e o respectivo suplente são representantes do Tesouro Nacional.

- **A Diretoria Executiva**, constituída pelo Diretor-Presidente e mais 3 (três) diretores, totalizando 4 (quatro) membros, todos brasileiros, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandatos unificados de 2 (dois) anos, permitidas até 3 (três) reconduções consecutivas, exercem suas funções em regime de tempo integral, a saber:

- Presidência;
- Diretoria de Administração e Finanças;
- Diretoria de Operação e Comercialização;
- Diretoria Técnica.

A essas diretorias estão subordinadas superintendências, gerências e divisões responsáveis pelas atividades de linha da Companhia.

A ELETRONUCLEAR tem o compromisso de agir sempre em conformidade com as políticas corporativas, de forma transparente.

Em função disso exige dos seus colaboradores que observem princípios, normas e condutas fixadas no seu Código de Conduta Ética e Integridade das Empresas do Sistema Eletrobras, aplicado a todos com os quais a Companhia se relaciona.

No segundo semestre de 2016, constituiu a Superintendência de Governança, Gestão de Riscos e Conformidade, subordinada diretamente ao Diretor-Presidente e composta pelos Departamentos de Conformidade e de Gestão de Riscos e Controles Internos.

A nova estrutura organizacional harmonizou as atividades em questão às disposições da Lei nº 13.303 e ao Decreto Federal 8.945. Não obstante, tanto a Superintendência como os referidos Departamentos passaram por ajustes em 2017, e, ao longo do exercício de 2018 atuaram plenamente operacionais, conforme os padrões determinados para as empresas do Sistema Eletrobras.

#### Ambiente Institucional e Regulatório

Por meio da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, a energia produzida pelas Usinas Angra 1 e Angra 2 passou a ser comercializada diretamente com as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição, em cotas-partes, no Sistema Interligado Nacional – SIN, a partir de 1º de janeiro de 2013.

Conforme a Resolução Normativa nº 530, de 21 de dezembro de 2012, que estabelece as condições para a comercialização da energia proveniente das usinas Angra 1 e Angra 2, pertencentes à ELETRONUCLEAR, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE apura anualmente a diferença entre a energia entregue no centro de gravidade e o somatório das garantias físicas das Usinas Angra 1 e Angra 2, descontados os respectivos consumos internos e as perdas na rede básica.

Quando a diferença for positiva, 50% da diferença deverá ser valorada pelo Preço de Liquidação de Diferenças - PLD médio anual, calculado pela CCEE, e será acrescida na receita fixa do ano seguinte. Quando negativa, 100% da diferença deverá ser valorada pelo maior valor entre a tarifa e o PLD médio anual, e deduzida da receita fixa do ano seguinte. Em ambos os casos, a ELETRONUCLEAR receberá ou ressarcirá às distribuidoras cotistas, em duodécimos.

Em 2018, o montante de energia contratada pelas distribuidoras referente a Geração de energia das Usinas Angra 1 e Angra 2 foi de 1.572,22 MW<sup>médios</sup>, que é equivalente a 13.772.609,08 MWh. A receita fixa estabelecida pela Resolução Homologatória ANEEL 2.359, de 19 de dezembro de 2017 foi de R\$ 3.316.446.014,38 (três bilhões, trezentos e dezesseis milhões, quatrocentos e quarenta e seis mil, quatorze reais e trinta e oito centavos). A tarifa de venda de energia elétrica, associada foi de R\$ 240,80/MWh.

O faturamento anual da ELETRONUCLEAR corresponde a R\$ 3.415.629.203,72, que é composto da receita fixa da ELETRONUCLEAR, citada no parágrafo anterior, acrescida da parcela variável relativa à 2017, aproximadamente R\$ 99 milhões. Observa-se que deste valor são descontados os devidos tributos e Custos Administrativos, Financeiros e Tributários (CAFT) incorridos pela CCEE.

Com relação ao pagamento das parcelas mensais pelas distribuidoras, cabe ressaltar que ao longo de 2018 registraram-se inadimplências por parte de algumas distribuidoras subsidiárias da Eletrobras.

No ano de 2018 estas distribuidoras foram a leilão, e após terminado o processo de venda das mesmas, os novos proprietários liquidaram as inadimplências destas Companhias. A exceção foi a CEEAL – Eletrobras Distribuição Alagoas, cujo leilão aconteceu no dia 28 de dezembro de 2018 e ainda registra o montante inadimplido de aproximadamente R\$ 10 milhões.

No que diz respeito ao desempenho das Usinas, no ano de 2018 podemos afirmar, que o montante de energia entregue pela ELETRONUCLEAR foi superior à energia contratada pelas Distribuidoras. A expectativa é de que teremos superávit de energia de aproximadamente 70,23 MW<sup>médios</sup> (ou 615.218,169 MWh). Desta forma, em 2019, a ELETRONUCLEAR deverá receber o montante, referente à parcela variável, estimado em R\$ 88,7 milhões.

As despesas relativas ao Uso do Sistema de Transmissão e à Conexão ao Sistema de Transmissão totalizaram, respectivamente, R\$ 111.917.982,31 e R\$ 3.774.348,35, líquidos de impostos.

Ainda no ano de 2018, por meio do Despacho ANEEL 1.283/2018 de 12.06.2018, foi autorizada a cobrança por parte da Enel Distribuidora (antiga Ampla) à ELETRONUCLEAR sobre o Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), tendo a ELETRONUCLEAR reconhecido os montantes devidos para o período de 19 de abril de 2014 a 30 de junho de 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 CNAEA, é o chamado Consumo Próprio de Energia, quando a Companhia 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.

Em 25 de setembro de 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 incluem 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 CCEE - 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 em 06/2018.

As despesas relativas ao Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) totalizaram no ano de 2018 R\$ 143.761.392,01, já considerando a cobrança retroativa.

#### Estrutura Societária

O capital social da ELETRONUCLEAR em 31 de dezembro de 2018, de R\$ 6,6 bilhões, está subscrito com cerca de 78% de ações ordinárias e 22% de ações preferenciais, sendo o acionista majoritário a Eletrobras, detentora de 99,91% do total das ações.

A seguir apresentamos a composição acionária e a distribuição do capital social relativa ao período de 2018:

| Capital Social e Composição Acionária 2018    |                       |                         |               |
|---|-----------------------|-------------------------|---------------|
| CAPITAL SOCIAL E COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA EM 2018 |                       |                         |               |
| TIPO DE AÇÕES                                 | QUANTIDADE DE AÇÕES   | VALOR DO CAPITAL        | RELAÇÃO %     |
| ORDINÁRIAS                                    | 20.401.976.042        | 5.157.518.633,12        | 78,1051818527 |
| PREFERENCIAIS                                 | 5.719.179.505         | 1.449.739.039,43        | 21,8948181473 |
| <b>TOTAL</b>                                  | <b>26.121.155.547</b> | <b>6.607.257.672,55</b> | <b>100</b>    |

As ações ordinárias são nominativas, com direito a voto.

As ações preferenciais são nominativas, sem direito a voto, não podendo ser convertidas 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 alterações no Estatuto.

#### GESTÃO EMPRESARIAL

No contexto da gestão empresarial, destacaram-se as seguintes ações:

- **Plano de Negócios**

O Plano de Negócios e Gestão 2019-2023 da ELETRONUCLEAR apresenta as principais estratégias de gestão da Companhia voltadas para a recuperação de seu equilíbrio econômico-financeiro, a melhoria de desempenho empresarial refletida em seus indicadores operacionais, financeiros, de governança, de gestão e socioambientais. Essas estratégias cobrem também a manutenção da operação segura e com elevado desempenho de Angra 1 e Angra 2 e para a retomada, de acordo com definições superiores e no menor prazo possível, das obras do empreendimento Angra 3. Neste contexto, foi construído o programa de investimento da Companhia nos próximos 5 anos, onde se procede a uma avaliação econômico-financeira com premissas macroeconômicas para um Cenário Base, projeções para o período em face e a respectiva análise.

No campo da geração nuclear, de acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, a participação da geração elétrica por fonte nuclear representou 2,69% (15.674 GWh) do SIN em 2018. O total da geração foi de 581.898 GWh, sendo que, as hidrelétricas participaram com 71,82% (417.906 GWh) em seguida pelas térmicas convencionais com 16,66% (96.958 GWh). A geração eólica chegou a 8,32% (48.443 GWh), consolidando seu espaço na matriz. E por último a solar, com 0,50% (2.917 GWh).

- **Ouvidoria**

Criada em dezembro de 2007, a Ouvidoria da ELETRONUCLEAR, órgão imparcial e independente, vinculado ao Conselho de Administração, estabelece o diálogo entre o público interno e externo, e a Companhia, auxiliando a administração na melhoria dos processos internos.

Além do Sistema de Ouvidoria - SOU, do e-mail corporativo e presencialmente, a Ouvidoria assegura à sociedade o direito de acesso à informação, atendendo às demandas do Serviço de Informação ao Cidadão - SIC, em conformidade com a Lei de Acesso à Informação.

Trimestralmente, a Ouvidoria encaminha para o Conselho de Administração da Companhia, relatório com as manifestações do período.

No ano de 2018, foram feitas 482 manifestações na Ouvidoria, tendo sido todas respondidas. Esse número, foi 33% maior que o de 2017, que totalizou 362 manifestações.

Nos cinco canais da Ouvidoria, as manifestações foram feitas da seguinte forma:

- 417 manifestações no Sistema de Ouvidoria - SOU;
- 36 manifestações no Sistema e-SIC;
- 24 manifestações enviadas ao e-mail da Ouvidoria;
- 04 presencial;
- 01 e-ouv.

No Sistema de Ouvidoria - SOU, os tipos mais frequentes de manifestação foram as reclamações (55%), seguida por solicitações diversas (25%).

Os assuntos mais frequentes referiram-se à administração da infraestrutura das vilas (31%), seguida por assuntos relacionados à gestão de pessoas (10%).

No primeiro semestre, a Ouvidoria lançou em parceria com a Coordenação de Comunicação Institucional- CI.P, campanha de divulgação da área com enfoque nas atribuições da Ouvidoria, esclarecimento das diferenças entre os diversos canais de manifestação e nas respostas dos gestores, reforçando a necessidade de melhoria na qualidade das respostas dadas aos manifestantes.

Na ocasião, foram criadas uma nova identidade visual e uma logomarca para a Ouvidoria.

- **Gestão de Riscos**

O trabalho de Gestão de Riscos Corporativos foi aprimorado pelo Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos (DGC-P) no final de 2017, com a decisão de contratar empresa de consultoria para definir metodologia de gestão de riscos, desenvolver projeto-piloto com um conjunto de riscos prioritizados e migrar este conjunto de informações para sistema informatizado de apoio à Gestão (*GRC Risk Management*), já instalado na Companhia. Após o certame licitatório e as devidas homologações, o Projeto de Gestão de Riscos Corporativos foi iniciado em 26/03/2018 pela consultoria PWC, abordando os seguintes riscos prioritizados:

1. Operação e Manutenção na Geração;
2. Formação e Gestão do Contencioso;
3. Armazenamento de Combustíveis Irradiados;
4. Gestão da Cadeia de Suprimentos;
5. Gestão Socioambiental de Empreendimentos;
6. Demonstrações Contábeis e Financeiras;
7. Segurança da Informação;
8. Revisão Tarifária na Geração;
9. Projeto de Engenharia na Geração com ênfase na Extensão de Vida Útil de Angra 1;
10. Fluxo de Caixa.

Seguindo a metodologia adotada, o projeto fez o levantamento completo dos riscos prioritizados, atualizando fatores de risco e controles de mitigação, criando avaliações de risco qualitativas e quantitativas e desenvolvendo estratégias de monitoramento e comunicação sobre os riscos. O sistema *GRC Risk Management* foi alimentado com os dados do levantamento, dando integridade aos dados e uniformidade de procedimentos. Previsto para terminar em 30/11/2018, o Projeto ainda passa por ajustes de configuração do sistema para o início definitivo das operações de Gestão de Riscos Corporativos, estimado para 04/02/2019.

A formação de uma cultura organizacional em Gestão de Riscos Corporativos foi uma necessidade observada durante o projeto. A formação de cultura iniciou em 2018 com os treinamentos realizados com Donos de Risco e Especialistas de Risco e tem como premissa que o Processo de Gestão de Riscos Corporativos seja entendido como elemento central da gestão estratégica da Companhia, que aumenta a probabilidade de êxito e reduz o nível de incerteza na realização dos seus objetivos. Uma atividade contínua que permeia, protege e acrescenta valor a todos os níveis organizacionais.

Com o aumento do nível de maturidade da Gestão de Riscos Corporativos da ELETRONUCLEAR, foi iniciado em 2018 uma maior interação com a Auditoria Interna visando dar subsídios às atividades de auditoria de processos baseadas nos riscos e controles mitigatórios vinculados a estes processos. Também em 2018, foi possível dar melhor embasamento para auxiliar a área de Planejamento na abordagem dos riscos que ameaçam o atingimento dos objetivos estratégicos da Companhia.

Espera-se em 2019 incorporar progressivamente todos os riscos constantes na Matriz de Riscos da ELETRONUCLEAR no processo de Gestão de Riscos Corporativos, estabelecendo novas priorizações de riscos para levantamento e avaliação, além de consolidar o uso do sistema *GRC Risk Management* no monitoramento e comunicação dos riscos. Tendo conhecido o trabalho desenvolvido na ELETRONUCLEAR, a Eletrobras estuda a adoção do sistema *GRC Risk Management* para todas as subsidiárias, em instância única.

#### Certificação SOX

A Eletrobras, estruturou um processo de Certificação SOX, em conformidade com a Lei *Sarbanes-Oxley*, a qual visa atender às exigências do mercado, investidores e acionistas, priorizando a adequação às melhores práticas de governança corporativa, maior transparência das demonstrações contábeis e financeiras e implementação de estruturas formais para identificação e avaliação de controles internos.

Na qualidade de empresa controlada, a ELETRONUCLEAR está sujeita a essas normas e possui, em sua estrutura, o Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos que atua como facilitador entre as áreas de negócios e a empresa Certificadora e tem, dentre outras, a atribuição de monitorar o desenvolvimento do ambiente de controles sobre as demonstrações financeiras. Com este objetivo auxilia as atividades de atualização da documentação SOX (Mapeamento) e elaboração e acompanhamento da implementação dos Planos de Ação para mitigar as deficiências apontadas nos testes da administração e da Certificadora (Remediação).

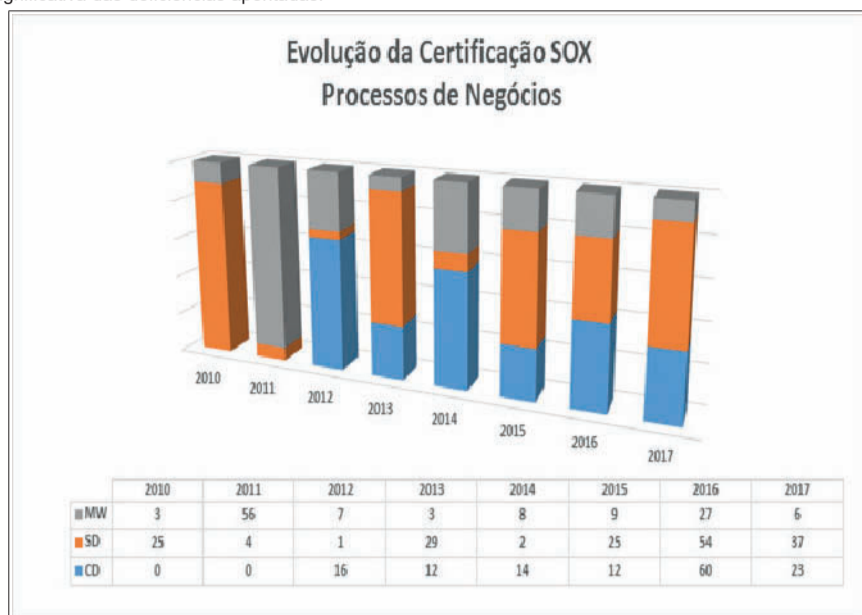
O Ciclo anual de certificação SOX divide-se em cinco fases:



Ao final dos trabalhos, é emitida uma relação com os resultados dos testes, na qual constam as não conformidades identificadas, classificadas em três níveis de severidade: deficiência de controle (CD), deficiência significativa (SD) e fraqueza material (MW), sendo esta última a mais severa.

A remediação das fraquezas materiais (MW's) apontadas pelo auditor externo na Certificação SOX, assim como também a mitigação dos Riscos Críticos, é uma Diretriz Estratégica do PDNG 2018-2022, no 3º Pilar Estratégico - governança e conformidade tema Eliminar Fraquezas Materiais.

Destacamos abaixo a evolução da Certificação SOX, nos processos de negócios ao longo dos anos, onde verificamos uma redução significativa das deficiências apontadas.



A ELETRONUCLEAR, através do Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos, promove treinamento anual a fim de capacitar os gestores e colaboradores que participam da certificação SOX. Essa ação visa priorizar a manutenção das melhores práticas exigidas para a excelência do processo.

O reporte do andamento da Certificação SOX é feito à Eletrobras, à Diretoria Executiva, aos Conselhos Fiscal e de Administração da ELETRONUCLEAR e ao Conselho de Auditoria Estatutário - CAE.

- **Revisões Internacionais e Intercâmbio de Experiência**

O ano de 2018 foi mais um no qual o programa de suporte técnico e revisões efetuadas por organismos internacionais teve grande relevância para o processo de melhoria contínua da Segurança Operacional de Angra 1 e 2 e na preparação para a operação de Angra 3. Foram conduzidas respectivamente no Brasil e no exterior, as seguintes revisões e treinamentos por organismos internacionais:

No início do ano tivemos a primeira missão DIR - *Design Informed Review* como preparação para a missão WANO - *World Association of Nuclear Operators, Peer Review*;

Em maio foi realizada a missão internacional da AIEA - Agência Internacional de Energia Atômica, denominada PRE-SALTO, que tem como objetivo fazer uma avaliação independente do Programa de Extensão de vida útil: *LTO - Long term Operation* da Usina de Angra 1, no período de 02/05 a 11/05 de 2018;

Já na segunda quinzena de julho foi realizada a Missão Internacional denominada *WANO Peer Review*, para avaliação das Usinas de Angra 1 e 2 (18/07 a 03/08/2018) e que foi a 2ª missão deste tipo atendendo as duas usinas simultaneamente com a participação de 33 profissionais da ELETRONUCLEAR e 30 especialistas da WANO;

Em agosto foi recebida a missão internacional Lat-INOS (avaliação Independente da segurança Nuclear Latino-Americana) realizada entre os dias 13 e 16/08/2018;

Em setembro tivemos a inspeção do Pool Internacional de Resseguradoras (que é realizado de 4 em 4 anos) em Angra 1 e 2, no período de 11/09 a 14/09/2018;

Em outubro recebemos a missão Internacional da AIEA denominada ARTEMIS, para análise da gestão sobre rejeitos de baixa e média atividade realizada no período de 1 a 5 de outubro 2018.

Ainda em outubro a ELETRONUCLEAR sediou, na CNAEA, uma reunião do grupo de trabalho da AIEA, que está fazendo a revisão do documento IGALL International Generic Ageing Lessons Learned). A sigla significa Lições Genéricas Aprendidas sobre Envelhecimento. O documento estabelece diretrizes para orientar operadores e órgãos reguladores a realizar com segurança a extensão da vida útil de usinas nucleares. A reunião com a participação dos técnicos da ELETRONUCLEAR aconteceu no período de 1 a 4/10/2018;

Foi também realizado o *Annual Meeting* da WANO com a diretoria da ELETRONUCLEAR em 11/10/2018.

Participação da Missão de Suporte da WANO - *World Association of Nuclear Operators denominada "MSM - Member Support Mission Hinkley/Work Management"*, realizada na Usina de Hinkley Point B, em Bridgewater, Inglaterra;

Participação da missão de avaliação de segurança operacional designada como *WANO Peer Review*, realizada na Usina Nuclear de *Tihange*, na Bélgica;

Participação do Superintendente de Manutenção na qualidade de *Manager of EPRI Technology Transfer* - METT (Gestor do *Electric Power Research Institute* para Transferência de Tecnologia junto a ELETRONUCLEAR), representando esta empresa no *EPRI Nuclear Power Council Advisory Meeting* (Conselho de Energia Nuclear do EPRI), realizado em San Diego, Califórnia, nos Estados Unidos da América;

Participação na avaliação de segurança operacional designada como MISSÃO OSART, promovida pela *International Atomic Energy Agency* - IAEA, realizada na Usina de Almaraz, na Espanha;

Participação, a convite da Agência Internacional de Energia Atômica - AIEA, do treinamento denominado *Advanced Training on Preparedness and Response to Nuclear Accidents and Emergencies*, promovido pela mesma, realizado no Texas, EUA;

Participação na missão de avaliação de segurança operacional designada como *WANO Peer Review*, promovida pela WANO - *World Association of Nuclear Operators*, realizada na Usina *Virgil C. Summer*, nos EUA;

Participação do Superintendente de Angra 2 das missões: Em *Karstein*, na *FRAMATOME*, reunião para receber informações sobre a Reunião Anual dos Chefes de Usina KWU; Em Essen, na VGB, reunião para se atualizar sobre a Experiência Operacional das Usinas Alemãs em 2017 e para uma visita técnica a Usina *Neckarwestheim 2* e em reunião anual do Grupo de Proprietários das Usinas KWU que permanecem em operação - KWU-OG (Alemanha / Espanha / Suíça / Bélgica / Argentina / Brasil);

Participação a convite da Agência Internacional de Energia Atômica - AIEA, do treinamento denominado *Technical Meeting on Maintenance Training - Future Challenges and Opportunities*, promovido pela mesma, realizado em Obninsk, na Federação Russa;

Participação da missão de avaliação de segurança operacional designada como WANO Peer Review, promovida pela WANO - *World Association of Nuclear Operators*, realizada na Usina de *Coferentes*, na Espanha;

Participação da missão de avaliação de segurança operacional designada como WANO Peer Review, promovida pela WANO - *World Association of Nuclear Operators*, realizada na Usina H. B. Robinson, nos Estados Unidos da América;

Participação da missão de Observação de Performance Operacional denominada como CPO - *Crew Performance Observation*, promovida pela WANO - *World Association of Nuclear Operators*, realizada na Usina Nuclear de *Fangchenggang*, na República Popular da China;

Participação do Programa de Cooperação de Energia Nuclear denominado como *Korea - Brazil Nuclear Energy Cooperation Program*, promovido pelo governo coreano por intermédio da KNA - *Korea Nuclear Association* for International Cooperation, cuja programação aborda a realização de Seminário de Energia Nuclear na cidade de Seul e visitas técnicas às instalações da indústria nuclear coreana, na República da Coreia;

Participação da missão de avaliação de segurança operacional denominada como *JANSI Peer Review*, promovida pela WANO - *World Association of Nuclear Operators, para o JANSI - Japan Nuclear Safety Institute*, realizada na Usina Nuclear de *Ikata*, no Japão;

Participação do Treinamento denominado *Station Preparation Week* e da missão de avaliação de segurança operacional designada como *WANO Peer Review*, ambos promovidos pela WANO - *World Association of Nuclear Operators*, realizados respectivamente na WANO Paris Centre - França, e na Usina de *Frangchenggang*, na França e China;

Participação do treinamento denominado *Station Preparation Week* e da missão de avaliação de segurança operacional designada como *WANO Peer Review*, ambos promovidos pela WANO - *World Association of Nuclear Operators*, realizados, respectivamente, na WANO Paris Centre e na Usina de *Chooz B*, na França;

Participação da preparação para aquisição de trânsito sem escolta, do treinamento denominado *Station Preparation Week* e da missão de avaliação de segurança operacional denominada como *WANO Peer Review*, promovida pela WANO - *World Association of Nuclear Operators*, realizados na Usina Nuclear de Palo Verde, *Toponah* - Arizona, nos Estados Unidos da América;

Participação da Missão de Suporte Técnico (*MSM - Members Support Mission*) promovida pela WANO - *World Association of Nuclear Operators*, realizada na Usina de *Gravelines*, na França;

Participação da Missão de Apoio a Membros na área de Uso e Aderência a Procedimentos, denominada *WANO PC - MSM - Member Support Mission*, no período de 02/07/2018 a 06/07/2018, promovida pela WANO - *World Association of Nuclear Operators*, realizada na Usina Nuclear de *Chinon*, na Comuna Avoine - Região Centre-Val de Loire, na França;

Participação da missão de avaliação de segurança operacional designada como *WANO Peer Review*, no período de 16/07/2018 a 27/07/2018, realizada na Usina Nuclear de *Browns Ferry, Athens* - Alabama, nos EUA. Para esta missão foi necessária a participação prévia dos testes de acesso à planta (entrevistas, coleta de dados biométricos e coleta de material para exame antidrogas), no período de 04/07/2018 a 06/07/2018, e do treinamento de preparação para aquisição de trânsito sem escolta denominado *Browns Ferry Nuclear Plant Sequester Meeting*, no período de 09/07/2018 a 13/07/2018, nas dependências do *Institute of Nuclear Power Operation - INPO/ WANO*, em Atlanta - Geórgia, EUA;

Participação a convite da Agência Internacional de Energia Atômica - AIEA, como representante do governo brasileiro, do treinamento denominado *International Training Course on The Control of Nuclear Material in Use, Movement and Storage*, a ser realizado em *Bahadurgarh*, na Índia;

Participação da missão denominada *Member Support Mission - MSM*, realizada na Usina de CRUAS, nas comunas de Cruas e *Meysse*, em *Ardeche*, na França;

Participação no evento denominado *Meeting on Independent Nuclear Safety*, promovido pela *International Atomic Energy Agency* - IAEA, em conjunto com a NUCLEOELÉTRICA ARGENTINA S.A., realizado em Buenos Aires;

Participação da missão denominada *Member Support Mission*, realizada na Central Nuclear de *Sanmem*, cidade de *Thaizou*, Província de *Zhejiang*, na República Popular da China;

Participação do evento denominado *Interregional Training Course on Integrated Management Systems and Developing of the Safety Culture*, em colaboração com o governo dos EUA, através do Laboratório Nacional Argonne (ANL), a ser realizado em *Illinois*, nos Estados Unidos da América;

Participação do treinamento denominado *Technical Meeting on Thermal Performance Monitoring and Optimization in Nuclear Power Plants*, realizado em *Gyeongju*, na República da Coreia;

Participação na área de Qualidade na Operação e Manutenção da missão denominada *Members Support Mission*, promovida pela *World Association of Nuclear Operators - WANO*, realizada na sede da *ÉLECTRICITÉ DE FRANCE - EDF Corporate*, em Paris, na França;

Designação do engenheiro Manoel Alves Gomes para atuar como engenheiro de ligação na *World Association of Nuclear Operators* - WANO, em Paris, à qual a ELETRONUCLEAR é filiada desde sua criação, em maio de 1989, o referido engenheiro permanecerá, no período de 01.01.2019 a 31.12.2021, integrando as equipes do programa de inspeções e avaliações em usinas nucleares filiadas à WANO, programa este denominado *WANO Peer Review*.

- **O pacto global e os valores da Companhia**

A ELETRONUCLEAR aderiu ao Pacto Global da Organização das Nações Unidas - ONU, expressando o suporte da Companhia aos seus preceitos com relação aos direitos humanos, trabalho, ambiental e anticorrupção. A formalização da adesão se deu em 6 de dezembro de 2006.

Em demonstração de seu apoio ao Pacto Global a ELETRONUCLEAR apresenta a cada ano, desde 2008, ano base 2007, seu Relatório de Sustentabilidade Socioambiental à ONU que o avalia e publica em seu site correspondente. O relatório de Sustentabilidade Socioambiental da Companhia a partir do ano de 2010 está classificado, após auto avaliação, como *Global Compact Advanced Level*.

- **Sustentabilidade Socioambiental**

A ELETRONUCLEAR edita o Relatório de Sustentabilidade Socioambiental, segundo o modelo GRI desde 2007.

Cabe acrescentar ainda o índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), que é ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na Bovespa sob o aspecto de Sustentabilidade. A ELETRONUCLEAR em conjunto com

a Eletrobras e as demais subsidiárias, participam anualmente do questionário ISE. Em 2018, a ELETRONUCLEAR obteve uma boa pontuação em todas as dimensões do Questionário: Geral (58,31), Econômico-Financeiro (67,4), Ambiental (68,20), Social (54,33) e Mudanças Climáticas (64,60), o que contribuiu para que a Eletrobras voltasse a integrar a carteira ISE da B3.

A Gestão Ambiental na ELETRONUCLEAR tem total aderência aos objetivos estratégicos de planejamento empresarial sempre buscando eficiência nos seus processos e sistemas internos.

Dentre as ações já em curso visando o aperfeiçoamento da gestão ambiental das suas instalações, a ELETRONUCLEAR implementou na Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA o Sistema de Gestão Ambiental – SGA, em conformidade com a norma ABNT NBR ISO 14001:2015.

Adicionalmente, a ELETRONUCLEAR adota critérios de sustentabilidade em seus processos de aquisição de materiais e de forma mais pontual nas contratações de serviços, buscando alinhar suas práticas de mercado e garantir uma atuação sustentável em todo seu ciclo produtivo.

Como principal vetor de inclusão da variável socioambiental na sua atividade a ELETRONUCLEAR se pauta nos compromissos assumidos junto ao licenciamento ambiental, através de vários instrumentos e ferramentas de gestão ambiental, aos quais destacamos:

- Programa de Educação Ambiental;
- Programa de Qualidade de Águas - PMCQA;
- Programa de Saúde Pública;
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas;
- Programa de Inserção Regional;
- Programas de Gerenciamento de Resíduos Industriais;
- Programa de Apoio à Educação Municipal e Estadual;
- Auditorias Ambientais;
- Programa de Monitoração Ambiental Radiológico Operacional - PMARO;
- Programa de Monitoração de Fauna e Flora Marinhas;
- Programa de Monitoração de Tartarugas Marinhas;
- Centro de Reabilitação de Animais Silvestres – CRAS.

A ELETRONUCLEAR segue um rigoroso programa de monitoração ambiental, baseado em estudos ambientais iniciados em 1978. Os resultados das análises ambientais atuais são comparados com os resultados dos dados obtidos nestes mais de trinta anos de monitoração, demonstrando que a operação da CNAEA é segura.

O controle da qualidade das análises é realizado através de programas de intercomparação mantidos pela Agência Internacional de Energia Atômica, pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos e pelo Instituto de Radioproteção e Dosimetria, da Comissão Nacional de Energia Nuclear.

A realização deste trabalho potencializa a reputação, credibilidade e a confiança da ELETRONUCLEAR perante seus empregados, o mercado e a sociedade.

A ELETRONUCLEAR entende que a CNAEA é um importante vetor de desenvolvimento sustentável para sua área de entorno e para tal promove programas de desenvolvimento sustentável nas comunidades adjacentes.

Os diversos projetos sociais desenvolvidos pela Companhia foram definidos sempre de acordo com as normas da OIT - Organização Internacional do Trabalho, sendo que a ELETRONUCLEAR trabalha no sentido de acelerar a inclusão social da população mais carente da região circunvizinha à CNAEA, contando com convênios com as prefeituras das cidades do entorno, Angra dos Reis, Paraty e Rio Claro.

## INVESTIMENTOS

Em linhas gerais, os principais objetivos da ELETRONUCLEAR nos próximos anos, onde serão concentrados os seus investimentos são:

### Manutenção das Usinas Angra 1 e 2

O aprimoramento da segurança e a preservação e melhoria de desempenho das usinas Angra 1 e Angra 2 são o foco principal dos investimentos realizados para manutenção. Para a preservação do desempenho das usinas são consideradas as necessidades de modificação, modernização ou substituição de sistemas e componentes, incorporação de avanços tecnológicos com base em avaliações de segurança, planos de melhoria, experiência operacional interna e externa e evolução dos requisitos de licenciamento. Os investimentos em projetos e estudos a serem realizados com o objetivo de analisar e incorporar medidas de prevenção de acidentes semelhantes ao ocorrido na usina nuclear *Fukushima Daiichi* também são considerados.

Além do foco na preservação e melhoria da segurança e produtividade, em vista do esgotamento da capacidade de armazenamento de combustível usado nas piscinas no interior das unidades Angra 1 e Angra 2, previsto para janeiro de 2022 e julho de 2021, respectivamente, há a necessidade de estender a capacidade da Central de armazenamento de combustível usado, o que se fará através da implantação da Unidade de Armazenamento Complementar a Seco - UAS.

Para o bom andamento da operação das Usinas de Angra 1 e Angra 2 faz-se necessário investimentos na manutenção visando a melhoria do desempenho das mesmas, bem como investimentos na infraestrutura da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto. Para os próximos cinco anos (2019-2023), está previsto o investimento na ordem de R\$ 801,5 milhões, conforme pode ser observado na tabela abaixo:

|                                  | 2019                  | 2020                  | 2021                  | 2022                  | 2023                  |
|----------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>Angra 1</b>                   | <b>R\$ 68.441,00</b>  | <b>R\$ 53.554,00</b>  | <b>R\$ 38.900,00</b>  | <b>R\$ 35.900,00</b>  | <b>R\$ 35.900,00</b>  |
| <b>Angra 2</b>                   | <b>R\$ 42.501,00</b>  | <b>R\$ 75.450,00</b>  | <b>R\$ 105.800,00</b> | <b>R\$ 30.500,00</b>  | <b>R\$ 31.500,00</b>  |
| <b>Infraestrutura da Central</b> | <b>R\$ 70.467,00</b>  | <b>R\$ 64.320,00</b>  | <b>R\$ 59.470,00</b>  | <b>R\$ 51.170,00</b>  | <b>R\$ 37.690,00</b>  |
| <b>Total em O&amp;M</b>          | <b>R\$ 181.409,00</b> | <b>R\$ 193.324,00</b> | <b>R\$ 204.170,00</b> | <b>R\$ 117.570,00</b> | <b>R\$ 105.090,00</b> |

(em milhares de reais)

### Unidade de Armazenamento a seco (UAS)

A capacidade de armazenamento de elementos combustíveis irradiados (ECIs) nas piscinas de combustível usado (PCUs) das usinas é limitada e, de acordo com a concepção de projeto dessas plantas, os elementos armazenados há mais tempo devem ser removidos para unidades de armazenamento complementares, permitindo o armazenamento, nas PCUs, dos ECIs recém-retirados dos núcleos dos reatores.

O empreendimento denominado Unidade de Armazenamento a Seco (UAS) trata da implantação de uma instalação específica, externa às usinas, para a estocagem complementar dos elementos combustíveis utilizados nos núcleos dos reatores de Angra 1 e Angra 2.

Considerando o esgotamento da capacidade de armazenamento de ECIs nas PCUs (julho de 2021 para Angra 2 e dezembro de 2021 para Angra 1) e a falta de perspectiva, no curto prazo, da disponibilização de uma instalação de estocagem de longo prazo para o combustível usado, o empreendimento visa viabilizar a continuidade da produção de energia elétrica de origem nuclear.

O investimento plurianual da Unidade Armazenamento a Seco segue a distribuição abaixo:

|            | 2019              | 2020              | 2021              | 2022     | 2023     | Total              |
|------------|-------------------|-------------------|-------------------|----------|----------|--------------------|
| <b>UAS</b> | <b>R\$ 63.010</b> | <b>R\$ 96.410</b> | <b>R\$ 17.890</b> | <b>-</b> | <b>-</b> | <b>R\$ 177.310</b> |

Valores em milhares de reais

### Aumento da capacidade de geração

As características de Angra 1 e Angra 2 possibilitam elevar a oferta de energia através do aumento da potência nominal das Unidades ou da sua disponibilidade, pela extensão dos seus ciclos de operação ou pela redução de tempo das paradas programadas para troca de combustível e manutenções. Trata-se de projetos de grande relevância para a agregação de receitas alinhando-se com as tendências da indústria nuclear internacional.

### Aumento da Capacidade das Usinas Existentes

#### Usina Angra 1

Tendo sido realizada em 2009 a substituição dos Geradores de Vapor e em janeiro de 2013 foi feita a troca da Tampa do Vaso de Pressão do Reator de Angra 1, desenvolveram-se estudos e projetos básicos para o aumento de potência da usina, uma vez que o circuito primário e os novos Geradores de Vapor já estarão comissionados para esse fim.

O projeto compreende alterações no circuito secundário assim como a renovação das turbinas de baixa pressão. Sua implementação, entretanto, ainda depende de demonstração do retorno do investimento a ser realizado, que está diretamente relacionado com o contrato de venda de energia a ser negociado.

Adicionalmente, foi estabelecido e está em curso o Programa de Extensão da Vida Útil – LTO (*Long Term Operation*) da Usina Angra 1, que tem como objetivo estruturar o planejamento e a execução de estudos e projetos que são necessários para a solicitação à CNEN da renovação da licença de operação permanente de Angra 1 por mais 20 anos, em outubro de 2019, e posteriormente apresentar em 2023 a 3ª Reavaliação Periódica de Segurança, como parte deste processo de licenciamento.

O investimento plurianual da Extensão de Vida de Angra 1 segue a distribuição abaixo:

|   | 2019              | 2020              | 2021               | 2022               | 2023              | Total              |
|---|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| <b>Extensão de Vida Útil de Angra 1</b> | <b>R\$ 53.888</b> | <b>R\$ 96.290</b> | <b>R\$ 157.472</b> | <b>R\$ 119.204</b> | <b>R\$ 77.404</b> | <b>R\$ 504.258</b> |

Valores em milhares de reais

#### Usina Angra 2

Encontram-se em curso iniciativas visando ao aumento de potência de Angra 2, iniciando com o processo de licenciamento e tendo continuidade com estudos sobre modificações de projeto necessárias e implicações relacionadas com a operação da Planta e infraestrutura da Central.

No caso de Angra 2, além do aspecto custo e benefício do aumento de potência, considera-se a questão relativa ao esgotamento da capacidade de armazenamento de combustível irradiado, que consiste em fator preponderante para o planejamento, particularmente quanto à definição da época ideal para o início da operação da planta com potência aumentada.

Adicionalmente, consideram-se outras medidas que proporcionam um aumento na capacidade de geração através da redução do tempo das paradas para troca de combustível como, por exemplo, as modificações a serem implementadas no sistema de selagem das Bombas de Água de Refrigeração do Reator.

### Extensão de Vida Útil das Usinas Existentes

A utilização de plantas nucleoeletrônicas por prazo superior ao tomado como base no projeto ou estabelecido por sua licença corrente vem sendo considerada, em vários países, tanto com o objetivo de otimizar o ciclo de vida das usinas em operação quanto como uma alternativa para a preservação dos níveis de geração nuclear com o parque existente enquanto novos empreendimentos encontram-se em fase de projeto ou de implementação.

No Brasil, ainda não se dispõe de regulamentação específica para a renovação de licença operacional de usinas nucleares. Propõe-se o modelo norte-americano como base para o desenvolvimento de um programa para a renovação de licença de Angra 1. O referido modelo seria, posteriormente, implantado em Angra 2, observadas as peculiaridades de cada planta, particularmente com relação ao sistema nuclear de geração de vapor, projetado, no primeiro caso, pela *Westinghouse*, e no segundo, pela AREVA. Considera-se a renovação da licença operacional das Unidades 1 e 2 por um período de 20 anos além do prazo de 40 anos da licença corrente.

Encontram-se em curso, na ELETRONUCLEAR, ações destinadas ao estabelecimento de um programa de gerenciamento do envelhecimento para ambas as plantas orientado para fornecer as bases técnicas para um processo de renovação de licença operacional a ser desenvolvido nos próximos anos.

Os investimentos destinados à extensão da vida operacional das usinas compreendem essencialmente avaliações técnicas (gerenciamento do envelhecimento dos sistemas, estruturas e componentes das plantas), avaliações ambientais e os processos de licenciamento nuclear e ambiental, além de um conjunto de modificações de projeto, substituições e reparos de sistemas e componentes a serem requeridos em decorrência dessas avaliações.

Diversas ações para melhorias na segurança e na qualidade operacional das usinas foram implementadas ao longo de 2018, considerando que o destaque neste ano foi para a implantação já no início do ano da estrutura de gerenciamento com a reunião de abertura do Programa (LTO) Extensão de Vida Útil de Angra 1 (*Kickoff Meeting*), contando com a participação do Diretor Presidente e do Diretor de Operação e Comercialização que transmitiram as diretrizes básicas do programa e destacaram a importância de seu sucesso para o futuro da ELETRONUCLEAR.

A ELETRONUCLEAR já conta com demandas orçamentárias de investimento relacionadas a Angra 1, Angra 2 e investimentos de Infraestrutura que esgotam sua capacidade financeira e só se equacionarão com os devidos reposicionamentos tarifários que atendam essas demandas de investimento.

### Implantação de Angra 3

A construção da usina de Angra 3 foi suspensa progressivamente ao longo do ano de 2015 devido à dificuldade da ELETRONUCLEAR de fazer os aportes de capital demandados pelos contratos de financiamento junto ao BNDES e à CEF. Contudo, diversos compromissos assumidos anteriormente, adicionados a outros necessários à preservação das estruturas já edificadas e dos equipamentos e materiais já adquiridos, continuam a ser honrados, a níveis mínimos, pela ELETRONUCLEAR, sempre com os recursos provenientes da comercialização da energia gerada por Angra 1 e Angra 2.

A ELETRONUCLEAR vem se esforçando com providências para sanar as irregularidades apontadas em contratos do empreendimento, como parte das ações visando à retomada e conclusão da obra, tendo sido instaurados processos administrativos em 3 frentes, conforme apontados pelo Tribunal de Contas da União - TCU: Obras Civis, Montagem Eletromecânica e Projetos, para anulação ou encerramento dos respectivos contratos, que incluiu a contratação de auditorias independentes para auxiliar nas avaliações.

A situação atual de paralisação é extremamente onerosa e qualquer nova postergação de decisão sobre a retomada elevará em muito as dificuldades e o custo de preservação do patrimônio constituído, estimados em cerca de R\$ 3 milhões/mês.

A suspensão e/ou paralisação dos contratos tanto de serviços como de suprimentos, nacionais e importados, implica de rescisões contratuais e ações judiciais, com cobrança de vultuosos valores indenizatórios e multas, conforme estabelecidos nos diversos contratos, colocando em risco o próprio Sistema Eletrobras, incluindo o risco de *default* junto aos bancos públicos (CEF e BNDES) e ao Fundo Setorial RGR, financiadores do empreendimento.

A retomada do empreendimento em condições sustentáveis depende de uma nova estruturação financeira que, dado o montante de investimentos ainda a realizar, da ordem de R\$ 15 bilhões, só se viabilizará com uma solução que atraia capital privado para compor as fontes de recursos que garantam o fluxo de caixa necessário à execução das atividades para sua conclusão.

A ELETRONUCLEAR não possui garantias disponíveis para conseguir um novo empréstimo, visto que todos os seus ativos já estão comprometidos nos créditos existentes. Além disso, em outubro de 2017 expirou o *waiver* contratual do BNDES e em julho de 2018 terminou também o período de carência da CEF, passando a Companhia a ser obrigada a pagar também a parte relativa ao principal da dívida, além dos juros, comprometendo fortemente o caixa da Companhia.

Os principais atores internacionais da área nuclear têm demonstrado interesse na retomada de Angra 3 e quase todos já visitaram o sítio e estabeleceram Memorandos de Entendimento com a ELETRONUCLEAR para troca de informações sobre o Projeto. São eles: *EDF/Mitsubishi* (França), *Rosatom* (Rússia), CNNC e SNPTC (ambas chinesas) e *Keppco* (Coreia).

Porém, uma das grandes questões que precisava ser sanada para que fosse possível prosseguir rumo à efetivação de uma parceria para retomar o empreendimento de Angra 3 era a revisão do valor originalmente definido para a tarifa de Angra 3, de R\$ 237/MWh (vigente entre novembro de 2016 e outubro de 2017). Esse valor apresentava grande defasagem em relação ao necessário para tornar a operação da usina sustentável, bem como inviabilizava a renegociação com credores.

Neste contexto, a ELETRONUCLEAR contratou, em 30 de abril de 2018, a Alvarez e Marsal (A&M), devido à sua especialização em fusões e aquisições e em estruturação de empresas e a seu conhecimento na avaliação da construção e operação de usinas nucleares, para assessora-la no processo de retomada do empreendimento, incluindo o pleito de revisão tarifária de Angra 3 e a estruturação financeira e operacional com um parceiro, provavelmente internacional.

Em 05 de junho de 2018, aconteceu a 3ª Reunião Extraordinária do CNPE, na qual foi determinada a formação de um Grupo de Trabalho (GT) liderado pelo MME, com a participação dos Ministérios do Planejamento e da Fazenda, da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), da Eletrobras, da ELETRONUCLEAR e do GSI (Gabinete de Segurança Institucional), visando elaborar, em 60 dias, um documento propondo e justificando a revisão da tarifa de Angra 3 e as medidas necessárias para retomada do projeto.

O Relatório final do GT propôs dois modelos para a viabilização de Angra 3 por meio de participação (societária e não societária) de investidor privado e recomendou que as avaliações acerca desses modelos sejam aprofundadas no âmbito do Programa de Parceria de Investimentos da Presidência da República – PPI, com vista a contornar eventuais deficiências, bem como a selecionar o que se provar mais factível.

O Relatório do GT foi apreciado na 4ª Reunião Extraordinária do CNPE, ocorrida no dia 09 de outubro de 2018, que aprovou o valor de referência para o preço de energia de Angra 3 de R\$ 480,00/MWh e determinou a avaliação e definição dos modelos de negócio e de processo competitivo mais adequados para seleção de um parceiro pelo Conselho do Programa de Parceria de Investimento (CPPI).

Em 23 de outubro de 2018, foi publicada no DOU a Resolução nº 14 do CNPE, que estabelece condições iniciais para a viabilização de Angra 3, confirmando as decisões da 4ª Reunião Extraordinária mencionadas acima.

Desde outubro vem ocorrendo reuniões entre a Secretaria do PPI e a ELETRONUCLEAR, contando com a participação da A&M e Veirano. Além disso, foram entregues pela ELETRONUCLEAR todos os contratos de consultoria sobre a retomada de Angra 3 e o material produzido no âmbito de cada um (A&M, Veirano e Deloitte). Até o mês de dezembro de 2018 não houve nenhum posicionamento do PPI.

Em outubro foi assinado um novo contrato com o escritório Veirano Advogados, de prestação de serviços de assistência jurídica no processo de viabilização da retomada de Angra 3, especialmente na presente fase do projeto, visto que o escopo inclui a análise da legalidade dos modelos de negócio considerados pelo GT em seu Relatório, da estrutura societária e da realização da chamada pública. Além disso, serão analisados juridicamente os acordos internacionais nucleares com jurisdições que a ELETRONUCLEAR apontar, bem como as condições de retomada/resolução dos contratos firmados pela ELETRONUCLEAR para Angra 3. Após a definição do modelo pelo CPPI, o Veirano voltará seus esforços para assessorar a Companhia na efetivação da parceria, elaborando o edital de chamada pública, o *checklist* do *Data Room* e dando apoio ao processo de *Due Diligence* e análise jurídica das propostas não vinculantes recebidas via chamada pública.

Em novembro, o Veirano entregou o primeiro produto, um parecer contendo análise da legalidade dos dois modelos de negócio (societário e não-societário) considerado pelo GT em seu Relatório.

Em dezembro de 2018 foi entregue o *checklist* preliminar dos documentos que irão compor o *Data Room*.

Diante de todas essas considerações, foram aprovadas pela Diretoria Executiva da ELETRONUCLEAR as revisões do cronograma e do orçamento para conclusão do empreendimento. A revisão considera o início de operação comercial (IOC) em janeiro de 2026 e também as revisões do orçamento para a conclusão de Angra 3 pelas diversas áreas da ELETRONUCLEAR, que buscou atualizar os valores referentes ao escopo remanescente de atividades para a conclusão da obra, incluindo fornecimentos, obras civis, montagem eletromecânica e engenharia. Além disso, foi reavaliado o impacto das alterações da taxa cambial no orçamento, uma vez que houve grande desvalorização do real frente ao euro, especialmente no terceiro trimestre de 2018. Como resultado das reavaliações, o valor apresentado é de R\$ 21,2 bilhões (custos diretos) para todo o projeto, na base junho de 2018.

O teste de *impairment* representa a avaliação do valor justo do ativo investido no empreendimento, considerando as condições contratuais oficialmente em vigor, frente ao resultado financeiro que o mesmo proporcionará durante toda a sua vida útil econômica.

Todas as novas premissas e modelagem para o Empreendimento Angra 3 base dezembro 2018 foram aprovadas em Reunião de Diretoria Executiva da ELETRONUCLEAR, a partir da avaliação do Relatório Técnico DDE T 001/2019, conforme RDE 1442 005/18. Naturalmente, essas premissas serão utilizadas para o cálculo de um novo teste de *impairment* e se refletirão de forma positiva em seu resultado. Estando o resultado do novo teste reduzido ou sem indicação de *impairment*, os valores anteriormente registrados como provisão, serão estornados, total ou parcialmente no resultado do exercício em que ocorrerem as alterações das premissas, em decisão que é aguardada para o início do ano de 2019.

### Implantação de novas Usinas

O Plano Nacional de Energia 2030, elaborado pela EPE, considerava, além de Angra 3 em seus diversos cenários, em mínimo de 4 e um máximo de 8 novas usinas de geração nuclear em operação até o ano de 2030. Está em elaboração a revisão desse plano para o horizonte 2050, sendo a avaliação da ELETRONUCLEAR que este número será mantido.

Assim, a ELETRONUCLEAR realizou estudos para identificar, em todo o território nacional, quais as áreas tecnicamente mais adequadas para a instalação das futuras centrais nucleares brasileiras.

A seleção definitiva do sítio estará associada aos estudos de política energética da EPE, que definirá a região que receberá o primeiro empreendimento nuclear após Angra 3.

Está também em andamento uma série de estudos voltados à expansão da indústria de geração de eletricidade com fonte nuclear no país. Esses estudos abrangem o aspecto de política energética, de qualificação de tecnologias, questões socioambientais e também o fator econômico-financeiro.

Em sintonia com o Plano Estratégico da Eletrobras e com o planejamento da expansão da geração da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, a ELETRONUCLEAR vem desenvolvendo uma série de ações para a viabilização da construção das futuras usinas nucleares brasileiras.

Essas ações deverão adquirir maior vulto, por exemplo, com a efetiva prospeção dos sítios identificados e outras ações necessárias para a viabilização das futuras centrais nucleares brasileiras. Os investimentos correlatos serão suportados pela receita proveniente da comercialização da energia produzida pelas usinas em operação. Entre essas ações destacam-se:

- Prospeção de Sítios Potenciais;
- Estudos de viabilidade e impactos socioambientais;
- Avaliação de alternativas para o Modelo de Negócios das novas usinas.

Cabe lembrar que, diferentemente do quadro atual de geração hidroelétrica, a geração nuclear continua sendo atribuição exclusiva da União, representada pela Eletrobras e sua controlada ELETRONUCLEAR. Assim, os investimentos em prospeção e viabilização são integralmente repassados ao empreendimento, de forma análoga ao que ocorria com os empreendimentos hidroelétricos em fase anterior ao marco regulatório.

#### 1 – Prospeção de Novos Sítios

Todo o território nacional foi estudado pela ELETRONUCLEAR, em parceria com a Universidade Federal do Rio de Janeiro - Coppe, mediante metodologia do instituto norte-americano *Electric Power Research Institute* - EPRI, visando identificar áreas a princípio adequadas para assentarem novas centrais nucleares.

Como resultado, um conjunto de áreas propícias ao desenvolvimento de centrais foi oferecido ao MME, que, a partir de seu planejamento energético de longo prazo, se manifestará sobre os sítios potenciais nas regiões previstas para novos empreendimentos de geração.

#### 2 – Estudos de Viabilidade e Impactos Socioambientais

A Fundação Getúlio Vargas desenvolveu uma série de estudos de viabilidade para a implementação de novas centrais nucleares no Brasil. Esses estudos abrangem desde a projeção da demanda futura até a efetiva viabilidade econômica dos empreendimentos, passando por seus impactos socioeconômicos, estudos de modelo de empreendimento e outros:

Estudos realizados pela FGV:

- Estratégias para ampliação da Geração Nuclear (set 2013);
- Avaliação Econômico-Financeira da Implantação e Operação de Centrais Nucleares e seus Impactos Socioeconômicos (2014);
- Modelo de Negócio;
- Avaliação Econômico-Financeira da Implantação e Operação de Usinas Nucleares;
- Mensuração dos Impactos Socioeconômicos;
- Diretrizes do Plano de Desenvolvimento Regional.

#### 3 – Avaliação de Alternativas para o Modelo de Negócios das Novas Usinas

A Fundação Getúlio Vargas também desenvolveu estudos iniciais buscando identificar modelos de negócios alternativos para a implantação das novas Usinas nucleares brasileiras.

Dentre os estudos a serem desenvolvidos até o início do licenciamento da nova usina, destacam-se:

1 – Elaboração do *BUR – Brazilian Utility Requirements*. Trata-se da elaboração de um conjunto de especificações técnicas que deverão ser atendidas pelos fornecedores das futuras usinas. Critérios como requisitos de segurança, características operacionais, de projeto, etc constituem esse conjunto. Este documento será baseado no *Europe Utility Requirements – EUR* e o *Utility Requirements Document – URD*.

2 – Análise qualitativa dos dados das usinas. Trata-se de uma análise qualitativa extensa dos dados comerciais e técnicos fornecidos pelas empresas em resposta ao *Request for Information* emitido pela ELETRONUCLEAR em 2014 aos diversos projetistas de usinas. Essa análise evidenciará os pontos fortes e fracos de cada projeto, suas limitações e virtudes, buscando suportar uma eventual seleção ou qualificação.

3 – Aplicação complementar da metodologia de localização de sítios. Trata-se de visitar o território nacional com critérios mais refinados em busca de novas áreas potenciais localizadas no litoral. Esse trabalho será desenvolvido juntamente com a UFRJ-COPPE.

4 – Uma vez havendo a decisão governamental sobre o sítio a ser efetivamente desenvolvido, serão necessárias algumas atividades preliminares que comprovarão, ou não, a adequação do mesmo e para abrir o caminho para o seu futuro licenciamento. Algumas dessas atividades requerem a presença física nos locais, para instalação de dispositivos de coleta de dados meteorológicos. É necessária também a realização de sondagens geológicas. Essas atividades requerem licença em nível estadual.

Os dados incluem, entre outros:

- Levantamento de séries meteorológicas e hidrológicas;
- Amostras e prospeções geológicas;
- Levantamento da questão fundiária (propriedade);
- Atividades iniciais de aceitação pública.

5 – Elaboração do *Plant Parameter Envelope – PPE*. Com os dados obtidos através do *RFI – Request for Information* será elaborado um envelope de parâmetros para permitir o licenciamento dos sítios de forma independente da seleção da tecnologia.

Em princípio serão elaborados dois envelopes, um para reatores até 1200 MW e outro para reatores da classe 1500 MW.

6 – Início dos Licenciamentos Ambiental e Nuclear dos sítios. De posse dos dados coletados e outros estudos, além do envelope de parâmetros, será possível dar início aos processos de licenciamento dos sítios selecionados.

Ao longo de 2018 não houve progresso nessas atividades, pois sua continuidade é condicionada ao equacionamento da retomada de Angra 3.

Posteriormente, também por solicitação do MME e da EPE os estudos foram estendidos para outras regiões do país, visando fazer um inventário de áreas capazes de assentar uma central nuclear em todo o território nacional, para potencial utilização futura.

O principal desafio do projeto é a definição das regiões ou sítios para receber a nova central nuclear. Dentre as ações previstas destacamos:

- Levantamento do grau de aceitação pública nas regiões dos sítios pré-selecionados;
- Estudo hidrológico do Rio São Francisco;
- Estudo aprofundado dos sítios candidatos.

Adicionalmente, foi estabelecido e está em curso o Programa de Extensão da Vida Útil – LTO (*Long Term Operation*) da Usina Angra 1, que tem como objetivo estruturar o planejamento e a execução de estudos e projetos que são necessários para a solicitação à CNEN da renovação da licença de operação permanente de Angra 1 por mais 20 anos, em outubro de 2019, e posteriormente apresentar em 2023 a 3ª Reavaliação Periódica de Segurança, como parte deste processo de licenciamento.

### Aprimoramento dos mecanismos de governança e gestão

A Companhia possui como característica expressiva demanda de investimentos para operar e manter suas usinas. São diversos projetos envolvendo engenharia, construção, substituição de componentes, atualização tecnológica, dentre outros.

Por isso, o modelo de gestão empresarial é caracterizado pela importância de gerenciamento de projetos. Cada agrupamento de projetos está alocado num determinado programa de investimentos e o conjunto de programas se organiza em um determinado portfólio. Atualmente existem seis portfólios: Angra 1, Angra 2, Angra 3, Infraestrutura da Central, Gestão e Governança e Integridade.

Outro vetor importante da gestão empresarial se baseia no alcance de metas nos indicadores do Contrato de Metas de Desempenho Empresarial – CMDE. Mensalmente são apurados os resultados para diversos indicadores. Outros indicadores têm apuração anual de resultados. Os administradores fazem a gestão empresarial com aplicação, cuidando da disciplina financeira e seus limites, de aspectos importantes da governança e da integridade, não abrindo mão da excelência operacional e nem tampouco da diretriz de valorização das pessoas.

Harmonizar todos esses fatores em busca de resultados empresariais e racionalização de custos, em conformidade com as políticas corporativas e de forma transparente; esse é o desafio da gestão empresarial da ELETRONUCLEAR.

**PROGRAMA DE DISPÊNDIOS GLOBAIS – PDG**

No contexto do Programa de Dispêndios Globais - PDG a ELETRONUCLEAR teve seus limites fixados, em orçamento aprovado para o exercício de 2018, no Decreto Nº 9.240, de 15 de dezembro de 2017 (DOU de 18.12.2017), e, revisado pela Portaria Nº 381, de 23 de dezembro de 2018 (DOU de 26.12.2018).

No exercício, as origens dos recursos econômicos necessários à cobertura dos dispêndios (correntes e de capital) foram fixadas em R\$ 4.671,8 milhões, distribuídas em R\$ 3.419,9 milhões de receitas operacionais (incluindo as receitas de venda de energia de Angra 1 e 2), R\$ 1.244,9 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo e R\$ 7,0 milhões em receitas não operacionais.

Para as origens dos recursos econômicos fixadas, houve a realização do montante de R\$ 3.606,9 milhões dos quais se destacou a realização dos valores de R\$ 3.426,4 milhões de receitas operacionais (incluindo as receitas de venda de energia de Angra 1 e 2), R\$ 175,9 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo e R\$ 4,6 milhões em receitas não operacionais.

Em relação aos dispêndios econômicos, foi fixado o limite de R\$ 4.685,3 milhões, distribuídos em R\$ 2.614,1 milhões para dispêndios correntes, R\$ 1.771,3 milhões para investimentos e R\$ 299,9 milhões para outros dispêndios de capital (amortizações de financiamentos).

Em termos de realizações, foram gastos R\$ 2.394,2 milhões em dispêndios correntes, R\$ 536,6 milhões em investimentos e R\$ 289,2 milhões em outros dispêndios de capital (amortizações de financiamentos), totalizando R\$ 3.220,0 milhões.

Os valores realizados com dispêndios correntes no montante de R\$ 2.394,2 milhões concentraram-se naqueles necessários à garantia de performance operacional, destacando-se: pessoal e encargos (R\$ 573,2 milhões), programa de desligamento voluntário (R\$ 4,8 milhões), serviços de terceiros (R\$ 391,2 milhões), combustível nuclear (R\$ 408,4 milhões), impostos/contribuições (R\$ 555,0 milhões), compra de energia (R\$ 260,6 milhões), materiais de consumo (R\$ 56,2 milhões), juros e outros (R\$ 59,5 milhões), utilidades e serviços (R\$ 12,1 milhões) e outros dispêndios correntes (R\$ 73,2 milhões).

Já as realizações dos dispêndios com investimentos no valor de R\$ 536,6 milhões se concentraram em quatro programas (ações): Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3 (R\$ 415,2 milhões), Manutenção do Sistema de Geração de Energia Termonuclear de Angra 1 e 2 (R\$ 115,6 milhões), Estudos de Viabilidade para Ampliação da Geração de Energia Elétrica (R\$ 1,1 milhão) e Infraestrutura de Apoio (R\$ 4,7 milhões).

**O FUTURO**

Nos próximos anos, os esforços da ELETRONUCLEAR estarão concentrados na conclusão de Angra 3, na construção da Unidade de Armazenamento a Seco – UAS, na implantação das futuras usinas nucleares brasileiras, além da manutenção de elevados padrões de desempenho das usinas de Angra dos Reis. O Plano Nacional de Energia 2050, elaborado pela EPE e em consulta no MME, considera, além de Angra 3, 6 novas usinas de geração nuclear em operação até o ano de 2050. Anteriormente, ainda na vigência do PNE 2030, o MME havia determinado que a ELETRONUCLEAR conduzisse os estudos de localização para a construção de uma nova central nuclear a ser instalada na região Nordeste.

Posteriormente, também por solicitação do MME e da EPE os estudos foram estendidos para outras regiões do país, visando fazer um inventário de áreas capazes de assentar uma central nuclear em todo o território nacional, para potencial utilização futura. A seleção definitiva do sítio estará associada aos estudos de política energética da EPE, que indicará a região mais adequada a receber o primeiro empreendimento nuclear após Angra 3.

**DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

**a) Balanço patrimonial**

Abaixo quadro sintético gerencial do balanço patrimonial:

| BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018<br>(em milhares de reais) |                   |   |                   |
|---|-------------------|---|-------------------|
| ATIVO   |                   | PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO            |                   |
| <b>CIRCULANTE</b>   | <b>1.168.207</b>  | <b>CIRCULANTE</b>                       | <b>1.852.572</b>  |
| Caixa e equivalentes de caixa   | 3.805             | Fornecedores                            | 1.007.018         |
| Títulos e valores mobiliários   | 85.145            | Financiamentos e empréstimos            | 592.724           |
| Clientes  | 375.553           | Impostos e contribuições sociais        | 51.742            |
| Impostos e contribuições sociais  | 26.483            | Obrigações estimadas                    | 87.968            |
| Estoque de combustível nuclear  | 510.638           | Encargos setoriais                      | 37.397            |
| Almoxarifado  | 78.688            | Benefícios pós-emprego                  | 3.353             |
| Outros  | 87.895            | Provisão plano incentivo desligamento   | 25.840            |
|   |                   | Outros                                  | 46.530            |
| <b>NÃO CIRCULANTE</b>   | <b>14.306.072</b> | <b>NÃO CIRCULANTE</b>                   | <b>11.319.008</b> |
| <b>Realizável a longo prazo</b>   | <b>1.826.030</b>  | Fornecedores                            | 164.095           |
| Títulos e valores mobiliários   | 897.847           | Financiamentos e empréstimos            | 7.974.066         |
| Estoque de combustível nuclear  | 828.410           | Impostos e contribuições sociais        | 6.859             |
| Cauções e depósitos vinculados  | 98.484            | Provisões para riscos                   | 244.077           |
| Outros  | 1.289             | Benefícios pós-emprego                  | 281.128           |
|   |                   | Obrigação para desmobilização de ativos | 2.620.128         |
| <b>Imobilizado Intangível</b>   | <b>12.406.497</b> | Provisão plano incentivo desligamento   | 28.655            |
|   | <b>73.545</b>     | <b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>               | <b>2.302.699</b>  |
|   |                   | Capital social                          | 6.607.258         |
|   |                   | Prejuízos acumulados                    | (3.737.515)       |
|   |                   | Outros resultados abrangentes           | (567.044)         |
| <b>TOTAL DO ATIVO</b>   | <b>15.474.279</b> | <b>TOTAL DO PASSIVO</b>                 | <b>15.474.279</b> |

**b) Resultado do exercício**

Abaixo quadro sintético gerencial do resultado do exercício e do resultado do exercício expurgado os efeitos do Impairment/Contrato Oneroso de Angra 3:

| RESULTADO DO EXERCÍCIO - R\$ MIL         |             |             |
|--|-------------|-------------|
|  | 31/12/2018  | 31/12/2017  |
| Receita operacional líquida              | 2.978.758   | 2.805.627   |
| Custo operacional                        | (1.953.058) | (1.722.926) |
| Despesas operacionais                    | 6.957.416   | (1.408.347) |
| Resultado do Serviço de Energia Elétrica | 7.983.116   | (325.646)   |
| Resultado financeiro                     | (119.424)   | (147.843)   |
| Resultado antes dos Impostos             | 7.863.692   | (473.489)   |
| Imposto de renda e contribuição social   | (105.404)   | (69.451)    |
| Resultado líquido do exercício           | 7.758.288   | (542.940)   |

| RESULTADO DO EXERCÍCIO - ANGRA 1 e ANGRA 2- R\$ MIL |             |             |
|---|-------------|-------------|
|   | 31/12/2018  | 31/12/2017  |
| Receita operacional líquida                         | 2.978.758   | 2.805.627   |
| Custo operacional                                   | (1.953.058) | (1.722.926) |
| Despesas operacionais                               | 6.957.416   | (1.408.347) |
| Resultado do Serviço de Energia Elétrica            | 7.983.116   | (325.646)   |
| Resultado financeiro                                | (119.424)   | (147.843)   |
| Resultado antes dos Impostos                        | 7.863.692   | (473.489)   |
| Imposto de renda e contribuição social              | (105.404)   | (69.451)    |
| Resultado líquido do exercício                      | 7.758.288   | (542.940)   |
| (-) Impairment de Angra 3                           | (5.853.711) | 950.960     |
| (-) Contrato Oneroso de Angra 3                     | (1.388.843) | 38.602      |
| Resultado líquido do exercício - Angra 1 e Angra 2  | 515.734     | 446.622     |

**c) Prejuízos acumulados**

Em razão do montante dos prejuízos acumulados superar o valor do lucro líquido do exercício de 2018, não há proposta da Companhia para distribuição de dividendos no exercício.

**d) 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               | -                |
| Deduções da receita operacional |                  |                  |
| PASEP/COFINS                    | (314.129)        | (294.813)        |
| RGR                             | (93.673)         | (85.211)         |
| Taxa de Fiscalização            | (8.207)          | -                |
| Outras deduções                 | (1.311)          | (1.521)          |
| <b>TOTAL</b>                    | <b>2.978.758</b> | <b>2.805.627</b> |

**e) Custo operacional e despesas operacionais**

Os custos e despesas operacionais totalizam, no exercício de 2018, um montante positivo de R\$ 5.004.358 mil conforme quadro sintético abaixo:

| CUSTO E DESPESA OPERACIONAL 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  | 590.457            | 596.227          |
| Material   | 56.178             | 53.600           |
| Serviços de terceiros                            | 343.479            | 328.074          |
| Depreciação e amortização                        | 505.624            | 413.149          |
| Combustível para produção de energia elétrica    | 408.383            | 395.668          |
| Aluguéis (imóveis, reprografia, veículos etc.)   | 29.710             | 36.733           |
| Provisão para risco e benefício pós-emprego      | (14.299)           | 49.140           |
| Provisão para plano de incentivo ao desligamento | (23.470)           | 41.576           |
| Provisão para crédito de liquidação duvidosa     | 146                | 4.065            |
| Provisão para impairment da Usina Angra 3        | (7.242.554)        | 989.562          |
| Demais provisões                                 | 15.828             | 29.127           |
| Outros custos e despesas                         | 65.598             | 84.563           |
| <b>TOTAL</b>                                     | <b>(5.004.358)</b> | <b>3.131.273</b> |

**f) Indicadores financeiros e econômicos**

Abaixo quadro comparativo dos Indicadores Financeiros e Econômicos:

| INDICADORES                          | 2018   | 2017    |
|--------------------------------------|--------|---------|
| Liquidez Corrente                    | 0,63   | 0,78    |
| Liquidez Geral                       | 0,23   | 0,20    |
| Endividamento Total                  | 0,85   | 1,58    |
| Rentabilidade do Capital Próprio - % | 336,92 | *NA     |
| Margem Operacional Bruta - %         | 34,43  | 38,59   |
| Margem Operacional do Serviço - %    | 268,00 | (11,61) |
| Margem Operacional Líquida - %       | 263,99 | (16,88) |
| Taxa de Lucratividade Final - %      | 260,45 | (19,35) |

\*NA = Não Aplicável >> Patrimônio Líquido Negativo

**A ELETRONUCLEAR E A SOCIEDADE**

O cumprimento dos preceitos estatutários da ELETRONUCLEAR, como delegada da União para exploração de instalações nucleares para geração elétrica no País, está intrinsecamente associado ao desenvolvimento de atividades que garantam o atendimento de todos os requisitos de segurança inerentes às suas instalações, bem como a inserção equilibrada deste processo produtivo nas atividades socioeconômicas da macrorregião de Angra dos Reis.

A ELETRONUCLEAR desenvolve ações e estabelece políticas que proporcionem benefícios não só à Companhia, mas também para toda a sociedade. O comprometimento da Companhia com os municípios de Angra dos Reis, Paraty e Rio Claro, circunvizinhos à Central Nuclear, se traduz por ações de responsabilidade social, através de convênios, programas ou projetos voltados para a melhoria da qualidade de vida das comunidades, e, ao lado de governos e do setor elétrico, em prol do desenvolvimento sustentável da região.

O comprometimento da ELETRONUCLEAR com o ambiente externo e com a melhoria da qualidade de vida da população, de seus empregados e dos prestadores de serviços, esta registrado em seu Balanço Social – Informações de Natureza Social e Ambiental, que expressa o compromisso de sua administração na busca da harmonia e da integração entre capital, trabalho e o meio ambiente, conforme as informações contidas no Balanço Social (não auditado) a seguir:

| Balanço Social - Informações de Natureza Social e Ambiental<br>(Valores expressos em milhares de reais)                  |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
|--|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|--------------------|-------------------|
| 1 - GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE RIQUEZA  | 2018               |                    | 2017              |                    |                    |                   |
| Distribuição do Valor Adicionado   | 47,0 %             | 35,2%              | 56,9 %            | 54,6 %             |                    |                   |
|  | governo            | empregados         | governo           | empregados         |                    |                   |
|  | 551,0 %            | 25,0 %             | (50,9) %          | 25,9 %             |                    |                   |
|  | acionistas         | financiadores      | acionistas        | financiadores      |                    |                   |
|  |                    | -559,2 % outros    |                   | 13,6 % outros      |                    |                   |
| <b>2 - RECURSOS HUMANOS</b>  | <b>2018</b>        |                    | <b>2017</b>       |                    |                    |                   |
| <b>2.1 - Remuneração</b>   |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
| Folha de pagamento bruta (FPB)   | 382.982            |                    | 423.452           |                    |                    |                   |
| - Empregados   | 381.404            |                    | 421.507           |                    |                    |                   |
| - Administradores  | 1.578              |                    | 1.945             |                    |                    |                   |
| Relação entre a maior e a menor remuneração:   |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
| - Empregados   | 16,97              |                    | 16,69             |                    |                    |                   |
| - Administradores  | -                  |                    | -                 |                    |                    |                   |
| <b>2.2 - Benefícios Concedidos</b>   | <b>Valor (mil)</b> | <b>% sobre FPB</b> | <b>% sobre RL</b> | <b>Valor (mil)</b> | <b>% sobre FPB</b> | <b>% sobre RL</b> |
| Encargos Sociais   | 152.903            | 39,92%             | 5,13%             | 161.763            | 38,20%             | 5,43%             |
| Alimentação  | 34.690             | 9,06%              | 1,16%             | 37.012             | 8,74%              | 1,24%             |
| Transporte   | 22.262             | 5,81%              | 0,75%             | 19.467             | 4,60%              | 0,65%             |
| Previdência privada  | 31.994             | 8,35%              | 1,07%             | 34.591             | 8,17%              | 1,16%             |
| Saúde  | 61.055             | 15,93%             | 2,05%             | 75.228             | 17,76%             | 2,53%             |
| Segurança e medicina do trabalho   | 16.008             | 4,18%              | 0,54%             | 17.194             | 4,06%              | 0,58%             |
| Educação + Auxílio Creche  | 8.592              | 2,24%              | 0,29%             | 8.430              | 1,99%              | 0,28%             |
| Cultura  | 224                | 0,07%              | 0,01%             | 177                | 0,05%              | 0,01%             |
| Capacitação e desenvolvimento profissional   | 7.106              | 1,86%              | 0,24%             | 6.634              | 1,57%              | 0,22%             |
| Habitação  | 39.434             | 10,30%             | 1,32%             | 40.412             | 9,54%              | 1,36%             |
| Participação nos lucros ou resultados  | 19.739             | 5,15%              | 0,66%             | 34.500             | 8,15%              | 1,16%             |
| Outros ( Inclui Plano de Incentivo ao Desligamento )   | 22.545             | 5,89%              | 0,76%             | 9.085              | 2,15%              | 0,30%             |
|  | <b>416.552</b>     | <b>108,76%</b>     | <b>13,98%</b>     | <b>444.493</b>     | <b>104,97%</b>     | <b>14,93%</b>     |
| <b>2.3 - Composição do Corpo Funcional</b>   |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
| Nº de empregados no final do exercício   | 1.741              |                    | 1.780             |                    |                    |                   |
| Nº de admissões  | 4                  |                    | 8                 |                    |                    |                   |
| Nº de demissões  | 42                 |                    | 191               |                    |                    |                   |
| Nº de estagiários no final do exercício  | 210                |                    | 169               |                    |                    |                   |
| Nº de empregados portadores de necessidade especiais no final do exercício   | 16                 |                    | 16                |                    |                    |                   |
| Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício  | -                  |                    | -                 |                    |                    |                   |
| Nº de empregados por sexo:   |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
| - Masculino  | 1.408              |                    | 1.436             |                    |                    |                   |
| - Feminino   | 333                |                    | 344               |                    |                    |                   |
| Nº de empregados por faixa etária:   |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
| - Menores de 18 anos   | 0                  |                    | 0                 |                    |                    |                   |
| - De 18 a 35 anos  | 252                |                    | 311               |                    |                    |                   |
| - De 36 a 60 anos  | 1.311              |                    | 1.312             |                    |                    |                   |
| - Acima de 60 anos   | 178                |                    | 157               |                    |                    |                   |
| Nº de empregados por nível de escolaridade:  |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
| - Analfabetos  | -                  |                    | -                 |                    |                    |                   |
| - Com ensino fundamental   | 23                 |                    | 24                |                    |                    |                   |
| - Com ensino médio   | 206                |                    | 206               |                    |                    |                   |
| - Com ensino técnico   | 669                |                    | 696               |                    |                    |                   |
| - Com ensino superior  | 582                |                    | 592               |                    |                    |                   |
| - Pós-graduados  | 261                |                    | 262               |                    |                    |                   |
| Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:   |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
| - Masculino  | 89,00%             |                    | 87,20%            |                    |                    |                   |
| - Feminino   | 11,00%             |                    | 12,80%            |                    |                    |                   |
| <b>2.4 - Contingências e passivos trabalhistas:</b>  |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
| Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade   | 30                 |                    | 221               |                    |                    |                   |
| Nº de processos trabalhistas julgados procedentes  | 8                  |                    | 28                |                    |                    |                   |
| Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes  | 3                  |                    | 69                |                    |                    |                   |
| Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça   | 129                |                    | 771               |                    |                    |                   |
| <b>3 - Interação da Entidade com o Ambiente Externo</b>  | <b>Valor</b>       | <b>% sobre RO</b>  | <b>% sobre RL</b> | <b>Valor</b>       | <b>% sobre RO</b>  | <b>% sobre RL</b> |
| <b>3.1 - Relacionamento com a Comunidade</b>   |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
| Totais dos investimentos em:   |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
| Educação   | 41                 | 0,00%              | 0,00%             | 145                | -0,04%             | 0,00%             |
| Cultura  | 412                | 0,01%              | 0,01%             | 103                | -0,03%             | 0,00%             |
| Saúde e infra-estrutura  | 21.838             | 0,27%              | 0,73%             | 31.331             | -9,62%             | 1,05%             |
| Esporte e lazer  | -                  | 0,00%              | 0,00%             | -                  | 0,00%              | 0,00%             |
| Alimentação  | -                  | 0,00%              | 0,00%             | 2                  | 0,00%              | 0,00%             |
| Geração de trabalho e renda  | 16                 | 0,00%              | 0,00%             | 140                | -0,04%             | 0,00%             |
| Outros   | 782                | 0,01%              | 0,03%             | 2.330              | -0,72%             | 0,08%             |
| <b>Total dos investimentos</b>   | <b>23.089</b>      | <b>0,29%</b>       | <b>0,78%</b>      | <b>34.051</b>      | <b>-10,45%</b>     | <b>1,14%</b>      |
| Tributos (excluídos encargos sociais)  | 613.276            | 7,68%              | 20,59%            | 524.183            | -160,97%           | 17,60%            |
| Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos  | -                  | 0,00%              | 0,00%             | -                  | 0,00%              | 0,00%             |
| <b>Total - Relacionamento com a Comunidade</b>   | <b>636.365</b>     | <b>7,97%</b>       | <b>21,36%</b>     | <b>558.234</b>     | <b>-171,42%</b>    | <b>18,74%</b>     |
| <b>3.2 - Interação com os Fornecedores</b>   |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
| <b>São exigidos controles sobre:</b> Critérios de responsabilidade social utilizados para a seleção de seus fornecedores |                    |                    |                   |                    |                    |                   |
|  | <b>SIM</b>         |                    | <b>SIM</b>        |                    |                    |                   |
| <b>4 - Interação com o Meio Ambiente</b>   | <b>Valor</b>       | <b>% sobre RO</b>  | <b>% sobre RL</b> | <b>Valor</b>       | <b>% sobre RO</b>  | <b>% sobre RL</b> |
| Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais p/melhoria do meio ambiente                             | 102.913            | 1,29%              | 3,45%             | 135.079            | -41,48%            | 4,81%             |
| Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados  | 857                | 0,01%              | 0,03%             | 883                | -0,27%             | 0,03%             |
| Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administ. de entidades       | 343                | 0,00%              | 0,00%             | 353                | -0,11%             | 0,00%             |

**ENCERRAMENTO**

O desempenho da Companhia em 2018 indica que o caminho trilhado nos últimos anos segue a direção correta. Entretanto temos pela frente importantes desafios que serão decisivos para o sucesso em longo prazo da ELETRONUCLEAR.

Dentre estes desafios destaca-se a conclusão de Angra 3, um empreendimento fundamental para a ELETRONUCLEAR e por extensão para a sua controladora. A viabilização das futuras usinas nucleares brasileiras é outro ponto importante, haja vista a comprovação da necessidade de complementação térmica à matriz elétrica brasileira.

O despacho de nossas usinas praticamente a 100% ao longo de todo o ano de 2018 evidencia o papel que a geração

térmica de base vem desempenhando na garantia da segurança do suprimento de energia elétrica.

No encerramento do exercício, a Diretoria Executiva da Eletrobras Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR vem agradecer aos empregados que se engajaram nas conquistas da Companhia, pelo elevado espírito de participação e empenho em suas funções; à população da macrorregião da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, pelo apoio às nossas atividades e pelas diversas parcerias empreendidas na busca do desenvolvimento econômico e social da região; a todos nossos clientes, acionistas, parceiros e fornecedores; aos Conselheiros de Administração e Fiscal, pela diligente condução da gestão da Companhia; à Diretoria da ELETRONUCLEAR e ao Ministério de Minas e Energia, pela confiança em nós depositada.

**BALANÇOS PATRIMONIAIS EM  
(em milhares de reais)**

| ATIVO                            | NOTA | 31/12/2018        | 31/12/2017       |
|----------------------------------|------|-------------------|------------------|
| <b>CIRCULANTE</b>                |      |                   |                  |
| Caixa e equivalentes de caixa    | 5a   | 3.805             | 1.064            |
| Títulos e valores mobiliários    | 5b   | 85.145            | 277.951          |
| Clientes                         | 6    | 375.553           | 359.210          |
| Impostos e contribuições sociais | 7    | 26.483            | 24.827           |
| Estoque de combustível nuclear   | 8    | 510.638           | 465.152          |
| Almoxarifado                     | 9    | 78.688            | 83.331           |
| Outros                           | 10   | 87.895            | 64.146           |
|                                  |      | <b>1.168.207</b>  | <b>1.275.681</b> |
| <b>NÃO CIRCULANTE</b>            |      |                   |                  |
| <b>Realizável a longo prazo</b>  |      |                   |                  |
| Títulos e valores mobiliários    | 11   | 897.847           | 631.806          |
| Estoque de combustível nuclear   | 8    | 828.410           | 831.008          |
| Cauções e depósitos vinculados   | 12   | 98.484            | 88.633           |
| Outros                           | 10   | 1.289             | 1.289            |
|                                  |      | <b>1.826.030</b>  | <b>1.552.736</b> |
| <b>Imobilizado</b>               | 14   | 12.406.497        | 5.919.528        |
| <b>Intangível</b>                | 15   | 73.545            | 67.445           |
|                                  |      | <b>14.306.072</b> | <b>7.539.709</b> |
| <b>TOTAL DO ATIVO</b>            |      | <b>15.474.279</b> | <b>8.815.390</b> |

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

| PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO                     | NOTA | 31/12/2018        | 31/12/2017         |
|--|------|-------------------|--------------------|
| <b>CIRCULANTE</b>                                |      |                   |                    |
| Fornecedores                                     | 16   | 1.007.018         | 794.180            |
| Financiamentos e empréstimos                     | 17   | 592.724           | 565.092            |
| Impostos e contribuições sociais                 | 18   | 51.742            | 76.318             |
| Obrigações estimadas                             | 19   | 87.968            | 70.585             |
| Encargos setoriais                               | 20   | 37.397            | 29.395             |
| Benefícios pós-emprego                           | 21   | 3.353             | 3.069              |
| Provisão para plano de incentivo de desligamento | 22   | 25.840            | 26.671             |
| Outros   |      | 46.530            | 66.350             |
|  |      | <b>1.852.572</b>  | <b>1.631.660</b>   |
| <b>NÃO CIRCULANTE</b>                            |      |                   |                    |
| Fornecedores                                     | 16   | 164.095           | 148.787            |
| Financiamentos e empréstimos                     | 17   | 7.974.066         | 7.991.446          |
| Impostos e contribuições sociais                 | 18   | 6.859             | 12.516             |
| Provisões para riscos                            | 23   | 244.077           | 200.499            |
| Benefícios pós-emprego                           | 21   | 281.128           | 67.484             |
| Contrato Oneroso                                 | 24   | -                 | 1.388.843          |
| Obrigações para desmobilização de ativos         | 25   | 2.620.128         | 2.470.400          |
| Provisão para plano de incentivo de desligamento | 22   | 28.655            | 51.294             |
|  |      | <b>11.319.008</b> | <b>12.331.269</b>  |
| <b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)</b> |      |                   |                    |
| Capital social                                   | 26   | 6.607.258         | 6.607.258          |
| Prejuízos acumulados                             |      | (3.737.515)       | (11.495.803)       |
| Resultados abrangentes                           |      | (567.044)         | (258.994)          |
|  |      | <b>2.302.699</b>  | <b>(5.147.539)</b> |
| <b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>  |      | <b>15.474.279</b> | <b>8.815.390</b>   |

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

**DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017  
(em milhares de reais)**

|   | NOTA | 2018             | 2017             |
|---|------|------------------|------------------|
| Receita Operacional Líquida                     | 27   | 2.978.758        | 2.805.627        |
| Custo Operacional                               | 28   | (1.953.058)      | (1.722.926)      |
| <b>Lucro Operacional Bruto</b>                  |      | <b>1.025.700</b> | <b>1.082.701</b> |
| Despesas Operacionais                           | 29   | 6.957.416        | (1.408.347)      |
| <b>Resultado do Serviço de Energia Elétrica</b> |      | <b>7.983.116</b> | <b>(325.646)</b> |
| Resultado Financeiro                            | 30   | (119.424)        | (147.843)        |
| <b>Resultado antes dos Impostos</b>             |      | <b>7.863.692</b> | <b>(473.489)</b> |
| Imposto de renda e contribuição social          | 31   | (105.404)        | (69.451)         |
| <b>Resultado líquido do exercício</b>           |      | <b>7.758.288</b> | <b>(542.940)</b> |

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

**DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES DOS EXERCÍCIOS FINDOS  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017  
(em milhares de reais)**

|  | NOTA | 2018             | 2017             |
|--|------|------------------|------------------|
| Resultado do exercício                   |      | 7.758.288        | (542.940)        |
| Resultados abrangentes                   |      |                  |                  |
| Perda em benefícios pós-emprego          | 21   | (308.050)        | (92.738)         |
|  |      | <b>(308.050)</b> | <b>(92.738)</b>  |
| <b>Resultado abrangente do exercício</b> |      | <b>7.450.238</b> | <b>(635.678)</b> |

\*Os resultados abrangentes estão líquidos dos efeitos fiscais sobre benefícios pós-emprego

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)  
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017  
(em milhares de reais)**

|   | CAPITAL SOCIAL   | PREJUÍZOS ACUMULADOS | OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES | TOTAL              |
|---|------------------|----------------------|-------------------------------|--------------------|
| <b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016</b> | <b>6.607.258</b> | <b>(10.952.863)</b>  | <b>(166.256)</b>              | <b>(4.511.861)</b> |
| Resultado líquido do período            | -                | (542.940)            | -                             | (542.940)          |
| Perda em benefícios pós-emprego         | -                | -                    | (92.738)                      | (92.738)           |
| <b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017</b> | <b>6.607.258</b> | <b>(11.495.803)</b>  | <b>(258.994)</b>              | <b>(5.147.539)</b> |
| <b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017</b> | <b>6.607.258</b> | <b>(11.495.803)</b>  | <b>(258.994)</b>              | <b>(5.147.539)</b> |
| Resultado líquido do período            | -                | 7.758.288            | -                             | 7.758.288          |
| Perda em benefícios pós-emprego         | -                | -                    | (308.050)                     | (308.050)          |
| <b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018</b> | <b>6.607.258</b> | <b>(3.737.515)</b>   | <b>(567.044)</b>              | <b>2.302.699</b>   |

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

**DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DOS EXERCÍCIOS  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017  
(em milhares de reais)**

| ATIVIDADES OPERACIONAIS   | 31/12/2018       | 31/12/2017       |
|---|------------------|------------------|
| <b>Resultado antes dos impostos</b>   | <b>7.863.692</b> | <b>(473.489)</b> |
| <b>Ajustes na conciliação do lucro com o caixa gerado</b>                     |                  |                  |
| Depreciação de ativo imobilizado  | 499.781          | 405.589          |
| Baixas e outros ajustes de imobilizado  | (3.582)          | 683              |
| Impairment do Imobilizado   | (5.853.711)      | 950.960          |
| Contrato Oneroso  | (1.388.843)      | 38.602           |
| Amortização do intangível   | 5.843            | 7.560            |
| Baixas e outros ajustes de intangível   | 369              | -                |
| Baixas e atualização monetária de depósito judicial                           | 1.082            | 8.242            |
| Consumo de matéria-prima e material do estoque                                | 460.101          | 439.708          |
| Variações monetárias e cambiais - fornec., perda transmissão e dif. de tarifa | 85.452           | 32.965           |
| Variação monetária - financiamento  | 1.232            | 47               |
| Encargos - financiamentos e empréstimos                                       | 59.526           | 76.847           |
| Rendimentos do fundo para desmobilização de ativos                            | (158.191)        | (48.546)         |
| Rendimentos dos títulos e valores mobiliários de curto prazo                  | (4.358)          | (6.296)          |
| Benefícios pós-emprego - provisão atuarial                                    | (57.877)         | 14.459           |
| Participação nos lucros e resultados  | 45.212           | 50.217           |
| Provisão de férias  | (1.276)          | (5.162)          |
| Provisão para plano de incentivo de desligamento                              | (23.470)         | 41.576           |
| Provisão para créditos de liquidação duvidosa                                 | 146              | 4.065            |
| Ajuste a valor presente de obrigação para desmobilização de ativos            | 145.260          | 89.051           |
| Provisões para risco  | 43.578           | 34.681           |
|   | <b>1.719.966</b> | <b>1.661.759</b> |
| <b>Variação - (acréscimo) e decréscimo - nos ativos operacionais</b>          |                  |                  |
| Clientes  | (16.343)         | (89.270)         |
| Estoques  | (498.346)        | (608.946)        |
| Impostos e taxas a recuperar - PASEP, COFINS, IRPJ, CSLL e outros             | 81.513           | 183.310          |
| Cauções e depósitos vinculados  | (10.933)         | (8.329)          |
| Outras variações nos ativos operacionais                                      | (23.895)         | (1.352)          |
|   | <b>(468.004)</b> | <b>(524.587)</b> |
| <b>Variação - acréscimo e (decrécimo) - nos passivos operacionais</b>         |                  |                  |
| Fornecedores  | (6.746)          | (110.717)        |
| Impostos e taxas, exceto imposto de renda e contribuição social               | (30.233)         | (9.242)          |
| Obrigações de folha de pagamento e provisão de férias                         | 18.659           | 245              |
| Pagamento de dívida à entidade de previdência privada                         | (4.250)          | (4.137)          |
| Pagamento de IR e CSLL  | (83.169)         | (75.436)         |
| Pagamento de PLR  | (19.739)         | (34.498)         |
| Pagamento de Incentivo de Desligamento  | (30.774)         | (62.534)         |
| Pagamento de IOF e encargos de dívida   | (524.872)        | (293.485)        |
| Outras variações nos passivos operacionais                                    | (139.448)        | (113.567)        |
|   | <b>(820.572)</b> | <b>(703.371)</b> |
| <b>Recursos provenientes das atividades operacionais</b>                      | <b>431.390</b>   | <b>433.801</b>   |
| <b>ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO - acréscimo e (decrécimo)</b>                  |                  |                  |
| Empréstimos e financiamentos obtidos a longo prazo                            | 175.900          | 571.100          |
| Pagamento de financiamentos de natureza de curto prazo                        | (286.113)        | (130.221)        |
| <b>Recursos aplicados nas atividades de financiamentos e empréstimos</b>      | <b>(110.213)</b> | <b>440.879</b>   |
| <b>ATIVIDADES DE INVESTIMENTO - acréscimo e (decrécimo)</b>                   |                  |                  |
| Aquisição de ativo imobilizado  | (400.863)        | (542.070)        |
| Aquisição de ativo intangível   | (12.312)         | (9.859)          |
| Aplicação em títulos e valores mobiliários                                    | (934.382)        | (1.211.721)      |
| Resgate de títulos e valores mobiliários                                      | 1.029.121        | 874.711          |
| <b>Recursos aplicados nas atividades de investimento</b>                      | <b>(318.436)</b> | <b>(888.939)</b> |
| <b>AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>                     | <b>2.741</b>     | <b>(14.259)</b>  |
| - Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício                        | 1.064            | 15.323           |
| - Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício                           | 3.805            | 1.064            |
| <b>AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>                     | <b>2.741</b>     | <b>(14.259)</b>  |

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

**DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017  
(em milhares de reais)**

|  | 31/12/2018        | 31/12/2017       |
|--|-------------------|------------------|
| <b>GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>                               |                   |                  |
| Receitas de venda de energia e serviços                          | 3.396.077         | 3.187.172        |
| Receita relativa à construção de ativos - Usina Angra 3          | 6.857.382         | 71               |
| Provisão para devedores duvidosos                                | (146)             | (4.065)          |
|  | <b>10.253.313</b> | <b>3.183.178</b> |
| <b>MENOS:</b>  |                   |                  |
| <b>INSUMOS</b>   |                   |                  |
| Serviços de terceiros  | 343.478           | 328.074          |
| Serviços de terceiros - Usina Angra 3                            | 178.552           | 90.846           |
| Materiais  | 56.178            | 53.600           |
| Materiais - usina Angra 3  | 168.823           | 156.968          |
| Combustível para produção de energia                             | 408.383           | 395.668          |
| Encargos da rede de transmissão                                  | 260.562           | 109.789          |
| Seguros das usinas Angra 1 e 2                                   | 19.054            | 19.816           |
| Luz, telefone, água e esgoto                                     | 12.024            | 12.629           |
| Outros custos operacionais                                       | 1.973             | 6.212            |
| Juros/Encargos sobre capitais de terceiros - Usina Angra 3       | 579.154           | 605.150          |
| Recuperação/Perda de valores ativos (Impairment) - Usina Angra 3 | (5.853.711)       | 950.960          |
| Outros custos - usina Angra 3                                    | 11.717.105        | (934.986)        |
|  | <b>7.891.575</b>  | <b>1.794.726</b> |
| <b>VALOR ADICIONADO BRUTO</b>                                    | <b>2.361.738</b>  | <b>1.388.452</b> |
| <b>RETENÇÕES</b>   |                   |                  |
| Depreciação e amortização  | (505.624)         | (413.149)        |
|  | <b>1.856.114</b>  | <b>975.303</b>   |
| <b>VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO</b>                           |                   |                  |
| <b>VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>                |                   |                  |
| Receitas financeiras   | 201.988           | 92.300           |
| <b>VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR</b>                             | <b>2.058.102</b>  | <b>1.067.603</b> |
| <b>DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>                          |                   |                  |
| Remuneração do trabalho  | 427.458           | 500.844          |
| Remuneração do trabalho - Usina Angra 3                          | 67.459            | 82.093           |
| Impostos, taxas e contribuições                                  | 660.393           | 606.744          |
| Remuneração de capitais de terceiros                             |                   |                  |
| - Despesas financeiras   | 321.412           | 240.143          |
| - Aluguéis   | 29.710            | 36.733           |
| - Contrato Oneroso   | (1.388.843)       | 38.602           |
| - Impairment   | (5.853.711)       | -                |
| - Outras   | 35.936            | 105.384          |
| Remuneração de capitais próprios                                 |                   |                  |
| - Resultado líquido do exercício                                 | 7.758.288         | (542.940)        |
| <b>VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO</b>                              | <b>2.058.102</b>  | <b>1.067.603</b> |

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

**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 nucleoeletrônica, denominada usina Angra 3, cujo estágio está descrito na Nota 14g, todas integrantes da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAAA.

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         | Decreto Nº 75.870               | Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97 | Em fase de construção      |                     |
|         | Previsão         | de 13/06/75                     | Nº 315 de 31/07/97                |                            |                     |

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.

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 | 31/12/2017 | 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:

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

\*Informação não revisada por auditoria independente

- 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 apresentem 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 a esses 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 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 de 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:

- 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;
- 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);
- 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 liquidação 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 reflete 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 - CNAEA 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 CNAEA 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 – PMCOA;
- 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 CNAEA – 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 detêm 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 Investigações.

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 incluídos nas demonstrações financeiras estão identificadas a seguir:

| DESCRIÇÃO   | 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       |
| Cientes   | 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 (função 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)        |
| <b>TOTAL</b>   |       | (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              |
| <b>TOTAL</b>   |       | (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          |
| <b>TOTAL</b>   |          | (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            |
| <b>TOTAL</b>   |          | (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:

| FINANCIAMENTO E EMPRÉSTIMOS                    | Moeda | Indexador     | Taxa Efetiva | EXPOSIÇÃO A RISCO DE JUROS |                  |                  |                  |
|--|-------|---------------|--------------|----------------------------|------------------|------------------|------------------|
|  |       |               |              | 31/12/2018                 |                  | 31/12/2017       |                  |
|  |       |               |              | Principal                  | Juros *          | Principal        | Juros *          |
| <b>ANGRAS 1 e 2:</b>                           |       |               |              |                            |                  |                  |                  |
| ELETRONUCLEAR - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579 | R\$   | UFIR          | 5,00%        | 267.381                    | 74.450           | 306.164          | 94.471           |
| ELETRONUCLEAR - PSPE - ECF 3278                | R\$   | Taxa DI-Over  | 7,78%        | 39.157                     | 12.221           | 42.106           | 1.546            |
| ELETRONUCLEAR - PSPE - ECR 286                 | R\$   | Taxa DI-Over  | 7,78%        | 124.738                    | 28.922           | 136.561          | 36.335           |
| ELETRONUCLEAR - INB - ECF 3284                 | R\$   | Taxa DI-Over  | 12,01%       | 104.157                    | 46.292           | 112.325          | 8.667            |
| ELETRONUCLEAR - PAE - ECF 3347                 | R\$   | IPCA          | 7,83%        | 30.756                     | 640              | 53.478           | 2.400            |
| ELETRONUCLEAR - CAPITAL DE GIRO - ECF 3367     | R\$   | Taxa DI-Over  | 8,63%        | 120.000                    | 6.925            | -                | -                |
| ELETRONUCLEAR - CAPITAL DE GIRO - ECF 3370     | R\$   | Taxa DI-Over  | 8,63%        | 50.000                     | 4.028            | -                | -                |
| <b>ANGRA 3:</b>                                |       |               |              |                            |                  |                  |                  |
| ELETRONUCLEAR - RGR - ECF 2878                 | R\$   | UFIR          | 5,00%        | 567.013                    | 298.863          | 596.973          | 330.923          |
| ELETRONUCLEAR - ECR 286                        | R\$   | Taxa DI-Over  | 7,78%        | 246.456                    | 57.155           | 269.820          | 71.804           |
| ELETRONUCLEAR - 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> |

\* Montante de juros até o término das amortizações dos empréstimos calculado conforme taxas contratuais

**b) Risco de crédito**

Risco de crédito é o risco da 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               |
| Cientes - 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          | ATRASOS 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              | 898            | -               |
| 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 Jaguaré 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            | Energisa Tocantins - 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:

| DESCRITIVO                    | PASSIVOS FINANCEIROS POR VENCIMENTO |                           |                              |                          |
|-------------------------------|-------------------------------------|---------------------------|------------------------------|--------------------------|
|                               | 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 quinzenais 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 Nº 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 Parcerias 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:

| DESCRITIVO  | ÍNDICE DE ALAVANCAGEM FINANCEIRA |             |
|---|----------------------------------|-------------|
|   | 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:

| DESCRITIVO                                   | INSTRUMENTOS FINANCEIROS |             |                |   |         |
|--|--------------------------|-------------|----------------|---|---------|
|  | 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

| Composição     | CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA |              |
|----------------|-------------------------------|--------------|
|                | 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   | TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS |                |
|--|-------------------------------|----------------|
|  | 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

| BALANÇO              | CLIENTES - CONTAS A RECEBER |                             |
|----------------------|-----------------------------|-----------------------------|
|                      | 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.

| BALANÇO               | COMBUSTÍVEL NUCLEAR |                  |
|-----------------------|---------------------|------------------|
|                       | 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:

| BALANÇO              | MOVIMENTAÇÃO DOS ELEMENTOS PRONTOS |                |                  |                     |
|----------------------|------------------------------------|----------------|------------------|---------------------|
|                      | 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>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 |                |                |
|-----------------------------|----------------|----------------|
| DESCRIPTIVO                 | 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)           |
| <b>TOTAL</b>                | <b>897.847</b> | <b>631.806</b> |

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        |
| <b>Total de quotas recolhidas</b>                | <b>494.191</b> | <b>373.360</b> |
| 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        |
| <b>Saldo da Carteira de Aplicativos do Fundo</b> | <b>897.847</b> | <b>631.806</b> |

#### 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                            | 126.119             | (82.289)       | -             | (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 CSL 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 Cíveis 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 Cíveis 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 Cíveis 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>   |
| <b>Impairment Angra 3</b>             |                             | <b>(4.046.642)</b> | <b>-</b>                             | <b>(4.046.642)</b> | <b>(9.900.353)</b> |
| <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          |
| Impairment Angra 3                            | (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          |
| Impairment Angra 3                            | (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 nova 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 o 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 requeriram modificações no plano de negócios 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/produtividade 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 SFA 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 nº 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,

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 provisões 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 UTM Almirante Álvaro Alberto - Usina de Angra nos setores de 13,8 kV e de 138 kV na Subestação Angra (US). 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 iniciada os serviços em janeiro de 1985 e nunca ter sido mencionada a existência dessa possibilidade. A energia consumida pela Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto CNAEA, 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 à Furnas de faturamento a maior, decorre do seguinte:

- 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;
- 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;
- 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     |
| <b>Circulante</b>            |                     |                  |           |           |
| 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 |
| <b>Não Circulante</b>        |                     |                  |           |           |
| 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   |
| <b>Circulante</b>            |                     |                  |           |         |
| 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 |
| <b>Não Circulante</b>        |                     |                  |           |         |
| 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% a.a.

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       |                |                  |                  |             | R\$ MIL       |                |                  |                  |             |
|   | JUROS         | PRINCIPAL      |                  | TOTAL            | TX. EFETIVA | JUROS         | PRINCIPAL      |                  | TOTAL            | TX. EFETIVA |
|   |               | CIRCULANTE     | NÃO CIRCULANTE   |                  |             |               | CIRCULANTE     | NÃO CIRCULANTE   |                  |             |
| ANGRAS 1 e 2:   |               |                |                  |                  |             |               |                |                  |                  |             |
| ELETRONUCLEAR - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579          | -             | 34.161         | 233.220          | 267.381          | 5,00%       | 1.775         | 37.008         | 267.381          | 306.164          | 5,00%       |
| ELETRONUCLEAR - PSPE* - ECR 286 / ECF 3278              | -             | 30.968         | 132.927          | 163.895          | 7,78%       | 1.869         | 64.532         | 112.266          | 178.667          | 12,78%      |
| ELETRONUCLEAR - INB - ECF 3284                          | -             | 16.024         | 88.133           | 104.157          | 12,01%      | 1.492         | 110.833        | -                | 112.325          | 16,13%      |
| ELETRONUCLEAR - PAE - ECF 3347                          | -             | 30.756         | -                | 30.756           | 7,83%       | 331           | 53.147         | -                | 53.478           | 7,83%       |
| ELETRONUCLEAR - Capital de Giro** - ECF 3367 / ECF 3370 | -             | 155.000        | 15.000           | 170.000          | 8,63%       | -             | -              | -                | -                | -           |
| ANGRA 3:  |               |                |                  |                  |             |               |                |                  |                  |             |
| ELETRONUCLEAR - RGR - ECF 2878                          | -             | 29.712         | 537.301          | 567.013          | 5,00%       | 2.724         | 27.236         | 567.013          | 596.973          | 5,00%       |
| ELETRONUCLEAR - ECR 286                                 | -             | 49.295         | 197.161          | 246.456          | 7,78%       | 2.824         | 45.187         | 221.809          | 269.820          | 12,78%      |
| ELETRONUCLEAR - 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>TOTAL GERAL</b>                                      | <b>25.791</b> | <b>566.933</b> | <b>7.974.066</b> | <b>8.566.790</b> |             | <b>38.891</b> | <b>526.201</b> | <b>7.991.446</b> | <b>8.556.538</b> |             |

\* É composto pelo empréstimos realizados em 2014 - R\$ 124.738 e em 2015 - R\$ 39.157, totalizando R\$ 163.895

\*\* É composto pelos empréstimos realizado em 2018 (R\$ 120.000 e R\$ 50.000), totalizando R\$ 170.000

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   |
| Variação Monetária - resultado            | 1.232          | -              | 1.232     |
| Variação 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

| ANO          | FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS POR VENCIMENTOS |                  |
|--------------|--|------------------|
|              | 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      |
| Sub-total  | (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 | -                                 | -               | -                | -           | -                      | -               | -                | -           |
| SUBTOTAL   | (4.198.319)                       | (377.849)       | (1.049.580)      | (1.427.428) | (11.574.292)           | (1.041.686)     | (2.893.573)      | (3.935.259) |
| (-) 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

| Composição                                  | OBRIGAÇÕES ESTIMADAS |               |
|---|----------------------|---------------|
|   | 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

| Composição                    | ENCARGOS SETORIAIS |               |
|-------------------------------|--------------------|---------------|
|                               | 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 Eletronuclear 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 1/2 teto de contribuição da Previdência Social; 3% sobre a parcela dos salários de 1/2 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 a Eletronuclear 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 atende 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             |           |               |           |

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%                                   |   |
| Hipóteses Demográficas 2018                   |               |   |   |   |   |   |   |
| Taxa de rotatividade                          | T-1 Service   | GAMA - Exp. Rotatividade - NUCLEOS 2015 | GAMA - Exp. Rotatividade - NUCLEOS 2015 | GAMA - Exp. Rotatividade - NUCLEOS 2015 | GAMA - Exp. Rotatividade - NUCLEOS 2015 | GAMA - Exp. Rotatividade - NUCLEOS 2015 | GAMA - Exp. Rotatividade - NUCLEOS 2015 |
| Tábua de mortalidade de ativos e inativos     | AT-2000       | 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                                   | AT-49                                   |
| Tábua de invalidez                            | Alvaro Vindas | Tasa 1927                               | Tasa 1927                               | Tasa 1927                               | Tasa 1927                               | Tasa 1927                               | 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%                                   |   |
| Hipóteses Demográficas 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 a 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)         | -        | (44.127)  |
| Contribuições normais e extraordinárias dos participantes ativos e autopatrocinados | 3.267                  | 17.860           | -        | 21.127    |
| 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   | 439.926   |
| Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano                             | 1.804.814              | 1.595.579        | 25.862   | 3.426.255 |
| <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)     | -                      | -                | -        | -         |
| Valor justo dos ativos no fim do exercício  | 1.898.724              | 1.386.052        | -        | 3.284.776 |

| 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 mensuração                                       | 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)  |
| Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano                         | 1.761.241              | 1.127.572        | 18.288   | 2.907.101 |
| <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 mensuração                                       | (3.583)                | 47.330           | -        | 43.747    |
| Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em receita de juros) | (3.583)                | 47.330           | -        | 43.747    |
| Valor justo dos ativos no fim do exercício                                      | 1.903.264              | 1.334.248        | -        | 3.237.512 |

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 Contingenciais                 | (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> |

| DESCRITIVO  | 2018                   |                  |                 |                |                |                  |
|---|------------------------|------------------|-----------------|----------------|----------------|------------------|
|   | Plano BD REAL 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 do limite máximo 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)          |
| <b>Total de Ganhos/perdas apurados no ano</b>   | <b>(25.207)</b>        | <b>(232.989)</b> | <b>(45.139)</b> | <b>(1.888)</b> | <b>(2.827)</b> | <b>(308.050)</b> |

| DESCRITIVO  | 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 do limite máximo 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           |
| <b>Total de Ganhos/perdas apurados no ano</b>   | <b>(11.053)</b>        | <b>(20.210)</b>  | <b>(61.474)</b> | <b>-</b> | <b>(5.819)</b> | <b>(98.556)</b> |

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 Nucleos 13 anos.

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

| REAL GRANDEZA               | TOTAL          |                |                |                |           |
|-----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------|
|                             | 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                     | TOTAL          |                |                |                |           |
|-----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------|
|                             | 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

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  |
| <b>Circulante</b>                                  |            |            |          |        |
| 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 |
| <b>Não Circulante</b>                              |            |            |          |        |
| 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 |
| TOTAL  | 77.965     | 7.820      | (31.290) | 54.495 |

#### 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              |
| - CIVEL       |                    |                     |                    |                     |
| 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             | -                   |
| TOTAL         | 244.077            | 102.495             | 200.499            | 75.598              |

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 provável, 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:

| a) Reclamatória Trabalhista n. 0064500-25.1989.5.1.0029 |  |
|---|--|
| <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 especificamente 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 ofereça 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 interpostos embargos de declaração pela ELETRONUCLEAR, sem decisão de julgamento publicada. |
| <b>Expectativa de Perda</b>                             | Possível   |

| b) Execução Fiscal n. 0003767-29.2009.8.19.0001 |   |
|---|---|
| <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 crédito indevido de ICMS, por utilizar documentação incorreta e inidônea. Em contraponto a Companhia argumenta que os documentos utilizados para o credenciamento 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. |
| <b>Expectativa de Perda</b>                     | Possível  |

| c) Ação Cível n. 0508930-19.2016.4.02.5101  |   |
|---|---|
| <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  |

| d) Reclamatória Trabalhista n. 0010786-77.2015.5.08.0116 |   |
|--|---|
| <b>Instância / Juízo</b>                                 | [1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas   |
| <b>Partes</b>  | Maria Raimunda Viana de Oliveira e outros (Autores) x ELETRONUCLEAR (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  |

| e) Reclamatória Trabalhista n. 0010788-47.2015.5.08.0116 |   |
|--|---|
| <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  |

| f) Reclamatória Trabalhista n. 0010787-62.2015.5.08.0116 |  |
|--|--|
| <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   |

| g) Ação Cível n. 0022780-32.2018.4.02.5101  |  |
|---|--|
| <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   |

| h) Ação Cível n. 1024684-59.2018.4.01.3400  |   |
|---|---|
| <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  |

| i) Ação Cível n. 5028541-56.2018.4.02.5101  |   |
|---|---|
| <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

| Composição   | MOVIMENTAÇÃO DAS CONTINGÊNCIAS JUDICIAIS - R\$ MIL |                           |              |           |                     |
|--------------|--|---------------------------|--------------|-----------|---------------------|
|              | 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              |
| TOTAL        | 200.499  | 28.166                    | (63.436)     | 78.848    | 244.077             |

#### 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   |                           |                         |                             |                  |
|---|---------------------------|-------------------------|-----------------------------|------------------|
| USINA   | 31/12/2018                |                         |                             | 31/12/2017       |
|   | 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          |
| <b>TOTAL</b>  | <b>4.190.415</b>          | <b>(2.163.418)</b>      | <b>2.026.997</b>            | <b>1.910.420</b> |
| REJEITOS DE BAIXA E MÉDIA ATIVIDADE E COMBUSTÍVEL NUCLEAR USADO - R\$ MIL |                           |                         |                             |                  |
| USINA   | 31/12/2018                |                         |                             | 31/12/2017       |
|   | 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          |
| <b>TOTAL</b>  | <b>664.682</b>            | <b>(71.551)</b>         | <b>593.131</b>              | <b>559.980</b>   |
| TOTAL DAS OBRIGAÇÕES PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS - R\$ MIL              |                           |                         |                             |                  |
| USINA   | 31/12/2018                |                         |                             | 31/12/2017       |
|   | 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          |
| <b>TOTAL</b>  | <b>4.855.097</b>          | <b>(2.234.969)</b>      | <b>2.620.128</b>            | <b>2.470.400</b> |

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<br>VALOR - R\$ mil |
|---|-----------------------|----------------------|-----------------------|---------------|-----------------------------------|
|   | ORDINÁRIAS            | PREFERENCIAIS        | TOTAL                 | %             |                                   |
| Centrais Elétr. 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**

| 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> |

- 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.
- Depreciação e amortização** – aumento da base de depreciação em 2018 em decorrência do passivo adicional de descomissionamento reconhecido em contrapartida ao imobilizado em novembro de 2017, conforme descrito na Nota 25.
- Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE** – conforme descrito na Nota 22.
- Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE** – conforme descrito na Nota 22.
- Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC** – conforme descrito na Nota 22.

**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 |                  |                  |                |              |              |            |              |               |              |              |                  |                    |
|---|------------------|------------------|----------------|--------------|--------------|------------|--------------|---------------|--------------|--------------|------------------|--------------------|
| 31 DE DEZEMBRO DE 2018                                |                  |                  |                |              |              |            |              |               |              |              |                  |                    |
| SALDOS  | R\$ MIL          |                  |                |              |              |            |              |               |              |              |                  | 31/12/2017         |
|   | Eletrobras       | Furnas           | Chesf          | Eletrosul    | Eletrobrasil | Eletroacre | Ame          | Ceal          | Cepisa       | Ceron        | 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)        |
| <b>Saldo Líquido</b>                                  | <b>(752.596)</b> | <b>(247.172)</b> | <b>(1.186)</b> | <b>(530)</b> | <b>(797)</b> | <b>702</b> | <b>4.898</b> | <b>13.964</b> | <b>2.271</b> | <b>2.352</b> | <b>(978.094)</b> | <b>(1.232.635)</b> |

**NOTA 29 – DESPESAS OPERACIONAIS**

| DESCRITIVO  | 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              | -                |
| Impairment de Angra 3 (c)                                   | (5.853.711)        | 950.960          |
| Contrato Oneroso de Angra 3 (d)                             | (1.388.843)        | 38.602           |
| Outras provisões  | 15.827             | 29.127           |
| Outras  | 41.808             | 62.366           |
| <b>TOTAL</b>  | <b>(6.957.416)</b> | <b>1.408.347</b> |

- Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE** – conforme descrito na Nota 22.
- Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE** – conforme descrito na Nota 22.
- Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC** – conforme descrito na Nota 22.
- “Impairment” de Angra 3** – conforme descrito na Nota 14c.
- 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           |
|   | 201.988          | 92.300           |
| <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)         |
|   | (321.412)        | (240.143)        |
| <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            |
|   | 1.157.325        | 2.080.643      | 1.156.820           | 2.080.371      |
| <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          |
| Disp. Financ. - Enc. Dívidas - Transf. p/ investimento                          | 558.064          | 572.829        | 558.064             | 572.829        |
| Disp. Financ. - Var. Monet. - Transf. p/ investimento                           | 26.515           | 40.591         | 26.515              | 40.591         |
|   | 8.577.909        | 1.315.170      | 8.577.909           | 1.315.170      |
| <b>Lucro real / Base positiva da contribuição social antes das compensações</b> | <b>443.108</b>   | <b>291.984</b> | <b>442.603</b>      | <b>291.712</b> |
| <b>Compensação de prejuízos fiscais de períodos anteriores</b>                  | <b>132.932</b>   | <b>87.595</b>  | <b>132.781</b>      | <b>87.514</b>  |
| <b>Lucro real / Base positiva da contribuição social após compensações</b>      | <b>310.176</b>   | <b>204.389</b> | <b>309.822</b>      | <b>204.198</b> |
| 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**

| DESCRIÇÃO   | R\$ MIL         |                 |
|---|-----------------|-----------------|
|   | GERAÇÃO         |                 |
|   | 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                                      | -               | -               |
| <b>Efeito líquido no resultado</b>                                | <b>(55.168)</b> | <b>(70.549)</b> |

| TRANSAÇÕES                                      | 31 DE DEZEMBRO DE 2018 |          |          |           |              |            |        |        |        |        |          | 31/12/2017<br>TOTAL |
|---|------------------------|----------|----------|-----------|--------------|------------|--------|--------|--------|--------|----------|---------------------|
|   | Eletrobras             | Furnas   | Chesf    | Eletrosul | Eletrobrasil | Eletroacre | Ame    | Ceal   | Cepisa | Ceron  | TOTAL    |                     |
| <b>Receita</b>                                  |                        |          |          |           |              |            |        |        |        |        |          |                     |
| Venda de energia                                | -                      | -        | -        | -         | -            | 7.727      | 58.774 | 31.039 | 20.435 | 23.516 | 141.491  | 148.853             |
| Juros e multas                                  | -                      | -        | -        | -         | -            | 212        | 4      | 1.184  | -      | -      | 1.400    | 17                  |
| Varição monetária                               | -                      | -        | -        | -         | -            | 58         | 1      | 270    | -      | -      | 329      | -                   |
| Remuneração do fundo financeiro                 | 158.191                | -        | -        | -         | -            | -          | -      | -      | -      | -      | 158.191  | 48.546              |
| <b>Despesa</b>                                  |                        |          |          |           |              |            |        |        |        |        |          |                     |
| Varição 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 à 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 - RAMOS                   | MOEDA - R\$ MIL |                   |                    |
|                                   | VIGÊNCIA        | VALOR SEGURO      | 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                |
| <b>TOTAL</b>                      |                 | <b>22.478.145</b> | <b>26.495</b>      |

#### 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         |
| COSEERN - 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           |
| ELETROACRE - Companhia de Eletricidade do Acre                         | 8.714            | 8.714            | 8.714            | 8.714            | 8.714            | 8.714            | 43.572            |
| ELETRICAR - Centrais Elétricas de Carazinho S. A. **                   | 783              | 783              | 783              | 783              | 783              | 783              | 3.917             |
| ELETROPAULO - 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 Tocantis - 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           | 409.837           |
| UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda                          | 741              | 741              | 741              | 741              | 741              | 741              | 3.705             |
| <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 inadimplimento 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.

## CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

#### ANTÔNIO VAREJÃO DE GODOY

Presidente do Conselho

#### LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES

Conselheiro

#### RICARDO DE PAULA MONTEIRO

Conselheiro

#### JAILOR CAPELOSSI CARNEIRO

Conselheiro

#### LEONARDO DE PAIVA ROCHA

Conselheiro

#### ARACILBA ALVES DA ROCHA

Conselheira

#### PAULO ARTUR PIMENTEL T. DA SILVA

Conselheiro Representante dos Empregados

## DIRETORIA EXECUTIVA

#### LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES

Diretor-residente

#### MÔNICA REGINA REIS

Diretora de Administração e Finanças

#### JOÃO CARLOS DA CUNHA BASTOS

Diretor de Operação e Comercialização

#### RICARDO LUIS PEREIRA DOS SANTOS

Diretor Técnico

#### RONALDO NETO ALCÂNTARA

Superintendente de Finanças

#### BEATRIZ ALBINO DA SILVA

Contadora CRC:RJ-098.430/O-2

Chefe de Departamento de Contabilidade

## PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A. – ELETRONUCLEAR, no âmbito de suas atribuições legais e estatutárias, conheceu o Relatório da Administração e procedeu ao exame das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, os quais foram aprovados, nesta data, pelo Conselho de Administração.

Com base nos esclarecimentos prestados pelos representantes da Administração e da Superintendência Financeira, nos exames efetuados pelo Conselho Fiscal ao longo do exercício e no Relatório da KPMG Auditores Independentes, referente ao exercício de 2018, contendo ênfase a respeito da “Incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional” da Empresa, o Conselho Fiscal opina que os referidos documentos, com a ênfase contida no Relatório dos Auditores Independentes, refletem adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a situação patrimonial e financeira da Companhia e estão em condições de serem submetidas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas da ELETRONUCLEAR.

Rio de Janeiro, 26 de março de 2019.

Marcelo Saraiva Cavalcanti

Presidente

Luciana Cortez Roriz Pontes

Conselheira

Marcos José Lopes

Conselheiro

## RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Conselheiros e Diretores da

Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear

Rio de Janeiro – RJ

### Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear (Companhia ou Eletronuclear), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

### Base para opinião

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

### Ênfase

#### Incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional

Chamamos a atenção para a Nota Explicativa nº 1 às demonstrações financeiras, que descreve que a Companhia apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 684.365 mil em 31 de dezembro de 2018. Adicionalmente, conforme descrito na Nota Explicativa 4.1.d, o índice de liquidez geral está afetado substancialmente pelos financiamentos das obras da usina de Angra 3, cuja entrada em operação e consequente início de receita prevista para janeiro de 2026, depende do êxito da implementação de plano de ação estabelecido pela Companhia. Esses fatores indicam a existência de incerteza relevante que pode levantar dúvida significativa quanto à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Os planos da administração da Companhia, que incluem dentre outras, a necessidade de suporte financeiro de terceiros, estão descritos nas mesmas Notas Explicativas. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto.

#### Outros Assuntos - Demonstrações do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação não é requerida às sociedades anônimas de capital fechado, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e está consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

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

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

### Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

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

### Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

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

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

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

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

Rio de Janeiro, 26 de março de 2019

KPMG Auditores Independentes

CRC SP-014428/O-6 F-RJ

José Luiz de Souza Gurgel

Contador CRC RJ-087339/O-4

Danilo Siman Simões

Contador CRC 1MG058180/O-2 T-SP





MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



[WWW.ELETROBRAS.COM](http://WWW.ELETROBRAS.COM)