

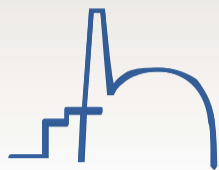
# VISÃO 2030

## ELETROBRAS

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<sub>MW</sub>**  
capacidade instalada de Angra 1



**1.350<sub>MW</sub>**  
capacidade instalada de Angra 2



**98.21%**  
fator de capacidade de Angra 1



**89.38%**  
fator de capacidade de Angra 2



**12.7**  
bilhões de reais em ativos

## INDICADORES

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

**3.089**  
MILHÕES (R\$)

EBITDA AJUSTADO\*

**1.338**  
MILHÕES (R\$)

LUCRO LÍQUIDO RECORRENTE\*\*

**532**  
MILHÕES (R\$)

## DESTAQUES 2019



**R\$ 822.9**  
MILHÕES  
em investimentos realizados

HOLDING ELETROBRAS NOVAMENTE LISTADA NO ISE E CERTIFICADA NA B3

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



ESSES NÚMEROS SÃO OS DESTAQUES DA ELETRONUCLEAR EM 2019. NAS PÁGINAS A SEGUIR, APRESENTAMOS A VERSÃO COMPLETA DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E DO RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO.

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E RESPONSABILIDADE SOCIAL & DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 2019

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 2019, no qual estão sumarizadas as principais atividades da Empresa, assim como as Demonstrações Financeiras exigíveis, acompanhadas de pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal.

### 1 - PANDEMIA COVID-19

Em março de 2020, uma pandemia global foi declarada pela Organização Mundial da Saúde - OMS relacionado ao rápido aumento dos casos de doenças relacionadas ao novo coronavírus (COVID-19). A Companhia vem adotando todas as medidas para manter a normalidade de suas operações, dado o setor estratégico em que está inserida, e vem seguindo as recomendações dos órgãos governamentais, buscando preservar seus empregados e colaboradores evitando a propagação da doença. Devido ao cenário atípico e de características potencialmente imprevisíveis, não é possível prever com exatidão os cenários que poderão se materializar nos próximos meses nas operações da Companhia. Ainda não estão suficientemente claros os efeitos na economia mundial e, em particular no Brasil, por quanto tempo estes efeitos irão perdurar, assim como de quanto será a eventual redução do consumo de energia elétrica no Brasil e nem a duração desta redução.

Devido à necessidade de preservar suas atividades essenciais, a Companhia, na medida do possível, antecipou férias, aprovou compensação de banco de horas, autorizou o teletrabalho, restringiu a realização de viagens nacionais, reuniões com a participação de número elevado de pessoas, proibiu viagens internacionais e colocou os colaboradores que apresentaram sintomas em quarentena, tendo solicitado ainda que seus prestadores de serviços observassem, igualmente, todas as orientações do Ministério da Saúde.

No que se refere à operação, a Companhia vem adotando todas as medidas para manter a normalidade de suas operações, dado o setor estratégico em que está inserida, e, principalmente, por contribuir para a segurança energética do Sistema Interligado Nacional – SIN, com os 1.990 MW de potência instalada na Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAEA, onde estão localizadas suas Usinas Nucleares de Angra 1 e Angra 2.

A central nuclear de Angra continua em pleno funcionamento, a despeito da crise provocada pela pandemia do coronavírus. Mesmo com um cenário de queda do consumo no país, o Operador Nacional do Sistema Elétrico -ONS tem demandado carga máxima de Angra 1 e 2, que vêm operando acima da potência nominal.

A relevância das Usinas nucleares é clara. Angra 1 e 2 geram energia limpa e segura perto dos grandes centros consumidores do país, além de contribuir para a estabilização da rede elétrica.

Nesse período conturbado, a ELETRONUCLEAR mantém seu compromisso de garantir o fornecimento de energia de base para o Sistema Interligado Nacional - SIN.

Para proteger a saúde de seus colaboradores, a empresa vem tomando precauções. Trabalham presencialmente, em regime de turno, apenas os empregados essenciais de Angra dos Reis. Os demais realizam teletrabalho, sendo que a sede da companhia, no Rio de Janeiro, permanece fechada. Além disso, aqueles que continuam na empresa têm a temperatura corporal monitorada. A medida também vale para prestadores de serviços e responsáveis por entregas de material. Por fim, a higienização das instalações foi redobrada.

Neste momento de calamidade pública, as Usinas nucleares têm papel fundamental para dar confiabilidade ao abastecimento de energia do país. O Brasil precisa da nossa energia, sobretudo os hospitais, que atuam na linha de frente desta crise e estamos a postos para cumprir nosso dever, com muito orgulho.

### 2 - 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 empresa 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 Empresa 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 1990 MW, além das atividades de projeto e construção da Usina Angra 3, a ELETRONUCLEAR conta com um efetivo total de 1.667 empregados.



Vista da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA Usina de Angra 1, Angra 2 e Angra 3

As usinas de Angra 1, 2 e 3

### 3 - INVESTIMENTOS REALIZADOS

Os investimentos da ELETRONUCLEAR somaram R\$ 822.862 mil, o que corresponde a 71,3% do orçamento de 2019 aprovado no valor de R\$ 1.154.016 mil. Deste total, R\$ 649.902 mil correspondem a gastos corporativos com o Projeto de Implementação da Usina Nuclear Angra 3 e R\$ 165.332 mil em investimentos realizados na Manutenção do Sistema de Geração de Energia Nuclear de Angra 1 e 2.

As realizações de 2019 estão em conformidade com o limite legal estabelecido pelo Plano de Despesas Globais e a Portaria M.E no 549/2019 de 08 de outubro de 2019, bem como na Lei nº 13.808 de 15 de janeiro de 2019 (DOU de 16 de janeiro de 2019) e alterações promovidas pela Lei nº 13.943 de 13 de dezembro de 2019 (DOU de 16 de dezembro de 2019).

Os quadros abaixo detalham as previsões e execuções das principais Ações Orçamentárias da ELETRONUCLEAR para o exercício de 2019, bem como, percentuais de execução para cada Ação:

Ação: 4477	Manutenção do Sistema de Geração de Energia Nuclear de Angra 1 e 2											
<b>Finalidade da Ação:</b>	Esta ação tem por finalidade preservar a capacidade de produção das usinas de Angra 1 e Angra 2, dentro dos padrões de qualidade e de segurança requeridos, assegurando o cumprimento dos compromissos assumidos no âmbito do contrato de venda de energia elétrica, bem como do atendimento aos processos de licenciamento e o correto tratamento e acondicionamento dos rejeitos delas provenientes. Adicionalmente, inclui atividades visando o aumento da capacidade de produção, a implementação de melhorias operacionais das usinas e o suporte das atividades de infraestrutura e de apoio à operação, assim como o desenvolvimento de atividades de caráter socioambiental, que propiciem a equilibrada inserção regional dos empreendimentos.											
<b>Orçamento:</b>	Lei nº 13.943/2019 – R\$ 313.167 mil											
<b>Realização:</b>	2019											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	18.718	916	4.240	14.269	26.752	8.750	1.114	14.398	8.448	14.446	11.319	41.962
<b>META</b>	<b>PREVISÃO</b>			<b>EXECUÇÃO</b>				<b>EXECUÇÃO/PREVISÃO</b>				
	R\$ mil			R\$ mil				%				
Financeira	313.167			165.332				52,79%				

Ação: 5E88	Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3											
<b>Finalidade da Ação:</b>	Ampliar a oferta de energia elétrica, em cerca de 11000 GWh/ano, para o Sistema Interligado Nacional, aumentando a confiabilidade do atendimento à denominada área Rio (estado do Rio de Janeiro e Espírito Santo), viabilizando economicamente o ciclo do combustível nuclear no país e com impacto positivo sobre a macrorregião de Angra dos Reis, sob os aspectos econômico, socioambiental e cultural.											
<b>Orçamento:</b>	Lei nº 13.943/2019 – R\$ 818.622 mil											
<b>Realização:</b>	2019											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	8.311	6.320	6.450	1.121	1.370	98.757	17.101	59.253	1.719	80.835	36.131	332.534
<b>META</b>	<b>PREVISÃO</b>			<b>EXECUÇÃO</b>				<b>EXECUÇÃO/PREVISÃO</b>				
	R\$ mil			R\$ mil				%				
	818.622			649.902				79,42%				

Tabela de Execução Orçamentária / Financeira das Ações Realizadas pela ELETRONUCLEAR para Angra 1, 2 e 3 no exercício de 2019:

AÇÃO	PREVISÃO R\$ mil	EXECUÇÃO R\$ mil	EXECUÇÃO/PREVISÃO %
4477	313.167	165.332	52,79%
5E88	818.622	649.902	79,39%
<b>TOTAL</b>	<b>1.131.789</b>	<b>815.234</b>	<b>72,03%</b>

### 4 - SUSTENTABILIDADE

Sustentabilidade é um tema muito importante para a sustentação e perenidade do negócio e tem cada vez mais destaque na ELETRONUCLEAR e nas demais empresas do grupo Eletrobras. Isso fica evidente no Plano de Negócio e Gestão - PNG (2019-2023), em que uma das cinco diretrizes estratégicas da Companhia é a "Atuação Sustentável".

Apesar da importância dada ao tema no último PNG, a ELETRONUCLEAR já adota medidas em busca do Desenvolvimento Sustentável há bastante tempo, dentre elas é possível destacar o Relatório de Sustentabilidade publicado no site da Organização das Nações Unidas - ONU desde 2008. Este relatório segue o padrão G4 GRI – Global Reporting Initiative e não possui uma verificação externa completa. Somente as informações econômico-financeiras e de Gases de Efeito Estufa - GEE são auditadas externamente.

Além disso, a ELETRONUCLEAR conta com diversos compromissos firmados ao longo dos últimos anos. Desde 2006, a empresa é signatária do Pacto Global e seus desdobramentos como as Metas do Milênio e mais recentemente os objetivos de desenvolvimento sustentável - ODS. Esses compromissos são capitaneados pela Organização das Nações Unidas - ONU e abrangem temas como direitos humanos, trabalho, meio ambiente e medidas anticorrupção. Dos compromissos citados, o destaque do momento são os ODS, por ser uma agenda mundial adotada em setembro de 2015 composta por 17 objetivos e 169 metas a serem atingidos até 2030.

No que tange aos ODS, a ELETRONUCLEAR em conjunto com a Eletrobras e as empresas do grupo fizeram um trabalho de avaliação dos objetivos e metas de forma a priorizar os ODS de acordo com o Alinhamento estratégico da Companhia. Como resultado deste trabalho foram priorizados os seguintes ODS:

- ODS 07 - Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos;
- ODS 08 - Promover o crescimento econômico sustentado, inclusivo e sustentável, emprego pleno e produtivo e trabalho decente para todos;
- ODS 09 - Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação;
- ODS 13 - Tomar medidas urgentes para combater a mudança do clima e seus impactos;
- ODS 16 - Promover sociedades pacíficas e inclusivas para o desenvolvimento sustentável, proporcionar o acesso à justiça para todos e construir instituições eficazes, responsáveis e inclusivas em todos os níveis.

Dentre as iniciativas realizadas ao longo dos últimos anos se destacam:

- 1) Otimização do uso de Frotas Veiculares (ODS 9 e 13): Otimização do uso de veículos leves e as rotas de ônibus próprio para o transporte de colaboradores reduzindo desta forma o consumo de combustíveis fósseis. Estima-se a redução de 68 toneladas de CO<sub>2</sub>/ano.
- 2) Plano de Redução de Acidentes (ODS 8): Divide-se em 3 áreas: Conscientização, Revisão de treinamentos e Procedimentos internos e Inspeções de campo.
- 3) Programa de Qualidade de Vida Bem Viver (ODS 8): Programa que visa implementar projetos que promovam o bem-estar físico, mental e psicológico de seus colaboradores, e incentivar o desenvolvimento pessoal e profissional, visando integrar e ampliar o desenvolvimento pessoal e social, promovendo atividades nas áreas de saúde, educação e informação cultural.
- 4) Programa Tartaruga Viva (ODS 14) Único projeto de monitoramento de tartarugas marinhas no sul fluminense, tendo papel fundamental na coleta de dados sobre o comportamento e a fisiologia desses animais.
- 5) Procedimentos de Proteção Radiológica (ODS 7, 9) A indústria nuclear é uma das poucas atividades com interferência humana que têm capacidade para controlar totalmente os rejeitos que produz. Devido às características do material radioativo, a ELETRONUCLEAR armazena e controla em tempo integral todos os rejeitos nucleares das Usinas de Angra 1 e 2 através de procedimentos específicos para a monitoração, inspeção, transporte e contabilização dos embalados produzidos pelas Usinas 1 e 2, que visam garantir a integridade das pessoas e do meio ambiente.
- 6) Programa 5 Dimensões (ODS 16) Programa capitaneado pela Holding e implementado pela ELETRONUCLEAR com um conjunto de ações contínuas que visam identificar, prevenir e corrigir eventos de fraude e corrupção, garantindo o cumprimento da legislação pertinente. O Programa é baseado em 5 dimensões:
  - o Desenvolvimento do ambiente de gestão do programa de integridade;
  - o Análise periódica dos riscos;
  - o Estruturação e implantação de políticas e procedimentos do programa de integridade;
  - o Comunicação e treinamento;
  - o Monitoramento do programa, medidas de remediação e aplicação de penalidades.

A Gestão Ambiental da ELETRONUCLEAR está ligada à Política Ambiental das Empresas Eletrobras, que por sua vez, é um desdobramento do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras. Os objetivos e metas corporativas seguem os indicadores definidos no Contrato de Medição de Desempenho Empresarial - CMDE. O relacionamento da ELETRONUCLEAR com os stakeholders ou públicos, que direta ou indiretamente mantêm interesses comuns relativos ao seu negócio é pautado pelos preceitos do Código de Ética das Empresas do Sistema Eletrobras e, para cada um deles, estabelecem-se parcerias e diferentes formas de interface.

### 5 - REVISÃO DAS TARIFAS DE ANGRA 1 e 2

No ano de 2019, ocorreu o processo de reajuste tarifário da ELETRONUCLEAR, pois a próxima revisão das tarifas só ocorrerá em 2023.

O reajuste tarifário anual tem como finalidade manter o equilíbrio econômico e financeiro da receita de Angra 1 e 2, definido no processo de revisão, por meio de aplicação de regras de reajuste.

A Parcela B obtida foi de R\$ 2,038 bilhões, resultado da aplicação da variação do Índice de Preço de Consumidor Amplo - IPCA de 3,27% sobre a Parcela B de R\$ 1,974 bilhões definida na revisão anterior;

De acordo com a última revisão do Procedimento de Regulação Tarifária - PRORET o Custo de Combustível Nuclear deve ser estimado pela ELETRONUCLEAR, líquido de PIS/COFINS. Esta informação foi solicitada às Indústrias Nucleares do Brasil - INB e enviada à Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.

O valor informado pela INB foi integralmente aprovado, cujo montante foi de R\$ 729,4 milhões.

A Parcela A contribuiu com aumento de 10,50%. A rubrica que causou maior impacto foi o custo de combustível.

A receita fixa das Usinas Angra 1 e 2 para 2020, foi estabelecida na Resolução Homologatória Aneel 2661/2019, no valor de aproximadamente R\$ 3,729 bilhões.

### 6 - GESTÃO DE RISCOS

Em 2019, os trabalhos da Gestão de Riscos Corporativos realizados pelo Departamento de Gestão de Riscos e Controles internos - DGC.P foram impactados negativamente por dois fatores:

1. O atraso na entrega do Projeto de Implantação da Gestão de riscos pela consultoria contratada, previsto para fevereiro de 2019 e entregue somente ao final de abril de 2019, após vários contratempos relativos à qualidade da prestação dos serviços. Isto levou o DGC.P a decidir revisar todos os riscos priorizados incluídos no Projeto, durante o ano de 2019, de modo a atender com melhor precisão nossas necessidades de gerenciamento dos riscos.
2. A decisão da Eletrobras em criar uma instância única para o Sistema de Gerenciamento de Riscos (SAP GRC RM), com entrega prevista para maio de 2019, levou o DGC.P a repensar sua estratégia de implementação, treinamento e customização da mesma ferramenta em produção na ELETRONUCLEAR. Não fazia sentido formar cultura em SAP GRC RM na Empresa, considerando que a instância única tenderia a mudar os paradigmas. O DGC.P decidiu interromper qualquer trabalho com o SAP GRC RM na Empresa e aguardar a instância única.

Em contrapartida, houve uma evolução nas avaliações dos riscos priorizados, que neste ano, passaram a contemplar aspectos quantitativos de perdas financeiras e custos das medidas mitigatórias, subsidiando a Alta Administração da ELETRONUCLEAR com um comparativo entre o volume da perda estimada e o investimento necessário para evitar esta perda.

Atendendo à necessidade de revisar os trabalhos feitos durante o Projeto de Implantação da Gestão, foi possível atualizar os seguintes riscos em 2019:

- Armazenamento de Combustíveis Irrradiados;
- Demonstrações Financeiras;
- Revisão Tarifária na Geração;
- Projeto de Engenharia na Geração com ênfase de Vida Útil de Angra 1;
- Fluxo de Caixa.

O nível de detalhamento exigido, a falta de pessoal e a abordagem manual, não sistemática, prejudicaram a velocidade das avaliações. Além disso, outras atribuições recebidas pela Gestão de Riscos modificaram prioridades. Por exemplo, o Comitê de Logística e Suprimentos solicitou e obteve a priorização de dois riscos internos, baseados na Gestão da Cadeia de Suprimentos. O próprio Comitê de Riscos e Controles Internos priorizou nova lista de riscos a serem tratados, a saber:

- Segurança Patrimonial;
- Combustível Nuclear;
- Segurança da Informação;
- Angra 3 (Novos Negócios e/ou Gestão de Obras).

Em paralelo, começaram a ser feitas as primeiras auditorias baseadas em risco com o suporte do DGC.P para a Auditoria Interna. Foi possível também assessorar áreas de negócio com relação ao uso da Matriz de Risco de Contratação definida no Regulamento de Contratações da Eletrobras.

Com isso, o DGC.P tem um portfólio de 17 riscos a avaliar/reavaliar ou monitorar, e a tendência é aumentar o escopo com as demandas da Eletrobras. Devido à não disponibilidade da instância única de SAP GRC RM, o DGC.P optou por fazer somente as avaliações e análises de cenário com nosso SAP GRC RM no ambiente de qualidade com acesso restrito, para fornecer em tempo hábil as informações estratégicas que a Empresa necessita, manter o propósito de atuar como segunda linha de defesa e garantir que as áreas de negócio operem conforme intencionado.

### 7 -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 financeiras e implementação de estruturas formais para identificação e avaliação de controles internos.

Na qualidade de empresa controlada, 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).

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E RESPONSABILIDADE SOCIAL & DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 2019**

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.

**8 - GERAÇÃO**

Em 2019, a central nuclear de Angra teve o melhor ano de sua história, com geração total de 16.128.826 megawatts-horas (MWh). Isso seria suficiente para atender, com sobra, o consumo de um estado do porte de Pernambuco ou Goiás. Assim, as usinas nucleares brasileiras atingiram a produção acumulada de 306,7 milhões de MWh.

Esse resultado vem na esteira do ótimo desempenho de cada unidade. Angra 1 bateu seu recorde de produção, gerando 5.546.164 MWh. A melhor marca anterior havia sido registrada em 2012. Além disso, fechou o ano com fator de capacidade de 98,21%, o maior das usinas brasileiras, levando em conta todas as fontes de geração.

Angra 2 também teve uma performance digna de ano passado. A Usina produziu 10.582.662 MWh, a sua 8ª melhor marca. E operou com fator de capacidade de 89,38%, ficando atrás apenas de Angra 1 nesse quesito, mesmo tendo parado por cerca de um mês para reabastecimento de combustível.

**9 - INDICADORES**

**Indicadores de Desempenho da Operação**

Para os indicadores de desempenho de operação, a premissa básica é que as metas estabelecidas para os diversos indicadores de desempenho das usinas sejam atingidas no final de cada exercício, em dezembro do ano.

Ao estabelecer cada meta, são levados em consideração diversos fatores tais como, entre outros:

- O planejamento da operação, conforme a programação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS;
- A(s) parada(s) programada(s) das usinas;
- Os resultados de usinas similares em outros países (benchmarking WANO);
- Os desafios propostos para nossa melhoria contínua;
- A disponibilidade de recursos prevista para o exercício;
- Os programas de investimentos.

Na ELETRONUCLEAR, com a finalidade de melhor expressar a tendência de cada parâmetro monitorado, os índices são apurados mensalmente e reportam sempre os últimos doze meses de cada indicador (por exemplo, o relatório de abril reporta o período compreendido entre maio do exercício anterior e abril daquele ano).

Desta forma, para cada indicador de desempenho de operação, as tabelas a seguir trazem o valor apurado no mês e o valor acumulado que refletirá o período de 12 meses, imediatamente, anteriores.

Essa prática faz com que durante o ano, com exceção do mês de dezembro, o valor reflita disfunções ocorridas ainda no exercício anterior. Somente o indicador acumulado de dezembro reflete o resultado dos 12 meses do exercício em tela, sendo este o valor a ser confrontado com a meta.

**Geração de Energia**

**Exercício: 2019**  
Produzidos na Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA, 16.128.826 MWh, sendo 5.546.164 MWh referentes à Angra 1 e 10.582.662 MWh referentes à Angra 2 no exercício de 2019.

**Exercício: 2018**  
Produzidos na Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA, 15.673.890 MWh, sendo 4.972.689 MWh referentes à Angra 1 e 10.701.201 MWh referentes à Angra 2 no exercício de 2018.

**Índices de Disponibilidade Operacional**

**a) Angra 1**

A seguir são apresentados os indicadores de Disponibilidade Operacional de Angra 1 para os exercícios de 2019 e 2018.

2019	
Indicador:	Fator de Disponibilidade (%)
Função:	Este indicador mede a eficácia da Usina em manter-se disponível em 100% de sua capacidade, refletindo a eficácia dos programas de operação e manutenção.
Fórmula de Cálculo:	Indicador: $\frac{\text{Energia de Referência} - \text{Perdas}}{\text{Energia de Referência}} \times 100$
Meta ETN:	≥ 95,62 %
Meta WANO:	=87,77 %
Exercício:	2019
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	100,00 100,00 100,00 100,00 100,00 99,76 100,00 100,00 100,00 95,06 100,00 100,00
Acu.	88,60 88,60 88,62 88,64 88,64 88,62 88,71 88,71 88,71 89,66 97,87 99,56

**Nota:** WANO – Associação Mundial de Operadores Nucleares que tem como seu principal objetivo garantir a segurança nuclear e a excelência no desempenho operacional. A adesão à WANO é voluntária e sua atuação é a nível mundial. WANO é um meio eficaz para os membros melhorar a excelência operacional de suas próprias instalações e apoiar a segurança nuclear entre todos os membros. Os indicadores de performance da WANO são mundialmente aceitos e reconhecidos, inclusive pela Agência Internacional de Energia Atômica da ONU – AIEA.

**Análise:**

- **Junho/19** - redução de carga da Unidade para 450 MWe em função da execução do PI-O 33.
- **Outubro/19** - redução de carga para 400 MWe para manutenção, por Furnas, no Disjuntor 9134. Em conjunto ocorreu a execução do PI-O 33.  
- desarme automático do Reator em resposta ao desarme da Turbina após falha do posicionador da válvula controladora de AAP para o GV-1, FCV-466.
- **Dezembro/19** - parada programada para recarregamento e manutenções - 1P24 e extensão de Parada devido a problemas de estanqueidade no gerador elétrico principal.

2018	
Indicador:	Fator de Disponibilidade (%)
Função:	Este indicador mede a eficácia da Usina em manter-se disponível em 100% de sua capacidade, refletindo a eficácia dos programas de operação e manutenção.
Fórmula de Cálculo:	Indicador: $\frac{\text{Energia de Referência} - \text{Perdas}}{\text{Energia de Referência}} \times 100$
Meta ETN:	≥ 87,12 %
Meta WANO:	= 87,77 %
Exercício:	2018
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	100,00 100,00 99,71 99,76 100,00 100,00 98,98 100,00 100,00 83,88 0,00 80,06
Acu.	74,68 74,71 74,68 74,66 75,95 79,21 80,21 83,78 92,00 96,01 87,80 88,60

**Análise:**

- **Março/18** - redução de carga da Unidade para 450MWe em função da execução do PI-O 33.
- **Abril/18** - redução de carga para 520 MWe durante a religação da Proteção de Falha (BF) do Disjuntor 9154.
- **Julho/18** - redução de carga da Unidade para 450MWe em função da execução do PI-O 33 e reparos da Válvula Interceptadora 2IVR.
- **Outubro/18** - parada programada para recarregamento e manutenções - 1P24.
- **Novembro/18** - parada programada para recarregamento e manutenções - 1P24.
- **Dezembro/18** - parada programada para recarregamento e manutenções - 1P24 e extensão de Parada devido a problemas de estanqueidade no Gerador Elétrico Principal.

**b) Angra 2**

A seguir são apresentados os indicadores de Disponibilidade Operacional de Angra 2 para os exercícios de 2019 e 2018.

2019	
Indicador:	Fator de Disponibilidade (%)
Função:	Este indicador mede a eficácia da Usina em manter-se disponível em 100% de sua capacidade, refletindo a eficácia dos programas de operação e manutenção.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Energia de Referência} - \text{Perdas}}{\text{Energia de Referência}} \times 100$
Meta ETN:	≥ 89,93 %
Meta WANO:	= 87,77 %
Exercício:	2019
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	94,09 100,00 87,10 69,39 29,09 100,00 99,10 100,00 100,00 98,84 100,00 98,91
Acu.	90,84 94,15 98,32 95,80 89,78 89,78 89,74 89,74 89,78 89,68 89,68 89,60

**Análise:**

- **23/01/19** - desarme da Usina por proteção devido a atuação do relé de proteção diferencial do Transformador Principal de 525 kV - BAT02.
- **06/03/19** - a Usina foi desligada manualmente devido ao aumento da taxa de vazamento de hidrogênio pela junta do Resfriador do Gerador Elétrico - MKA78BC002, além de outros pontos identificados.
- **22/04/19 a 22/05/19** - parada para recarregamento 2P15.
- **20/07/19** - redução de potência para execução de testes das válvulas e dos dispositivos de proteção da Turbina e outros serviços programados.
- **04/10/19 e 14/12/19** - redução de potência para execução de testes das válvulas e dos dispositivos de proteção da Turbina e outros serviços programados.

**2018**

2018	
Indicador:	Fator de Disponibilidade (%)
Função:	Este indicador mede a eficácia da Usina em manter-se disponível em 100% de sua capacidade, refletindo a eficácia dos programas de operação e manutenção.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Energia de Referência} - \text{Perdas}}{\text{Energia de Referência}} \times 100$
Meta ETN:	≥ 91,13 %
Meta WANO:	= 87,77 %
Exercício:	2018
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	98,65 56,99 38,02 100,00 100,00 99,98 99,58 99,94 99,60 99,99 100,00 99,90
Acu.	97,24 95,10 91,23 91,27 91,27 91,28 91,25 91,24 91,22 91,22 91,24 91,23

**Análise:**

- **16/01/18** - desarme da Usina devido a atuação da proteção de sobrepressão de óleo do Transformador do Gerador - BAT01.
- **17/02/18** - início da parada 2P14.
- **19/03/18** - a Usina foi sincronizada ao SIN, encerrando a 2P14.
- **02/06/18** - desarme da Bomba de Água de Refrigeração Principal - PAC30AP001, por falha na comutação das bombas de óleo de lubrificação.
- **08/07/18** - redução de potência devido a desligamento da PAC40AP001 por apresentar ruído anormal e vibração elevada.
- **17/07/18** - redução manual de potência devido à perda de eficiência causada pelo desvio de um trem de preaquecimento de água de alimentação de alta pressão.
- **31/08/18** - redução de potência devido à necessidade de desligamento da PAC30AP001 para reparo de vazamento de óleo na linha do mancal da bomba.
- **15/09/18** - redução de potência para execução de testes das válvulas e dos dispositivos de proteção da Turbina e outros serviços programados de Baixa Pressão - LCJ31AP001.
- **19/09/18** - redução automática de potência pelo Sistema de Limitação devido a ruído nos sinais dos detectores de distribuição de potência (PDD) durante teste.
- **26/09/18** - redução automática de potência para 528 MWe (46% no Reator) devido a atuação do Sistema de Limitação (SPEISE-RELEB) durante procedimento de comutação das Bombas de Água de Alimentação Principal - LAC.
- **28/10/18** - redução de potência devido a desarme da Bomba de Água de Refrigeração Principal - PAC40AP001 - devido à falha no acoplamento da Bomba de Óleo Lubrificante - PAC40AP003. A Bomba de Óleo Lubrificante reserva - PAC40AP002 - partiu, mas a sua linha de descarga não pressurizou, provocando o desarme da Bomba Principal.

**Outros Indicadores de Desempenhos Relevantes**

**a) Indicadores de Angra 1**

2019	
Indicador:	Fator de Perda de Disponibilidade Não Planejada (%)
Função:	Este indicador mede o progresso da Usina, em minimizar as reduções de potência e/ou desligamentos não planejados (programados com menos de 4 semanas de antecedência).
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Perda de Geração de Energia não Planejada}}{\text{Max. Quantidade de Energia Possível Gerada no Período}} \times 100$
Meta ETN:	≤ 1,37 %
Meta WANO:	= 1,13 %
Exercício:	2019
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,66 0,00 0,00 4,09 0,00 0,00
Acu.	0,90 0,90 0,90 0,88 0,88 0,88 0,82 0,82 0,82 1,17 1,17 0,35

**Análise:**

- **Outubro/19** - desarme automático do Reator em resposta ao desarme da Turbina após falha do posicionador da válvula controladora de AAP para o GV-1, FCV-466.
- **Dezembro/19** - extensão da Parada 1P24 devido a problemas de estanqueidade no Gerador Elétrico Principal.

**2018**

2018	
Indicador:	Fator de Perda de Disponibilidade Não Planejada (%)
Função:	Este indicador mede o progresso da Usina, em minimizar as reduções de potência e/ou desligamentos não planejados (programados com menos de 4 semanas de antecedência).
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Perda de Geração de Energia não Planejada}}{\text{Max. Quantidade de Energia Possível Gerada no Período}} \times 100$
Meta ETN:	≤ 1,37 %
Meta WANO:	= 1,13 %
Exercício:	2018
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,00 0,00 0,00 0,24 0,00 0,00 0,66 0,00 0,00 0,00 0,00 9,65
Acu.	8,86 8,86 8,86 8,88 7,61 4,35 3,32 3,32 3,32 2,57 2,57 0,90

**Análise:**

- **Abril/18** - redução de carga para 520 MWe durante a religação da Proteção de Falha (BF) do Disjuntor 9154.
- **Julho/18** - unidade com carga reduzida (450MWe) para reparos da Válvula Interceptadora 2IVR.
- **Dezembro/18** - extensão da Parada 1P24 devido a problemas de estanqueidade no Gerador Elétrico Principal.

**2019**

2019	
Indicador:	Desarmes Totais não Planejados do Reator
Função:	A contabilização do número de desligamentos automáticos do reator mede a eficácia dos programas e práticas de operação e manutenção.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de Desligamentos nos últimos 12 meses}}{\text{Nº de Horas com o Reator Crítico nos últimos 12 meses}} \times 7.000h$
Meta ETN:	= 0,0
Meta WANO:	= 0,0
Exercício:	2019
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Acu.	0,89 0,89 2,70 1,80 1,80 1,80 1,80 1,80 1,80 2,66 2,44 2,42

**Análise:**

- **Janeiro/19 a Dezembro/19** - foram contabilizadas 8.688,42 horas com o Reator crítico.
- **Dezembro/19** - foram contabilizadas 744,00 horas com Reator crítico.

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E RESPONSABILIDADE SOCIAL & DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 2019**

**Últimos desarmes ocorridos:**

- **06/10/19** - às 13h13min, ocorreu o desarme automático do Reator em resposta ao desarme da Turbina após a falha do posicionador da válvula controladora de AAP para o GV-1, FCV-466.
- **16/03/2019** - às 15h53min, ocorreu o desarme automático do Reator em resposta ao desarme da Turbina, após a abertura indevida do disjuntor 9134 com o disjuntor 9154 aberto em manutenção (SIN).
- **12/03/19** - às 22h29min, ocorreu o desarme automático do Reator em resposta ao desarme da Turbina, após a abertura indevida dos disjuntores 9134 e 9154 por queima do circuito de controle do disjuntor 9154 na subestação de 500Kv (SIN).

**2018**

Indicador:	Desarmes Totais não Planejados do Reator
Função:	A contabilização do número de desligamentos automáticos do reator mede a eficácia dos programas e práticas de operação e manutenção.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de Desligamentos nos últimos 12 meses} \times 7.000\text{h}}{\text{Nº de Horas com o Reator Crítico nos últimos 12 meses}}$
Meta ETN:	≥ 1,0
Meta WANO:	≥ 0,0
Exercício:	2018
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Acu.	0,00 0,00 0,00 1,03 1,01 0,97 0,97 0,93 0,85 0,83 0,91 0,89

**Análise:**

- **Janeiro/18 a Dezembro/18** - foram contabilizadas 7.835,54 horas com o Reator crítico.
- **Dezembro/18** - foram contabilizadas 658,42 horas com Reator crítico.

**2019**

Indicador:	Desempenho do Sistema de Injeção de Segurança Alta Pressão – SIS
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Gerador Diesel de Emergência.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de horas de indisponibilidade do SIS}}{\text{Nº de horas com Reator Crítico} \times \text{Nº de Trens}}$
Meta ETN:	Acumulado ≤ 0,001 (Equivalente a uma indisponibilidade de 14,0h)
Meta WANO:	= 0,000
Exercício:	2019
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0011 0,0013 0,0000
Acu.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0001 0,0002 0,0002

**Análise:**

- **Novembro/19** - CLO 4674 (Preventiva): Isolamento da Bomba BIS-01 para troca de mancal 1 do motor. Tempo de Indisponibilidade: 1h49min.
- **Outubro/19** - CLO 4662 (Preventiva): Isolamento da BIS-01 para troca de óleo do mancal 1 da bomba. - CLO 4668 (Corretiva): Isolamento da bomba BIS-01 para realização de medição de resistência de isolamento do motor. As CLO's somaram 1h33min de indisponibilidade.

**2018**

Indicador:	Desempenho do Sistema de Injeção de Segurança Alta Pressão – SIS
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Gerador Diesel de Emergência.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de horas de indisponibilidade do SIS}}{\text{Nº de horas com Reator Crítico} \times \text{Nº de Trens}}$
Meta ETN:	≤ 0,001
Meta WANO:	= 0,000
Exercício:	2018
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000
Acu.	0,0001 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000

**2019**

Indicador:	Desempenho do Sistema de Água de Alimentação Auxiliar – AAA
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Água de Alimentação de Emergência.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de horas de indisponibilidade do AAA}}{\text{Nº de horas com Sistema requerido} \times \text{Nº de Trens}}$
Meta ETN:	Acumulado ≤ 0,001 (Equivalente a uma indisponibilidade de 21,0h)
Meta WANO:	= 0,000
Exercício:	2019
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000
Acu.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000

**2018**

Indicador:	Desempenho do Sistema de Água de Alimentação Auxiliar – AAA
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Água de Alimentação de Emergência.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de horas de indisponibilidade do AAA}}{\text{Nº de horas com Sistema requerido} \times \text{Nº de Trens}}$
Meta ETN:	≤ 0,001
Meta WANO:	= 0,000
Exercício:	2018
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0005 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000
Acu.	0,0006 0,0005 0,0005 0,0002 0,0003 0,0003 0,0002 0,0001 0,0001 0,0000 0,0000 0,0000

**Análise:**

- **Mai/18** - isolamento da Bomba Turbinada de Água de Alimentação Auxiliar AF-2 para troca de óleo e ajuste da HV-4531. Tempo: 1h05min.

**2019**

Indicador:	Desempenho do Sistema Gerador Diesel de Emergência – GDD
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Gerador Diesel e Energia.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de horas de indisponibilidade do GDD}}{\text{Nº de horas com Sistema requerido} \times \text{Nº de Trens}}$
Meta ETN:	Acumulado ≤ 0,001 (Equivalente a uma indisponibilidade de 17,5h)
Meta WANO:	= 0,001
Exercício:	2019
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000
Acu.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000

**Análise:**

- Sem comentários relevantes.

**2018**

Indicador:	Desempenho do Sistema Gerador Diesel de Emergência – GDD
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Gerador Diesel e Energia.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de horas de indisponibilidade do GDD}}{\text{Nº de horas com Sistema requerido} \times \text{Nº de Trens}}$
Meta ETN:	≤ 0,001
Meta WANO:	= 0,001
Exercício:	2018
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000
Acu.	0,0002 0,0002 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000

**Análise:**

- Sem comentários relevantes.

**2019**

Indicador:	Índice Confiabilidade do Combustível
Função:	O valor do indicador em $\mu$ Ci/g fornece uma medida da atividade no refrigerante do reator, como resultado de falhas no combustível.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de Desligamentos nos últimos 12 meses} \times 7.000\text{h}}{\text{Nº de Horas com o Reator Crítico nos últimos 12 meses}}$
Meta ETN:	≤ 18,5 Bq/g
Meta WANO:	= 6,30 E - 02 Bq/g
Exercício:	2019
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,037 0,116 0,093 0,094 0,037 0,037 0,04 0,082 0,135 0,107 0,08 0,058

**Análise:**

- ICC (Bq/g): 0,0582515; I-131 (Bq/g): 0,6038462; I-134 (Bq/g): 30,4923077; LHGR (kW/m): 17,55; Potência (%): 100,00; beta (1/s): 0,0000371.

**2018**

Indicador:	Índice Confiabilidade do Combustível
Função:	O valor do indicador em $\mu$ Ci/g fornece uma medida da atividade no refrigerante do reator, como resultado de falhas no combustível.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de Desligamentos nos últimos 12 meses} \times 7.000\text{h}}{\text{Nº de Horas com o Reator Crítico nos últimos 12 meses}}$
Meta ETN:	≤ 18,5 Bq/g
Meta WANO:	= 6,30 E - 02 Bq/g
Exercício:	2018
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,295 0,120 0,181 0,110 0,129 0,066 0,037 0,037 0,037 0,037 0,000 0,037

**2019**

Indicador:	Químico
Função:	Este indicador é calculado, dividindo-se por cinco o somatório das razões entre as médias de Sódio (Na), Cloreto (Cl), Sulfato (SO <sub>2</sub> ), medidos nos geradores de vapor, bem como Ferro (Fe) e Cobre (Cu), medidos na água de alimentação principal, Oxigênio dissolvido (O <sub>2</sub> ), medido no condensador e suas respectivas médias mundiais de referência.
Meta ETN:	= 1,00
Meta WANO:	= 1,00
Exercício:	2019
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	1,00 1,00 1,49 1,16 1,09 1,06 1,00 1,00 1,00 1,50 1,03 1,04
Média	1,00 1,00 1,04 1,05 1,06 1,07 1,07 1,07 1,07 1,12 1,11 1,09

**Análise:**

- **Dezembro/19** - a baixa vazão da purga dos GV's e picos de sódio no condensador, dificultou a redução dos valores para atender a meta desse indicador.
- **Novembro/19** - a baixa vazão da purga dos GV's e picos de sódio no condensador, dificultou a redução dos valores para atender a meta desse indicador.
- **Outubro/19** - variação relativa ao desligamento da unidade no dia 06/10,
- **Abri/19 a Junho/19** - variação relativa a picos de sódio no sistema secundário. -Mar/19 - Variação relativa a 2 desligamentos não programados (12 e 16/03), onde foi detectada elevação significativa dos valores de sódio, cloreto e sulfato no Sistema Secundário (1REN3 006.2019).

**2018**

Indicador:	Químico
Função:	Este indicador é calculado, dividindo-se por cinco o somatório das razões entre as médias de Sódio (Na), Cloreto (Cl), Sulfato (SO <sub>2</sub> ), medidos nos geradores de vapor, bem como Ferro (Fe) e Cobre (Cu), medidos na água de alimentação principal, Oxigênio dissolvido (O <sub>2</sub> ), medido no condensador e suas respectivas médias mundiais de referência.
Meta ETN:	= 1,00
Meta WANO:	= 1,00
Exercício:	2018
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1P24 1,08
Média	1,02 1,04 1,04 1,04 1,04 1,04 1,02 1,02 1,02 1,01 1P24 1,00

**Análise:**

- O indicador químico neste mês ficou acima da meta, devido o retorno da unidade após a parada 1P24. O acumulado dos últimos 12 meses ficou dentro da meta de 1,00.

**2019**

Indicador:	Exposição Coletiva à Radiação (HSv)
Função:	Este indicador mede a eficácia do Programa de Proteção Radiológica em minimizar a exposição dos trabalhadores à radiação ionizante.
Fórmula de Cálculo:	Dose equivalente efetiva = somatório das doses dos trabalhadores da usina.
Meta ETN:	≤ 0,550 pessoa.Sv
Meta WANO:	= 0,35 pessoa.Sv
Exercício:	2019
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,001 0,001 0,001 0,006 0,002 0,003 0,002 0,001 0,001 0,001 0,001 0,002
Acu.	0,392 0,391 0,391 0,395 0,396 0,397 0,399 0,398 0,394 0,357 0,024 0,022

**Análise:**

- Sem comentários relevantes.

**2018**

Indicador:	Exposição Coletiva à Radiação (HSv)
Função:	Este indicador mede a eficácia do Programa de Proteção Radiológica em minimizar a exposição dos trabalhadores à radiação ionizante.
Fórmula de Cálculo:	Dose equivalente efetiva = somatório das doses dos trabalhadores da usina.
Meta ETN:	≤ 0,550 pessoa.Sv
Meta WANO:	= 0,35 pessoa.Sv
Exercício:	2018
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,006 0,003 0,001 0,001 0,001 0,001 0,001 0,001 0,005 0,001 0,00 0,003
Acu.	0,492 0,494 0,494 0,494 0,492 0,492 0,491 0,357 0,06 0,068 0,398 0,397

**Análise:**

- Sem comentários relevantes.

**2019**

Indicador:	Total de Acidentes Industriais
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Nº acidentes c/perda de tempo na Área Protegida nos últimos 12 meses} \times 200.000 \text{ HH trabalhadas}}{\text{Nº HH Trabalhadas na Área Protegida nos últimos 12 meses}}$
Meta ETN:	≥ 0,50
Meta WANO:	= 0,00
Exercício:	2019
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
Acu.	0,64 0,64 0,64 0,64 0,64 0,65 0,54 0,43 0,43 0,37 0 0,74

**Análise:**

- Sem comentários relevantes.

**2018**

Indicador:	Total de Acidentes Industriais
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Nº acidentes c/perda de tempo na Área Protegida nos últimos 12 meses} \times 200.000 \text{ HH trabalhadas}}{\text{Nº HH Trabalhadas na Área Protegida nos últimos 12 meses}}$
Meta ETN:	≥ 0,50
Meta WANO:	= 0,00
Exercício:	2018
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	1,87 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 1,91 1,91 0,00 0,58 1,21 0,00
Acu.	0,36 0,36 0,36 0,24 0,23 0,23 0,34 0,49 0,42 0,53 0,74 0,74

**Análise:**

- **18/01/18** -técnica, durante descida da escada, pisou em falso e sofreu queda e teve entorse no tornozelo esquerdo.
- **05/07/18** - auxiliar de manutenção da empresa ICSUPPLY, foi retirar uma talha do seu local de armazenamento, pisou em falso, causando torção no tornozelo.
- **08/08/18** -auxiliar de manutenção da empresa IC SUPPLY ao descer uma escada, desequilibrou e sofreu queda no primeiro degrau, batendo as costas sobre alguns soquetes pendurados na parede.
- **30/10/18** -técnico de proteção radiológica, durante transporte de uma caixa de ferramentas teve com seu dedo um impacto contra a caixa.
- **14/11/18** -técnico de elétrica da empresa CRIAT, ao posicionar o disjuntor no piso, encostou no gatilho o que ocasionou o descarregamento e acionamento dos contatos do disjuntor, prendendo o dedo do funcionário.
- **19/11/18** -técnico eletrônico, ao se locomover no refletivo da tampa do reator, desconectou talabarte, e sofreu queda.
- **19/11/18**: pintor da empresa SERES, pintando uma tubulação teve o olho atingido por tinta.

**2019**

Indicador:	Taxa de Perda Forçada (%)
Função:	Este indicador mede o progresso da Usina em minimizar as reduções de potência e/ou desligamentos causados por falhas em equipamentos, erros humanos ou outras condições adversas de operação.
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{TPFNP} = (\text{Redução de Potência} + \text{Perda de Energia Não Planejada}) \text{ MWe} - \text{h, durante período de operação.}}{\text{ER= Energia de Referência; TPP= Total de Perdas Planejadas; PEP= Total de Perdas Não Planejadas por Extensão de Parada.}}$
Meta ETN:	Acumulado ≤ 1,54 %
Meta WANO:	= 0,65 %
Exercício:	2019
<b>Mês:</b>	<b>Jan</b> <b>Fev</b> <b>Mar</b> <b>Abr</b> <b>Mai</b> <b>Jun</b> <b>Jul</b> <b>Ago</b> <b>Set</b> <b>Out</b> <b>Nov</b> <b>Dez</b>
Men.	0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 4,12 0,00 0,00

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E RESPONSABILIDADE SOCIAL & DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 2019

**Análise:**

- Outubro/19** - desarme automático do Reator em resposta ao desarme da Turbina após falha do posicionador da válvula controladora de AAP para o GV-1, FCV-466.

### 2018

Indicador:	Taxa de Perda Forçada (%)
Função:	Este indicador mede o progresso da Usina em minimizar as reduções de potência e/ou desligamentos causados por falhas em equipamentos, erros humanos ou outras condições adversas de operação.
Fórmula de Cálculo:	TPFNP= (Redução de Potência + Perda de Energia Não Planejada) MWe - h, durante período de operação. ER= Energia de Referência; TPP= Total de Perdas Planejadas; PEP= Total de Perdas Não Planejadas por Extensão de Parada.
Meta ETN:	≤ 1,54 %
Meta WANO:	= 0,65 %
Exercício:	2018
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
Men.	0,00 0,00 0,00 0,24 0,00 0,00 0,66 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
Acu.	10,60 10,60 10,60 10,63 9,10 5,21 3,97 3,81 3,48 2,61 2,84 0,09

**Análise:**

- Abril/2018** - redução de carga para 520 MWe durante a religação da Proteção de Falha (BF) do Disjuntor 9154.
- Julho/2018** - unidade com carga reduzida (450MWe) para reparos da Válvula Interceptadora 21VR.

### b) Indicadores de Angra 2

A seguir são apresentados outros indicadores operacionais relevantes de Angra 2 para os exercícios de 2019 e 2018.

### 2019

Indicador:	Fator de Perda de Disponibilidade não Planejada (%)
Função:	Este indicador mede o progresso da Usina, em minimizar as reduções de potência e/ou desligamentos não planejados (programados com menos de 4 semanas de antecedência).
Fórmula de Cálculo:	Perda de Geração de Energia não Planejada x 100 Energia de Referência
Meta ETN:	≤ 1,82 %
Meta WANO:	= 1,13 %
Exercício:	2019
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
Men.	5,91 0,00 12,90 0,00 3,75 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
Acu.	1,19 1,19 1,66 1,66 1,98 1,98 1,94 1,94 1,92 1,92 1,92 1,92

**Análise:**

- 23/01/19** - desarme da Usina por proteção devido a atuação do relé de proteção diferencial do Transformador Principal de 525 kV - BAT02.
- 06/03/19** - a Usina foi desligada manualmente devido ao aumento da taxa de vazamento de hidrogênio pela junta do Resfriador do Gerador Elétrico - MKA78BC002, além de outros pontos identificados.
- 21/05/19** - extensão da Parada (2P15) 1,6 dias além do programado devido a substituição não prevista da Bomba de Injeção de Segurança JNA40AP001.

### 2018

Indicador:	Fator de Perda de Disponibilidade não Planejada (%)
Função:	Este indicador mede o progresso da Usina, em minimizar as reduções de potência e/ou desligamentos não planejados (programados com menos de 4 semanas de antecedência).
Fórmula de Cálculo:	Perda de Geração de Energia não Planejada x 100 Energia de Referência
Meta ETN:	≤ 0,90 %
Meta WANO:	= 1,13 %
Exercício:	2018
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
Men.	1,35 0,00 7,34 0,00 0,00 0,02 0,42 0,06 0,27 0,01 0,00 0,00
Acu.	2,73 1,57 0,80 0,76 0,76 0,76 0,79 0,80 0,80 0,81 0,81 0,80

**Análise:**

- 16/01/18** - desarme da Usina devido a atuação da proteção de sobrepressão de óleo do Transformador do Gerador - BAT01.
- 19/03/18** - a Usina foi sincronizada ao SIN, encerrando a 2P14. Foram 0,88 dias de extensão de parada, devido a reparo na Válvula de Bloqueio do Pressurizador JEF10AA101 e queda de disco de nylon dentro do Pressurizador.
- 02/06/18** - desarme da Bomba de Água de Refrigeração Principal - PAC30AP001, por falha na comutação das bombas de óleo de lubrificação.
- 08/07/18** - redução de potência devido a desligamento da PAC40AP001 por apresentar ruído anormal e vibração elevada.
- 17/07/18** - redução manual de potência devido à perda de eficiência causada pelo desvio de um trem de preaquecimento de água de alimentação de alta pressão.
- 31/08/18** - redução de potência devido à necessidade de desligamento da PAC30AP001 para reparo de vazamento de óleo na linha do mancal da bomba.
- 15/09/18** - extensão da redução programada de potência para execução de testes das válvulas e dos dispositivos de proteção da Turbina, comutação e reparo das bombas de óleo lubrificante das PAC40/50AP001 e intervenção na Bomba de Drenagem dos Pré aquecedores de Baixa Pressão - LCJ31AP001.
- 19/09/18** - redução automática de potência pelo Sistema de Limitação devido a ruído nos sinais dos detectores de distribuição de potência (PDD) durante teste.
- 26/09/18** - redução automática de potência para 528 MWe (46% no Reator) devido a atuação do Sistema de Limitação (SPEISE-RELEB) durante procedimento de comutação das Bombas de Água de Alimentação Principal - LAC.
- 28/10/18** - redução de potência devido a desarme da Bomba de Água de Refrigeração Principal - PAC40AP001 - devido à falha no acoplamento da Bomba de Óleo Lubrificante - PAC40AP003. A Bomba de Óleo Lubrificante reserva - PAC40AP002 - partiu, mas a sua linha de descarga não pressurizou, provocando o desarme da Bomba Principal.

### 2019

Indicador:	Taxa de Perda Forçada (%)
Função:	Este indicador mede o progresso da Usina, em minimizar as reduções de potência e/ou desligamentos causados por falhas em equipamentos, erros humanos ou outras condições adversas à operação.
Fórmula de Cálculo:	TPFNP= (Redução de Potência + Perda de Energia Não Planejada) MWe - h, durante período de operação. ER= Energia de Referência; TPP= Total de Perdas Planejadas; PEP= Total de Perdas Não Planejadas por Extensão de Parada.
Meta ETN:	≤ 0,45 %
Meta WANO:	= 0,65 %
Exercício:	2019
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
Men.	5,91 0,00 12,90 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
Acu.	0,61 0,59 1,66 1,70 1,81 1,81 1,77 1,76 1,75 1,75 1,75 1,75

**Análise:**

- 23/01/19** - desarme da Usina por proteção devido a atuação do relé de proteção diferencial do Transformador Principal de 525 kV - BAT02.
- 06/03/19** - a Usina foi desligada manualmente devido ao aumento da taxa de vazamento de hidrogênio pela junta do Resfriador do Gerador Elétrico - MKA78BC002, além de outros pontos identificados.

### 2018

Indicador:	Taxa de Perda Forçada (%)
Função:	Este indicador mede o progresso da Usina, em minimizar as reduções de potência e/ou desligamentos causados por falhas em equipamentos, erros humanos ou outras condições adversas à operação.
Fórmula de Cálculo:	TPFNP= (Redução de Potência + Perda de Energia Não Planejada) MWe - h, durante período de operação. ER= Energia de Referência; TPP= Total de Perdas Planejadas; PEP= Total de Perdas Não Planejadas por Extensão de Parada.
Meta ETN:	≤ 0,45 %
Meta WANO:	= 0,65 %
Exercício:	2018
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
Men.	1,35 0,00 0,00 0,00 0,00 0,02 0,42 0,06 0,16 0,01 0,00 0,00
Acu.	2,73 1,62 0,19 0,15 0,15 0,15 0,19 0,19 0,19 0,19 0,19 0,19

**Análise:**

- 16/01/18** - desarme da Usina devido a atuação da proteção de sobrepressão de óleo do Transformador do Gerador - BAT01.
- 02/06/18** - desarme da Bomba de Água de Refrigeração Principal - PAC30AP001, por falha na comutação das bombas de óleo de lubrificação.
- 08/07/18** - redução de potência da Usina devido a desligamento da PAC40AP001 por apresentar ruído anormal e vibração elevada.
- 17/07/18** - redução manual de potência devido à perda de eficiência causada pelo desvio de um trem de preaquecimento de água de alimentação de alta pressão.
- 31/08/18** - redução de potência devido a desligamento da PAC30AP001 para reparo de vazamento de óleo na linha do mancal da bomba.
- 19/09/18** - redução automática de potência pelo Sistema de Limitação devido a ruído nos sinais dos detectores de distribuição de potência (PDD) durante teste.

- 26/09/18** - redução automática de potência para 528 MWe (46% no Reator) devido a atuação do Sistema de Limitação (SPEISE-RELEB) durante procedimento de comutação das Bombas de Água de Alimentação Principal - LAC.
- 28/10/18** - redução de potência devido a desarme da Bomba de Água de Refrigeração Principal - PAC40AP001 - devido à falha no acoplamento da Bomba de Óleo Lubrificante - PAC40AP003. A Bomba de Óleo Lubrificante reserva - PAC40AP002 - partiu, mas a sua linha de descarga não pressurizou, provocando o desarme da Bomba Principal.

### 2019

Indicador:	Índice de Confiabilidade do Combustível
Função:	O valor do indicador (Bq/g) fornece uma medida da atividade no refrigerante do reator, como resultado de falhas no combustível.
Fórmula de Cálculo:	-
Meta ETN:	≤ 19,0 Bq/g
Meta WANO:	= 6,30 E-2 Bq/g
Exercício:	2019
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
ICC.	0,125 0,098 0,079 0,037 81,614 189,958 61,051 7,145 7,117 9,439 8,165 3,986

### 2018

Indicador:	Índice de Confiabilidade do Combustível
Função:	O valor do indicador (Bq/g) fornece uma medida da atividade no refrigerante do reator, como resultado de falhas no combustível.
Fórmula de Cálculo:	-
Meta ETN:	≤ 19,0 Bq/g
Meta WANO:	= 6,30 E-2 Bq/g
Exercício:	2018
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
ICC.	0,110 2P14 0,058 0,063 0,077 0,092 0,124 0,124 0,175 0,132 0,112 0,155

### 2019

Indicador:	Químico
Função:	Este indicador mede a qualidade da água do Sistema Secundário, através do acompanhamento dos parâmetros químicos.
Fórmula de Cálculo:	Este indicador é calculado, dividindo-se por seis, o somatório das razões entre as médias de Sódio (Na), Cloreto (Cl), Sulfato (SO <sub>4</sub> ), e condutividade catiônica (CC), medidos nos geradores de vapor, bem como Ferro (Fe), medidos na água de alimentação principal, Oxigênio dissolvido (O <sub>2</sub> ), medido no condensador e suas respectivas médias mundiais de referência.
Meta ETN:	= 1,00
Meta WANO:	= 1,00
Exercício:	2019
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
Men.	1,01 1,00 1,00 1,00 0,00 1,01 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00
Acu.	1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00

**Análise:**

- Janeiro/19** - O IQ ficou fora da meta especificada devido aos contaminantes do sistema secundário oriundos da Parada da Usina (cloreto, sulfato e condutividade catiônica). É válido ressaltar que tais contaminantes demoram mais a entrar em especificação depois de um processo de SludgeLancing.

### 2018

Indicador:	Químico
Função:	Este indicador mede a qualidade da água do Sistema Secundário, através do acompanhamento dos parâmetros químicos.
Fórmula de Cálculo:	Este indicador é calculado, dividindo-se por seis, o somatório das razões entre as médias de Sódio (Na), Cloreto (Cl), Sulfato (SO <sub>4</sub> ), e condutividade catiônica (CC), medidos nos geradores de vapor, bem como Ferro (Fe), medidos na água de alimentação principal, Oxigênio dissolvido (O <sub>2</sub> ), medido no condensador e suas respectivas médias mundiais de referência.
Meta ETN:	= 1,00
Meta WANO:	= 1,00
Exercício:	2018
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
Men.	1,01 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00
Acu.	1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00

**Análise:**

- Janeiro/18** - O valor maior que 1,00 do indicador químico é devido aos altos valores de ânions (cloreto e sulfato) no sistema de purga dos geradores de vapor - LCQ, em função do desarme da Usina no dia 16 de janeiro de 2018.

### 2019

Indicador:	Desempenho do Sistema de Injeção de Segurança Alta Pressão - JND
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade do sistema de Injeção de Segurança de Alta Pressão (JND).
Fórmula de Cálculo:	Número de horas de indisponibilidade do JND Nº de horas com Sistema Requerido x Nº Trens
Meta ETN:	≤ 0,0001
Meta WANO:	= 0,000
Exercício:	2019
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
Men.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000
Acu.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000

### 2018

Indicador:	Desempenho do Sistema de Injeção de Segurança Alta Pressão - JND
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade do sistema de Injeção de Segurança de Alta Pressão (JND).
Fórmula de Cálculo:	Número de horas de indisponibilidade do JND Nº de horas com Sistema Requerido x Nº Trens
Meta ETN:	≤ 0,0001
Meta WANO:	= 0,000
Exercício:	2018
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
Men.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000
Acu.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000

### 2019

Indicador:	Desempenho do Sistema de Água de Alimentação de Emergência - LAR
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Água de Alimentação de Emergência.
Fórmula de Cálculo:	Número de horas de indisponibilidade do LAR Nº de horas com Sistema Requerido x Nº de Trens
Meta ETN:	≤ 0,0001
Meta WANO:	= 0,000
Exercício:	2019
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
Men.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000
Acu.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000

### 2018

Indicador:	Desempenho do Sistema de Água de Alimentação de Emergência - LAR
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Água de Alimentação de Emergência.
Fórmula de Cálculo:	Número de horas de indisponibilidade do LAR Nº de horas com Sistema Requerido x Nº de Trens
Meta ETN:	≤ 0,0001
Meta WANO:	= 0,000
Exercício:	2018
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
Men.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000
Acu.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000

### 2019

Indicador:	Desempenho do Sistema Gerador Diesel de Emergência - 4,16 Kv
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Geradores Diesel de Emergência.
Fórmula de Cálculo:	Número de horas de indisponibilidade do GGD Nº de horas com Reator Crítico x Nº de Trens
Meta ETN:	≤ 0,0005
Meta WANO:	= 0,001
Exercício:	2019
Mês:	Jan Feb Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov Dez
Men.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000
Acu.	0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E RESPONSABILIDADE SOCIAL & DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 2019

2018

Indicador:	Desempenho do Sistema Gerador Diesel de Emergência – 4,16 Kv											
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Geradores Diesel de Emergência.											
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de horas de indisponibilidade do GGD}}{\text{Nº de horas com Reator Crítico} \times \text{Nº de Trens}}$											
Meta ETN:	≤ 0,0005											
Meta WANO:	= 0,001											
Exercício:	2018											
Mês:	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Acu.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

2019

Indicador:	Desempenho do Sistema Gerador Diesel de Emergência – 0,48 Kv											
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Geradores Diesel de Emergência.											
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de horas de indisponibilidade do GDE}}{\text{Nº de horas com Reator Crítico} \times \text{Nº de Trens}}$											
Meta ETN:	≤ 0,0005											
Meta WANO:	= 0,001											
Exercício:	2019											
Mês:	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Acu.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

2018

Indicador:	Desempenho do Sistema Gerador Diesel de Emergência – 0,48 Kv											
Função:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Geradores Diesel de Emergência.											
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de horas de indisponibilidade do GDE}}{\text{Nº de horas com Reator Crítico} \times \text{Nº de Trens}}$											
Meta ETN:	≤ 0,0005											
Meta WANO:	= 0,001											
Exercício:	2018											
Mês:	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Acu.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

2019

Indicador:	Desarmes Totais não Planejados (WANO)											
Função:	A contabilização do número de desligamentos automáticos do reator mede a eficácia dos programas e práticas de operação e manutenção.											
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de Desligamentos} \times 7.000\text{h}}{\text{Nº de horas Críticas no período}}$											
Meta ETN:	Acumulado = 0,00											
Meta WANO:	= 0,00											
Exercício:	2019											
Mês:	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Acum.	0,876	0,846	0,811	0,831	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885

**Análise:**

- 23/01/19 - às 12h32min, a Usina foi desligada por proteção devido a atuação do relé de proteção diferencial do Transformador Principal de 525 kV - BAT02, ocasionando o desarme da Turbina e do Reator. Foi identificado que houve curto-circuito no para-raios do BAT02.

2018

Indicador:	Desarmes Totais não Planejados (WANO)											
Função:	A contabilização do número de desligamentos automáticos do reator mede a eficácia dos programas e práticas de operação e manutenção.											
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Número de Desligamentos} \times 7.000\text{h}}{\text{Nº de horas Críticas no período}}$											
Meta ETN:	≤ 1,0											
Meta WANO:	= 0,00											
Exercício:	2018											
Mês:	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Acum.	2,448	1,675	0,872	0,872	0,872	0,872	0,872	0,872	0,872	0,872	0,872	0,872

2019

Indicador:	Exposição Coletiva à Radiação											
Função:	Este indicador mede a eficácia do Programa de Proteção Radiológica em minimizar a exposição dos trabalhadores à radiação ionizante.											
Fórmula de Cálculo:	Dose Equivalente Efetiva = Somatório das Doses dos Trabalhadores da Usina.											
Meta ETN:	Acumulado ≤ 0,294 PSv no ano											
Meta WANO:	= 0,35 PSv											
Exercício:	2019											
Mês:	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	0,006	0,002	0,001	0,006	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,003	0,001	0,001
Acum.	0,271	0,163	0,021	0,112	0,275	0,276	0,276	0,276	0,276	0,277	0,278	0,278

2018

Indicador:	Exposição Coletiva à Radiação											
Função:	Este indicador mede a eficácia do Programa de Proteção Radiológica em minimizar a exposição dos trabalhadores à radiação ionizante.											
Fórmula de Cálculo:	Dose Equivalente Efetiva = Somatório das Doses dos Trabalhadores da Usina.											
Meta ETN:	≤ 0,274 PSv no ano											
Meta WANO:	= 0,35 PSv											
Exercício:	2018											
Mês:	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	0,001	0,003	0,001	0,003	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000
Acum.	0,012	0,118	0,259	0,261	0,263	0,263	0,264	0,265	0,266	0,266	0,267	0,266

2019

Indicador:	Total de Acidentes Industriais											
Função:	Este indicador mede a eficácia dos programas de prevenção de acidentes industriais com perda de tempo.											
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Nº de acidentes c/perda de tempo na área Protegida} \times 200.000 \text{ HH trabalhadas}}{\text{Nº HH trabalhadas na Área Protegida}}$											
Meta ETN:	Acumulado = 0,00											
Meta WANO:	= 0,00											
Exercício:	2019											
Mês:	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Mens.	0,00	0,00	0,00	0,71	0,00	0,00	0,00	0,00	1,61	0,00	0,00	0,00
Acu.	1,49	1,48	0,84	0,76	0,41	0,21	0,21	0,10	0,21	0,20	0,20	0,21

**Análise:**

- 22/04/19 - técnico mecânico enquanto auxiliava no fechamento da porta de ventilação do loop 10 através da ponte polar. O operador içou a porta já fixada e com a pressão os cabos tensionaram até o rompimento. O empregado foi atingido no rosto e punho, sofrendo lesão.
- 27/09/19 - o bombeiro do turno realizava instrução no arruamento para sua equipe. Quando contornava o equipamento pisou em falso sofrendo torção do tornozelo.

2018

Indicador:	Total de Acidentes Industriais											
Função:	Este indicador mede a eficácia dos programas de prevenção de acidentes industriais com perda de tempo.											
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Nº de acidentes c/perda de tempo na área Protegida} \times 200.000 \text{ HH trabalhadas}}{\text{Nº HH trabalhadas na Área Protegida}}$											
Meta ETN:	≤ 0,50 acidente											
Meta WANO:	= 0,00											
Exercício:	2018											
Mês:	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Mens.	1,26	1,07	3,81	1,72	1,80	3,47	0,00	1,73	0,00	0,00	0,00	0,00
Acu.	0,39	0,59	1,17	1,27	1,41	1,59	1,48	1,59	1,58	1,61	1,57	1,56

**Análise:**

- 04/04/18 - técnico de mecânica realizava substituição de válvula gaveta quando, após instalação parcial, a mesma se soltou de sua fixação parcial e se deslocou na diagonal imprensando o dedo anelar da mão direita do empregado que estava entre o volante e o piso.
- 22/05/18 - técnico Eletrotécnico, ao descer a rampa recém pintada, escorregou e na tentativa de se apoiar com o braço bateu com punho no piso. A rampa estava molhada e sua pintura apresentava superfícies lisas.

- 29/05/18 - mecânico montador, na PAB 80, estava sendo executada uma atividade da equipe de mecânica, na remoção de uma haste de 3 metros de comprimento e aproximadamente 10 quilos, com utilização de cordas. A amarração da peça se soltou, quando a mesma já se encontrava içada, assim caindo de uma altura de aproximadamente 12 metros, sobre a mão esquerda do colaborador, que ainda se encontrava embaixo da carga.
- 25/06/18 - operador realizava leituras dos equipamentos através do notebook. Quando se deslocou para atender ao telefone trocou na grade de recolhimento de papéis da impressora. Tentando se equilibrar apoiou a mão na referida impressora, mas somente o 5º dedo da mão direita foi usado, causando fratura de falange do mesmo.
- 27/06/18 - auxiliar técnico trabalhava na revisão geral da bomba PUS53AP001 e durante a sua montagem, um funcionário que utilizava um martelo de Nylon para auxiliar no encaixe da tampa da voluta atingiu o polegar esquerdo do acidentado que a posicionava.
- 21/08/18 - engenheiro fazia inspeção na parte inferior do Transformador e passando por uma barreira de retenção de 20cm de altura, pisou em falso e torceu o tornozelo direito.

2019

Indicador:	Fator de Perda de Disponibilidade Planejada (IAEA)											
Função:	Este indicador mede a capacidade da Usina em efetuar seus desligamentos e reduções de potência planejadas (com prazo novembro de 4 semanas de antecedência). Mede a eficácia dos programas de manutenção.											
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Perda de Geração de Energia Planejada} \times 100}{\text{Energia de Referência}}$											
Meta ETN:	≤ 8,25 %											
Meta IAEA:	= 10,319 %											
Exercício:	2019											
Mês:	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	0	0	0	30,64	67,13	0	0,94	0	0	1,21	0	1,14
Acu.	7,97	4,66	0,02	2,54	8,24	8,24	8,32	8,32	8,31	8,41	8,41	8,50

**Análise:**

- 22/04/19 a 22/05/19 - parada para recarregamento 2P15.
- 20/07/19 - redução de potência para execução de testes das válvulas e dos dispositivos de proteção da Turbina e outros serviços programados.
- 04/10/19 e 14/12/19 - redução de potência para execução de testes das válvulas e dos dispositivos de proteção da Turbina e outros serviços programados.

2018

Indicador:	Fator de Perda de Disponibilidade Planejada (IAEA)											
Função:	Este indicador mede a capacidade da Usina em efetuar seus desligamentos e reduções de potência planejadas (com prazo novembro de 4 semanas de antecedência). Mede a eficácia dos programas de manutenção.											
Fórmula de Cálculo:	$\frac{\text{Perda de Geração de Energia Planejada} \times 100}{\text{Energia de Referência}}$											
Meta ETN:	≤ 7,97 %											
Meta IAEA:	= 10,319 %											
Exercício:	2018											
Mês:	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	0,00	43,02	54,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,11
Acu.	0,03	3,33	7,97	7,97	7,97	7,96	7,96	7,96	7,97	7,97	7,96	7,97

**Análise:**

- 17/02/18 - início da parada 2P14. 19/03/18 - Às 22h40min, a Usina foi sincronizada ao SIN, encerrando a 2P14.
- 15/09/18 - redução de potência para execução de testes das válvulas e dos dispositivos de proteção da Turbina, comutação e reparo das bombas de óleo lubrificante das PAC40/50AP001 e intervenção na Bomba de Drenagem dos Préaquecedores de Baixa Pressão - LCJ31AP001.
- 15/12/18 - redução de potência para execução de testes das válvulas e dos dispositivos de proteção da Turbina.

### 10 - GERENCIAMENTO DE RESÍDUOS NUCLEARES E/OU RADIOATIVOS

Todos os resíduos radioativos gerados em usinas nucleares devem ser armazenados de forma segura e isolados do público e meio ambiente. Duas questões precisam ser consideradas em resíduos radioativos: o nível de atividade (que contribui para a sua toxicidade) e a meia vida do elemento radioativo (que contribui para o tempo em que permanecerá em atividade).

É importante destacar que resíduo radioativo é qualquer material resultante de atividades humanas, que contenha radionúclídeo em quantidades superiores aos níveis de dispensa especificados na Norma NN-3.01 da Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN: Diretrizes Básicas de Radioproteção, e para o qual a reutilização é imprópria ou não prevista.

Os resíduos radioativos são classificados como de baixa, média e alta atividade.

Os resíduos radioativos de baixa atividade são os materiais descartáveis usados na operação e manutenção, tais como: roupas, luvas, sapatilhas, peças de reposição e etc.

Os resíduos radioativos de média atividade são, por exemplo, as resinas de purificação e fluidos de processo.

Os resíduos radioativos de baixa e média atividade são acondicionados em embalagens metálicas, testadas e qualificadas pela CNEN e transferidos para um depósito inicial, construído no próprio sítio da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA. Esse depósito é permanentemente controlado e fiscalizado por técnicos em proteção radiológica e especialistas em segurança da ELETRONUCLEAR.

Os resíduos radioativos de alta atividade são os produtos de fissão e estão contidos nos elementos combustíveis usados, que são armazenados dentro de uma piscina no interior das usinas. Esta piscina é um depósito inicial, cercado de todos os requisitos de segurança exigidos internacionalmente. Angra 1 e Angra 2 têm capacidade para armazenar os elementos combustíveis por longos períodos de sua vida útil.

Tecnicamente estes materiais não são considerados rejeitos, uma vez que 90% do combustível usado podem ser reprocessados e reciclados no futuro e transformados em um combustível denominado óxido misto, se o país assim decidir.

Os resíduos radioativos também podem ser classificados em função da meia-vida dos elementos radioativos neles existentes, como resíduos de longa duração e de baixa duração.

O total de resíduos radioativos de baixa e média atividade, produzidos na CNAEA pelas Usinas Angra 1 e Angra 2, em 2019, foi de 21,6 metros cúbicos, sendo que a meta estabelecida pela empresa era de não superar o total de 38,8 metros cúbicos. Como podemos ver, esta meta foi atendida com expressiva folga.

Os resíduos contendo resíduos radioativos de baixa e média atividade só deverão sair das dependências da CNAEA quando a CNEN selecionar e licenciar o Depósito Final para a armazenagem definitiva dos mesmos. A CNEN tem a responsabilidade da implantação da Política Nacional de Rejeitos Radioativos.

A indústria nuclear é uma das poucas atividades com interferência humana que têm capacidade para controlar totalmente os resíduos radioativos que produz. Devido às características do material radioativo, a ELETRONUCLEAR armazena e controla em tempo integral todos os resíduos radioativos nucleares das Usinas de Angra.

A área de Proteção Radiológica da empresa dispõe de procedimentos específicos para a monitoração, inspeção, transporte e contabilização dos embalados produzidos pelas Usinas Angra 1 e Angra 2, que visam garantir a integridade das pessoas e do meio ambiente.

### 11 - GESTÃO AMBIENTAL

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 - PMQCA;
- Programa de Saúde Pública;
- 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 Marinha;
- Programa de Monitoração de Tartarugas Marinhas - Tartaruga Viva;
- 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 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 empresa foram definidos sempre de acordo com as normas da Organização Internacional do Trabalho - OIT, 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.

### 12 - PLANOS DE SEGURANÇA

A ELETRONUCLEAR, através do seu Departamento de Segurança e Medicina do Trabalho, acompanha preventivamente as atividades operacionais e os registros de eventos relacionados aos acidentes do trabalho.

Em 2019, em aproximadamente 3.521.000 milhões de Homens-Horas Trabalhadas com Exposição ao Risco dos seus empregados próprios, foram registrados 5 Acidentes com perda de tempo (gerando 230 dias perdidos) e 03 sem perda de tempo. Vale ressaltar

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E RESPONSABILIDADE SOCIAL & DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 2019

que dos 5 acidentes com afastamento registrados, 3 foram relativos a um acidente automobilístico durante viagem a serviço (fato não gerenciável pela empresa).

No ano de 2019, houve redução do número de acidentes com afastamento na empresa em relação ao ano anterior. Contribuiu fortemente para esta redução, um plano de ação para a redução de acidentes que foi implantado a partir dos últimos meses de 2018, tendo continuidade em 2019 onde foi buscada a melhoria dos resultados relativos à saúde, bem-estar e segurança no trabalho de seus colaboradores.

As ações da empresa no sentido de melhorar a saúde, bem-estar e segurança no trabalho de seus colaboradores são pautadas pela política de gestão de segurança integrada e pelo Manual de Segurança do Trabalho e Saúde Ocupacional. O Manual de Segurança do Trabalho e Saúde Ocupacional tem como principal objetivo estabelecer diretrizes básicas de Segurança do Trabalho e Saúde Ocupacional a fim de preservar a integridade física de pessoas, quando na operação ou execução dos seus projetos, serviços e obras nas áreas de responsabilidade da ELETRONUCLEAR.

### 13 - POLÍTICAS ADOADAS PELA GESTÃO AMBIENTAL

Para garantir a proteção ao meio ambiente e o cumprimento da legislação ambiental vigente, a ELETRONUCLEAR desenvolveu um permanente e rigoroso programa de monitoração que foi baseado em estudos ambientais iniciados em 1978 e que foram chamados de pré-operacionais.

Nessa época foi criado o Laboratório de Radioecologia, atualmente Laboratório de Monitoração Ambiental, com a missão de realizar o monitoramento ambiental na área do entorno da central nuclear. Esse trabalho incluiu a medição dos níveis de radioatividade natural e a análise de amostras ambientais coletadas tanto em ambiente marinho quanto em terrestre.

A monitoração ambiental é realizada de forma ininterrupta e seus resultados são comparados com os resultados dos dados obtidos no período pré-operacional, compreendendo quase 40 anos de monitoração.

Em 2016, a ELETRONUCLEAR implantou o Sistema de Gestão Ambiental -SGA na Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAEA: unidades 1, 2 e instalações de apoio.

Dentre as ações já em curso visando o aperfeiçoamento da gestão ambiental das suas instalações, a ELETRONUCLEAR está implementando o processo de medição do consumo de água através da instalação de hidrômetros nas captações realizadas para abastecimento da CNAEA.

Embora o processo da geração nuclear seja caracterizado pela baixa emissão de gases do efeito estufa, a ELETRONUCLEAR contribui na elaboração do Inventário Anual de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) da Eletrobras, reforçando seu compromisso com a abordagem do tema Mudanças Climáticas. Este documento apresenta os resultados do cálculo de emissões de GEE, baseado, entre outras, nas informações sobre consumo de combustíveis fósseis das empresas Eletrobras, com base em informações individuais fornecidas por cada uma de suas empresas. Além das emissões de GEE, também são apresentadas a estimativa das emissões para a atmosfera de óxidos de enxofre (SO<sub>2</sub>) e de óxidos de nitrogênio (NO) de acordo com metodologia de cálculo indireto.

RUBRICA	2016		2017		2018		2019		2020		2021		TOTAL POR RUBRICA		
	Realizado	Orçado	Realizado	Orçado	Realizado	Orçado	Realizado	Orçado	Realizado	Orçado	Realizado	Orçado	Total	Comp.	A Comp.
<b>Obras Cíveis</b> (Realizados: Topografias, Supressão de vegetação) (a realizar: desmonte e tratamento talude)	0,00	0,00	1,19	14,04	0,20	0,00	0,50	15,93	15,23	0,28	0,42				
<b>Equipamentos e Materiais</b> (Holtec - fornecimento)	0,00	0,00	5,73	41,97	48,23	2,08	0,00	95,93	49,79	43,91	2,24				
<b>Engenharia - Projetos</b> (Audiência pública, Visual Info e Holtec projeto executivo)	0,03	4,82	5,68	13,56	60,40	1,69	30,17	114,65	25,77	84,33	4,55				
<b>Engenharia - Consultorias</b> (INPI, EPRI, GEOPHI, Inspeções escopo nacional e importado)	1,16	-0,17	0,84	3,36	8,77	0,14	0,20	14,16	5,33	3,86	4,97				
<b>Licenciamento</b> (Bourscheid, taxas com publicação em imprensa nacional, taxas com IBAMA e CNEN)	0,00	0,12	0,10	0,12	0,00	0,00	0,20	0,54	0,34	0,09	0,11				
<b>Compensação Sócio-ambiental</b> (PMAR)	0,00	0,00	0,00	1,12	6,00	0,00	0,00	7,12	1,12	0,80	5,20				
<b>Reserva de Contingência</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	0,04	3,04	0,00	0,00	3,04				
<b>TOTAL POR ANO</b>	<b>1,19</b>	<b>4,77</b>	<b>13,54</b>	<b>74,17</b>	<b>126,60</b>	<b>3,91</b>	<b>31,10</b>	<b>251,37</b>	<b>97,58</b>	<b>133,27</b>	<b>20,52</b>				

### 15 - PROGRAMA DE EXTENSÃO DA VIDA ÚTIL DE ANGRA 1 – LONG TERM OPERATION (“LTO”)

A Usina de Angra 1, a primeira planta termonuclear brasileira, entrou em operação em 1985, sendo licenciada para operar por 40 anos, até dezembro de 2024.

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.

A ELETRONUCLEAR, em linha com o praticado para plantas similares em todo o mundo, planeja estender a geração de energia por mais 20 anos, tendo para isso estruturado o Programa de Extensão da Vida Útil da Usina de Angra 1.

Para a extensão de vida útil da Usina a ELETRONUCLEAR apresentou à Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN em 29 de outubro de 2019 a Solicitação de Renovação da Licença - SRL, o que também exigirá, em momento futuro, igual iniciativa junto ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais – Ibama.

Tecnicamente, para a extensão da vida útil da usina, faz-se necessária a execução de avaliações de engenharia (gerenciamento do envelhecimento dos sistemas, estruturas e componentes das plantas), avaliações ambientais e os processos de licenciamento nuclear e ambiental, além da implementação de um conjunto de modificações de diversos, substituições e reparos de sistemas e componentes a serem requeridos em decorrência dessas avaliações, envolvendo diversas áreas da ELETRONUCLEAR.

Estima-se que estas atividades necessitem de um desembolso de capital expressivo para sua execução. A ELETRONUCLEAR atualmente está buscando potenciais parceiros financiadores para esse Projeto.

### 16 - PROJETO DE IMPLEMENTAÇÃO DA USINA DE ANGRA 3

A 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 de dezembro de 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 de outubro de 2018 – DOU de 23 de outubro de 2018.

A mencionada resolução aprovou o relatório elaborado pelo Grupo de Trabalho instituído pela Resolução nº 7, de 05 de junho de 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 financeiros, 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 visando o equacionamento das condições necessárias à plena retomada e conclusão do empreendimento.

Desde 2016, a ELETRONUCLEAR vem buscando assessoria de consultorias especializadas visando à conclusão de Angra 3. Foram elas:

- Deloitte Consultores - Para auditar o status das obras civis e 02.651 irregularidades apresentadas pelo Tribunal de Contas da União - TCU por meio de Relatório de Fiscalização (TC n. 002.761/2015-7), bem como efetuar uma análise da estimativa dos custos relacionados ao cancelamento das obras de implantação da usina, bem como da estimativa de custos para sua conclusão (“Costo Complete”), foi contratada a Deloitte Consultores. Foi analisada a procedência das constatações do TCU, bem como estudos de mecanismos de ajustamentos de ações em ressarcimentos a eventuais prejuízos identificados. Já a orçamentação de Angra 3 foi estruturada em rubricas de diversas disciplinas e áreas envolvidas na construção da obra. Foi desenvolvido um modelo econômico-financeiro para o cancelamento do projeto, contemplando as projeções financeiras na data base de 30 de junho de 2016. O custo total estimado de cancelamento da Usina Termonuclear - UTN Angra 3 considerou o custo de desmobilização das obras já existentes, a multa rescisória do contrato de comercialização e o custo financeiro de liquidação dos empréstimos vigentes;
- Alvarez & Marsal - Tomando como base os relatórios da Deloitte, foi contratada uma consultoria especializada na estruturação de estudos, com conhecimento na avaliação da construção e operação de usinas nucleares, a Alvarez & Marsal, para realizar os estudos econômico-financeiros necessários para viabilizar uma parceria que atenda questões operacionais e financeiras de acordo com a visão societária definida pela Companhia e assessorá-la no processo de retomada do empreendimento, incluindo assessoria no pleito de revisão tarifária de Angra 3 e a estruturação financeira e operacional com um parceiro, provavelmente internacional. Foram avaliados diversos cenários e modelos de negócio.
- Weirano Advogados - Para avaliar a legalidade da possível estrutura societária do negócio e do ambiente regulatório dos cenários estudados pela Alvarez & Marsal, bem como do modelo de efetivação da parceria em avaliação, foi contratado o Weirano Advogados, uma consultoria jurídica especializada em direito societário, com vasta experiência no setor elétrico.

A conclusão das obras da Usina de Angra 3 em condições sustentáveis depende de uma nova estruturação financeira, dado o montante de investimentos ainda a realizar, da ordem de R\$ 15 bilhões (não auditado).

Atualmente, a ELETRONUCLEAR não possui garantias disponíveis para conseguir o 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 Banco Nacional do Desenvolvimento - 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.

Uma das grandes questões que precisava ser sanada para que fosse possível prosseguir rumo à conclusão do 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.

Para tentar solucionar essa questão, 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 Empresa de Pesquisa Energética - EPE, da Eletrobras, da ELETRONUCLEAR e do Gabinete de Segurança Institucional - GSI, visando elaborar, em 60 dias, um documento propondo e justificando a revisão da tarifa de Angra 3 e as medidas necessárias para conclusão do projeto. A versão final do documento foi concluída em setembro de 2018.

Quanto ao gerenciamento da biodiversidade, destacamos a execução do Programa de Monitoramento e Ocorrência de Tartarugas Marinhas na Área de Influência da CNAEA – Programa Tartaruga Viva.

Destaca-se também a parceria da ELETRONUCLEAR com o Sicoob Cerechef para a recuperação de uma área de mata ciliar do Rio Mambucaba com cerca de 16.000 m², que foi inaugurada em 2010 e batizada de Bosque CECREMEF/ELETRONUCLEAR.

O Projeto de Recuperação Ambiental da Restinga de Mambucaba, localizada de uma estreita faixa de areia dentro de uma área de propriedade da ELETRONUCLEAR, contou com o plantio de mais de 20.000 mudas de espécies da flora típica desse ecossistema e foi finalizado em 2014, sendo rebatizado de Parque Restinga de Mambucaba.

Há ainda a Trilha Porã, inaugurada pela ELETRONUCLEAR em 2005. É um trajeto de 2,5 km situado ao longo da Rodovia BR-101 (Rio-Santos), próximo à Vila Residencial de Praia Brava, Angra dos Reis. A trilha está em uma área de propriedade da empresa com cerca de 440 hectares, dentro do bioma Mata Atlântica. Trata-se de uma área de preservação permanente, pois é patrimônio natural protegido pela Constituição da República de 1988 e pela Lei 11.428/2006.

Em termos de estudos pontuais, destacaram-se em 2019: um estudo sobre a situação de bancos de sargaço em ilhas e costões rochosos próximos à CNAEA e um diagnóstico de fauna e flora terrestre em áreas de Mata Atlântica ao redor da Central Nuclear. Os resultados do estudo sobre os bancos de algas permitiram verificar a sustentabilidade de algumas coletas do monitoramento ambiental da ELETRONUCLEAR. Já o diagnóstico da fauna e flora terrestre apontou uma boa qualidade ambiental nas áreas amostradas.

### 14 - UNIDADE DE ARMAZENAMENTO A SECO (UAS)

A capacidade de armazenamento de elementos combustíveis irradiados – ECI’s nas piscinas de combustível usado- PCU’s 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 PCU’s, dos ECI’s 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 ECI’s nas PCU’s (julho de 2021 para Angra 2 e janeiro de 2022 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:

RUBRICA	2016		2017		2018		2019		2020		2021		TOTAL POR RUBRICA		
	Realizado	Orçado	Realizado	Orçado	Realizado	Orçado	Realizado	Orçado	Realizado	Orçado	Realizado	Orçado	Total	Comp.	A Comp.
<b>Obras Cíveis</b> (Realizados: Topografias, Supressão de vegetação) (a realizar: desmonte e tratamento talude)	0,00	0,00	1,19	14,04	0,20	0,00	0,50	15,93	15,23	0,28	0,42				
<b>Equipamentos e Materiais</b> (Holtec - fornecimento)	0,00	0,00	5,73	41,97	48,23	2,08	0,00	95,93	49,79	43,91	2,24				
<b>Engenharia - Projetos</b> (Audiência pública, Visual Info e Holtec projeto executivo)	0,03	4,82	5,68	13,56	60,40	1,69	30,17	114,65	25,77	84,33	4,55				
<b>Engenharia - Consultorias</b> (INPI, EPRI, GEOPHI, Inspeções escopo nacional e importado)	1,16	-0,17	0,84	3,36	8,77	0,14	0,20	14,16	5,33	3,86	4,97				
<b>Licenciamento</b> (Bourscheid, taxas com publicação em imprensa nacional, taxas com IBAMA e CNEN)	0,00	0,12	0,10	0,12	0,00	0,00	0,20	0,54	0,34	0,09	0,11				
<b>Compensação Sócio-ambiental</b> (PMAR)	0,00	0,00	0,00	1,12	6,00	0,00	0,00	7,12	1,12	0,80	5,20				
<b>Reserva de Contingência</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	0,04	3,04	0,00	0,00	3,04				
<b>TOTAL POR ANO</b>	<b>1,19</b>	<b>4,77</b>	<b>13,54</b>	<b>74,17</b>	<b>126,60</b>	<b>3,91</b>	<b>31,10</b>	<b>251,37</b>	<b>97,58</b>	<b>133,27</b>	<b>20,52</b>				

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 do CNPE, ocorrida no dia 09 de outubro de 2018, que apreciou as considerações do referido Grupo de Trabalho. Tal resolução determinou a aprovação da aprovação do valor de referência para o preço de energia de Angra 3, de R\$ 480,00/MWh (base julho/2018), conforme calculado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, bem como remeter ao Conselho do Programa de Parceria de Investimento a avaliação dos três modelos propostos pelo Grupo de Trabalho para a viabilização de Angra 3 por meio de participação de investidor privado (societária, não societária e sociedade de propósito específico - SPE), e definição do modelo de negócio e processo competitivo mais adequados.

Essa revisão tarifária foi fundamental, pois, além de dar condições para a renegociação da dívida, restabeleceu a atratividade do projeto, fortalecendo o interesse dos eventuais parceiros.

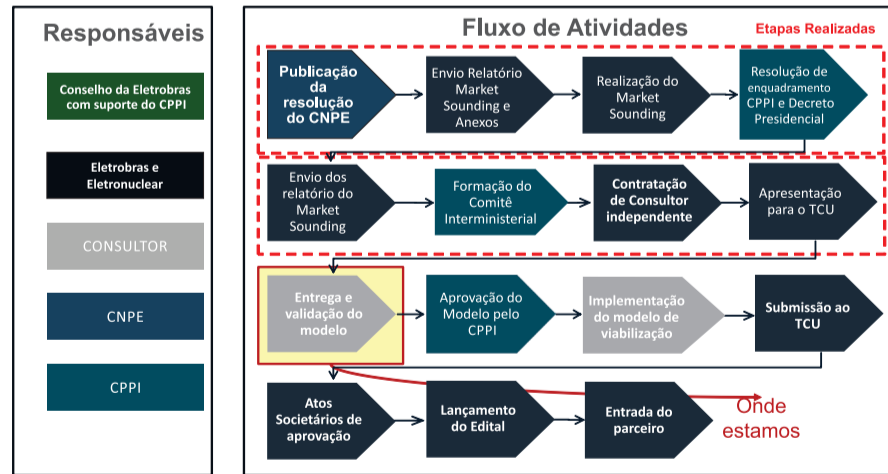
Desde outubro de 2018, vem ocorrendo reuniões entre a Secretaria Especial do Programa de Parcerias e Investimentos - SPPI e a ELETRONUCLEAR, que tomou conhecimento de todo material referente à conclusão de Angra 3 produzido pelas consultorias contratadas pela Companhia, entre outros.

Conforme orientação do Conselho do Programa de Parcerias e Investimentos - CPPI, a ELETRONUCLEAR realizou, em maio e junho de 2019, o processo de *Market Sounding* junto aos potenciais parceiros, detentores e proprietários de tecnologia de usinas nucleares à água pressurizada (PWR), com experiência em construção e comissionamento de usinas nucleares e atuação internacional no setor nuclear. Após convites e confirmações de interesse em participar desta etapa, as empresas que participaram deste processo foram: Électricité de France - EDF e Framatome (ambas da França), RosatomStateAtomic Energy Corporation (Rússia), China National Nuclear Corporation - CNNC e State Nuclear Power Technology SNTPTC (ambas chinesas), Korea Electric Power Corporation - KEPSCO (Coreia) e Westinghouse (EUA). Os potenciais parceiros enviaram seus questionamentos sobre o documento recebido e suas considerações sobre os modelos propostos, que foram apresentadas durante reuniões individuais com cada potencial parceiro interessado na viabilização de Angra 3. O relatório com os resultados do processo foi encaminhado à Eletrobras, MME e CPPI em julho de 2019. É importante ressaltar que grande parte dessas empresas já visitaram o sítio e estabeleceram Memorandos de Entendimento com a ELETRONUCLEAR para troca de informações sobre o Projeto.

Em 16 de julho de 2019, foi publicado o Decreto Presidencial nº 9915/2019 que qualificou Angra 3 no Programa de Parceria de Investimentos (PPI). O mesmo decreto criou um Comitê Interministerial para conduzir o processo de definição do modelo de negócio a ser efetivamente adotado. O Comitê é formado por representantes do Ministério de Minas e Energia, Ministério da Economia, do PPI e do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República. O parágrafo único do Artigo 2º do aludido decreto presidencial, prevê que a ELETRONUCLEAR contrate estudos independentes, para suportar a decisão final do CPPI, na seleção do modelo.

Em 25 de outubro de 2019, foi assinado o contrato com o BNDES para a estruturação do modelo jurídico, econômico e operacional junto à iniciativa privada para a construção, manutenção e exploração de Angra 3. O escopo do trabalho inclui a avaliação independente do trabalho de modelagem realizado pela ELETRONUCLEAR anteriormente, conjuntamente com a Alvarez & Marsal, e recomendação sobre modelo de negócios mais adequado a ser adotado para a conclusão de Angra 3, bem como estruturação, condução e conclusão do processo de seleção de um parceiro e dos atos contratuais decorrentes.

Desde então o BNDES tem se reunido periodicamente com a ELETRONUCLEAR, Eletrobras, MME e outras instâncias. A minuta do relatório com os resultados da fase 1, com a indicação do modelo, foi entregue em janeiro de 2020. Depois de validado pela ELETRONUCLEAR e Eletrobras, o relatório será encaminhado ao Comitê Interministerial e o CPPI para aprovação do modelo mais adequado e, em seguida, a ELETRONUCLEAR e Eletrobras darão prosseguimento ao processo competitivo para seleção do parceiro para conclusão de Angra 3, via BNDES, conforme exibido no fluxo de atividades a seguir:



A retomada de alguns contratos de fornecimento de Angra 3 é outro ponto crucial para o cumprimento do cronograma de conclusão da usina, por isso, em outubro de 2018, foi assinado um novo contrato com o escritório Weirano Advogados, de prestação de serviços de assistência jurídica no processo de retomada dos contratos de fornecimento de Angra 3, bem como a análise de acordos internacionais com países de potenciais parceiros, entre outras análises que suportarão a seleção do parceiro.

Em paralelo, no segundo semestre de 2019, foi iniciado um estudo visando o planejamento de atividades para atendimento e viabilização da linha crítica do projeto, de forma a garantir o início de operação comercial em 2026, conforme cronograma vigente do empreendimento. Para tal, a ELETRONUCLEAR vem buscando recursos extraordinários junto à Eletrobras, entre 2020 e 2024, que permitiriam que algumas contratações fossem realizadas para atender às atividades prioritárias do cronograma do Projeto, minimizando os impactos na data de início de operação comercial de Angra 3.

### 17 - 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 e nas iniciativas para estruturação financeira e operacional para o Projeto “Programa de Extensão da Vida Útil de Angra 1 – *Long Term Operation*”- LTO, 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, seis 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 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.

### 18 - 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.

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E RESPONSABILIDADE SOCIAL & DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 2019

A ELETRONUCLEAR desenvolve ações e estabelece políticas que proporcionem benefícios não só à empresa, mas também para toda a sociedade. O comprometimento da Empresa 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, está 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 2019 - Informações de Natureza Social e Ambiental (Valores expressos em milhares de reais)						
Geração e distribuição de riqueza	Em 2019			Em 2018		
	% governo >	43%		% governo >	47%	
% acionistas >	-29%		% acionistas >	551%		
<b>Distribuição do Valor Adicionado</b>						
% empregados >	33%		% empregados >	35%		
% financiadores >	52%		% financiadores >	25%		
% outros >			% outros >	-559%		

I - Recursos Humanos		
Em 2019		Em 2018
<b>1.1 - Remuneração</b>		
Folha de pagamento bruta (FPB)	R\$ 379.125	R\$ 382.982
- Empregados	R\$ 376.863	R\$ 381.404
- Administradores	R\$ 2.262	R\$ 1.578
Relação entre a maior e a menor remuneração:		
- Empregados	16,63%	16,97%
- Administradores	-	-

1.2 - Benefícios Concedidos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Em 2019		
				Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Encargos Sociais	R\$ 146.353	38,60%	4,74%	R\$ 152.903	39,92%	5,13%
Alimentação	R\$ 31.390	8,28%	1,02%	R\$ 34.690	9,06%	1,16%
Transporte	R\$ 16.499	4,35%	0,53%	R\$ 22.262	5,81%	0,75%
Previdência privada	R\$ 27.436	7,24%	0,89%	R\$ 31.994	8,35%	1,07%
Saúde	R\$ 81.871	21,59%	2,65%	R\$ 61.055	15,94%	2,05%
Segurança e medicina do trabalho	R\$ 2.300	0,61%	0,07%	R\$ 16.008	4,18%	0,54%
Educação ou Auxílio Creche	R\$ 9.524	2,51%	0,31%	R\$ 8.562	2,24%	0,29%
Cultura	R\$ 334	0,09%	0,01%	R\$ 224	0,06%	0,01%
Capacitação e desenvolvimento profissional	R\$ 3.384	0,89%	0,11%	R\$ 7.106	1,86%	0,24%
Participação nos lucros ou resultados	R\$ 20.937	5,52%	0,68%	R\$ 19.739	5,15%	0,66%
Outros	R\$ 65.508	17,28%	2,12%	R\$ 61.979	16,18%	2,08%
<b>Total</b>	<b>R\$ 405.536</b>	<b>106,97%</b>	<b>13,13%</b>	<b>R\$ 416.522</b>	<b>108,76%</b>	<b>13,98%</b>

1.3 - Composição do Corpo Funcional		
Nº de empregados no final do exercício	1.667	1.741
Nº de admissões	-	4
Nº de demissões	70	42
Nº de estagiários no final do exercício	247	210
Nº de empregados portadores de necessidade especiais no final do exercício	7	16
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício	-	-
Nº de empregados por sexo:		
- Masculino	1.351	1.408
- Feminino	316	333
Nº de empregados por faixa etária:		
- Menores de 18 anos	-	-
- De 18 a 35 anos	273	252
- De 36 a 60 anos	1.216	1.311
- Acima de 60 anos	178	178
Nº de empregados por nível de escolaridade:		
- Analfabetos	-	-
- Com ensino fundamental	17	23
- Com ensino médio	198	206
- Com ensino técnico	643	669
- Com ensino superior	550	582
- Pós-graduados	259	261
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:		
- Masculino	88%	89%
- Feminino	12%	11%

1.4 - Contingências e passivos trabalhistas:		
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade	147	30
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes	8	8
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes	25	3
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça	28.564	129

II - Interação da Entidade com o Ambiente Externo						
2.1 - Relacionamento com a Comunidade						
Totais dos investimentos em:	Valor (R\$ mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (R\$ mil)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	R\$ 220	-0,06%	0,01%	R\$ 41	0,00%	0,00%
Cultura	R\$ -	0,00%	0,00%	R\$ 412	0,01%	0,01%
Saúde e infra-estrutura	R\$ 41.379	-11,56%	1,34%	R\$ 21.838	0,28%	0,73%
Esporte e lazer	R\$ 18	-0,01%	0,00%	R\$ -	0,00%	0,00%
Alimentação	R\$ -	0,00%	0,00%	R\$ -	0,00%	0,00%
Geração de trabalho e renda	R\$ -	0,00%	0,00%	R\$ 16	0,00%	0,00%
Outros	R\$ -	0,00%	0,00%	R\$ 782	0,01%	0,03%
<b>Total dos investimentos</b>	<b>R\$ 41.617</b>	<b>-11,63%</b>	<b>1,35%</b>	<b>R\$ 23.089</b>	<b>0,29%</b>	<b>0,78%</b>
Tributos (excluídos encargos sociais)	R\$ 567.196	-158,45%	18,36%	R\$ 613.276	7,80%	20,59%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	-	0,00%	0,00%	R\$ -	0,00%	0,00%
<b>Total - Relacionamento com a Comunidade</b>	<b>R\$ 608.813</b>	<b>-170,08%</b>	<b>19,71%</b>	<b>R\$ 636.365</b>	<b>8,09%</b>	<b>21,36%</b>

**2.2 - Interação com os Fornecedores**  
Críticas de responsabilidade social utilizadas para a seleção de seus fornecedores

(DESCREVER OS TERMOS SOBRE RELACIONAMENTO COM FORNECEDORES) Os compromissos da ELETRONUCLEAR no relacionamento com os seus fornecedores estão no Guia de Conduta para Fornecedores da Eletrobras e no Código de Conduta Ética e Integridade. O guia tem como objetivo informar aos fornecedores da Eletrobras o padrão que deve ser adotado para o suprimento de materiais e a prestação de serviços, definindo de forma clara e objetiva as suas atribuições e responsabilidades, além de indicar importantes procedimentos sobre contratações. Em outras palavras, o Guia de Conduta para Fornecedores da Eletrobras reúne as regras de conduta e as práticas anticorrupção, de direitos humanos, ambientais, trabalhistas, saúde e de segurança ocupacional que devem ser seguidas pelos nossos fornecedores. Nos contratos celebrados entre ELETRONUCLEAR e seus fornecedores existe uma cláusula que informa que aos contratados são responsáveis por conhecer o "Código de Conduta Ética e a Integridade das Empresas Eletrobras" e o "Guia de conduta para Fornecedores da Eletrobras", além dos princípios e padrões do Programa de Integridade (Compliance) das empresas Eletrobras.

III - Interação com o Meio Ambiente	Valor (R\$ mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (R\$ mil)	% sobre RO	% sobre RL
<b>Quantidade</b> de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade		0,00%	0,00%		0,00%	0,00%
Valor total dos Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para melhoria do meio ambiente	R\$ 810	-0,23%	0,03%	R\$ 102.913	1,31%	3,45%
Valor total dos Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados		0,00%	0,00%	R\$ 857	0,01%	0,03%
Valor total dos Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores de entidades		0,00%	0,00%	R\$ 343	0,00%	0,01%
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade		0,00%	0,00%	R\$ 686	0,01%	0,02%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	R\$ 86.511	-24,17%	2,80%	R\$ 266.041	3,38%	8,93%
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	R\$ 303	-0,08%	0,01%		0,00%	0,00%
Passivos e contingências ambientais	R\$ 40.895	-11,42%	1,32%	R\$ 885	0,01%	0,03%
<b>Total da Interação com o meio ambiente</b>	<b>R\$ 128.519</b>	<b>-35,90%</b>	<b>4,16%</b>	<b>R\$ 371.725</b>	<b>4,73%</b>	<b>12,48%</b>
IV - Outras informações						
Receita Operacional Líquida (ROL)	R\$ -		3.088.510	R\$ -		2.978.758
Resultado Operacional antes do IR/CS (LAIR)	R\$ -		-357.960	R\$ -		7.863.692

### 19 - DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Realizado até Dez/18	Realizado até Dez/19	Δ%	DRE CONSOLIDADO*	Realizado 4T/18	Realizado 4T/19	Δ%
(A)	(B)	(B/A)		(A)	(B)	(B/A)
3.396	3.520	4%	Geração	843	910	8%
0	0	-20%	Outras Receitas	-	0	-
<b>3.396</b>	<b>3.520</b>	<b>4%</b>	<b>Receita Operacional Bruta*</b>	<b>843</b>	<b>910</b>	<b>8%</b>
(417)	(431)	3%	Deduções à Receita Operacional	(105)	(111)	7%
<b>2.979</b>	<b>3.089</b>	<b>4%</b>	<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>738</b>	<b>799</b>	<b>8%</b>
(669)	(603)	-10%	Custos Operacionais	(60)	(155)	158%
<b>2.310</b>	<b>2.485</b>	<b>8%</b>	<b>Resultado Bruto</b>	<b>678</b>	<b>643</b>	<b>-5%</b>
5.673	(2.160)	-	Despesas Operacionais	6.838	(907)	-
(1.077)	(1.121)	4%	PMSO	(323)	(316)	-2%
(600)	(656)	9%	Pessoal	(171)	(187)	10%
19	(1)	-	PAE	6	(13)	-
(495)	(464)	-6%	MSO	(158)	(117)	-26%
(56)	(35)	-38%	Materiais	(21)	(11)	-45%
(343)	(299)	-13%	Serviços	(117)	(76)	-35%
(95)	(130)	36%	Outras Despesas	(20)	(30)	51%
7.256	(463)	-	Provisões/Reversões operacionais	7.287	(441)	-
(506)	(576)	14%	Deprec./Amort	(126)	(149)	19%
<b>8.489</b>	<b>901</b>	<b>-89%</b>	<b>EBITDA OPERACIONAL</b>	<b>7.642</b>	<b>(114)</b>	<b>-</b>
<b>8.489</b>	<b>901</b>	<b>-89%</b>	<b>EBITDA CVM</b>	<b>7.642</b>	<b>(114)</b>	<b>-</b>
(119)	(684)	473%	<b>Resultado Financeiro</b>	(42)	(210)	403%
202	195	-4%	Receitas Financeiras	8	(4)	-
(321)	(878)	173%	Despesas Financeiras	(50)	(206)	310%
<b>7.864</b>	<b>(358)</b>	<b>-</b>	<b>Resultado Operacional Antes IR/CS</b>	<b>7.474</b>	<b>(473)</b>	<b>-</b>
(105)	(122)	16%	IR/CS	(33)	(20)	-40%
<b>7.758</b>	<b>(480)</b>	<b>-</b>	<b>Resultado Antes das Participações</b>	<b>7.441</b>	<b>(493)</b>	<b>-</b>
<b>7.758</b>	<b>(480)</b>	<b>-</b>	<b>Resultado Líquido após IR/CS</b>	<b>7.441</b>	<b>(493)</b>	<b>-</b>

\* Exclui a Receita e Despesa de Construção.

#### a) - Receita Operacional Líquida

• Δ 2018 / 2019

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento da Receita Fixa das Usinas de Angra 1 e 2 em 2,8% (R\$ 92,9 milhões/ano) conforme Resolução Homologatória Aneel nº 2.509/2018, o que representa R\$ 23,2 milhões de efeito positivo no trimestre; (ii) aumento de parcela excedente de energia no período em R\$ 43,8 milhões (R\$ 14,0 milhões em 2018 / R\$ 57,8 milhões em 2019), para a qual se destaca o fato que houve parada programada, durante o quarto trimestre de 2018, de 40 (quarenta) dias para manutenção e troca de combustível nuclear da Usina de Angra 1 (1P24), ocorrida entre os dias 27 de outubro de 2010 a 05 de dezembro de 2018; em termos de quantidade física de energia produzida nas Usinas de Angra 1 e 2, houve melhora na performance no período, sendo gerados 551,7 mil MWh a mais no período comparado, com acréscimo de 15,9% (3,477 milhões MWh entre out a dez/ 2018 ante 4,028 milhões MWh entre outubro e dezembro de 2019).

• Δ 4T2018 / 4T2019

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento da Receita Fixa das Usinas de Angra 1 e 2 em 2,8% (R\$ 92,9 milhões/ano) conforme Resolução Homologatória Aneel nº 2.509/2018; (ii) aumento de parcela excedente de energia, apurando-se em 2019 valor na ordem de R\$110 milhões; Em termos de quantidade física de energia produzida nas Usinas de Angra 1 e 2, houve uma melhora de 2,8% na performance anual, sendo gerados 14.811,5 mil MWh em 2019 e 14.405,5 mil MWh em 2018.

#### b) - Custos Operacionais

• Δ 2018 / 2019

##### Encargos sobre uso da rede elétrica

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) no exercício de 2018 houve o registro, até então não recorrente, de R\$199 milhões cobrados pela empresa Enel Distribuição Rio (antiga AMPLA) referente ao período de abril de 2014 a dezembro de 18 pelo Uso do Sistema de Distribuição conforme Despacho Aneel 4.213/2017; (ii) em 2019 o custo corrente para este encargo - CUSD foi de R\$ 52,5 milhões.

##### Combustível p/ produção de energia elétrica

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) o custo médio das recargas de combustível nuclear que foram consumidas nos períodos comparados totalizam R\$ 535,4 milhões na data base de dezembro de 2019 e de R\$ 522,9 milhões na data base de dezembro de 2018, representando um aumento aproximado de 2,4% em seus preços médios unitários equivalentes; (ii) em quantidade física, o consumo de urânio físsil equivalente (Kg Ueqv) foi superior em 5,5%, sendo de 1.245,661 Kg Ueqv em 2018 e 1.314,122 Kg Ueqv em 2019; (iii) compensados por recuperação de créditos fiscais de PASEP/COFINS no valor de R\$ 13,7 milhões em 2018 e de R\$ 32,2 em 2019.

• Δ 4T2018 / 4T2019

##### Encargos sobre uso da rede elétrica

A variação se deu, principalmente, em razão de: Ocorrências no quarto trimestre de 2018 (i) em dezembro de 2018 a Companhia reconheceu o êxito de pleito parcelar na decisão administrativa, por meio do Despacho Aneel nº 2.741/2018, com a baixa de cobranças de CUSD retroativos e referente ao período entre abril de 2014 a setembro de 2018 no valor de R\$ 64,4 milhões, cobrados pela empresa Enel Distribuição Rio (antiga AMPLA); (ii) também em dezembro de 2018 a Companhia reconheceu os créditos fiscais de PASEP/COFINS no valor de R\$ 11,5 milhões em face a cobrança definitiva homologada referente ao CUSD retroativo no valor de R\$ 124,1 milhões; (iii) ajuste de R\$ 6 milhões no quarto trimestre de 2019 referente ao CUSD corrente registrado em excesso até o terceiro trimestre de 2019.

##### Combustível p/ produção de energia elétrica

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) em quantidade física, o consumo de urânio físsil equivalente (Kg Ueqv) foi superior em 22,3%, sendo de 274,480 Kg Ueqv no 4T2018 e 335,714 Kg Ueqv no quarto trimestre de 2019. Variação influenciada também pela parada de 40 (quarenta) dias para manutenção e troca de combustível nuclear da Usina de Angra 1 (1P24), ocorrida entre os dias 27.10 a 05.12.2018; (ii) o custo médio das recargas de combustível nuclear que foram consumidas nos períodos comparados totalizam R\$ 535,4 milhões na data base de dezembro de 2019 e de R\$ 522,9 milhões na data base de dezembro de 2018, representando um aumento aproximado de 2,4% em seus preços médios unitários equivalentes.

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E RESPONSABILIDADE SOCIAL & DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 2019**

**c) - Despesas operacionais**

**c.1) Pessoal**

- Δ 2018 / 2019

A variação se deu, principalmente, em razão de: i) aumento em R\$ 5,3 milhões referente ao efeito líquido no ano entre o registro de provisão para Participação nos Lucros e Resultados e a baixa da provisão do exercício anterior; ii) 3,55% em aumento concedido aos empregados por meio de Acordo Trabalhista - ACT a partir de 10/2019, com efeitos retroativos a 05/2019; (iii) 1% de aumento médio de adicional por tempo de serviço; (vi) 1,5% de aumento médio por aplicação de promoção por sistema de avanço de nível - SAN a partir de outubro de 2019 com efeitos retroativos a 05/2019; (v) Redução de 39% nos custos de Pessoal alocados a projetos, especialmente ao empreendimento Angra 3, devido às suspensões nas atividades do empreendimento; (Custos alocados a projetos em 2018 - R\$75,7 milhões / Em 2019 - R\$ 46,4 milhões); acréscimos estes compensados por: (iv) saídas de 53 empregados em programas de incentivo ao desligamento.

- Δ 4T2018 / 4T2019

A variação se deu, principalmente, em razão de: i) aumento em R\$ 5,3 milhões referente ao efeito líquido no trimestre entre o registro de provisão para Participação nos Lucros e Resultados e a baixa da provisão do exercício anterior; ii) 3,55% em aumento concedido aos empregados por meio de Acordo Trabalhista - ACT a partir de 10/2019, com efeitos retroativos a maio de 2019; (iii) 1% de aumento médio de adicional por tempo de serviço; (vi) 1,5% de aumento médio por aplicação de promoção por sistema de avanço de nível - SAN a partir de outubro de 2019 com efeitos retroativos a 05/2019; (v) estimam-se ainda que aproximadamente R\$ 5,6 milhões no trimestre, equivalente a (3,5%) de gastos com pessoal, deixaram de ser transferidos para custos diretos aplicados ao empreendimento Angra 3, devido às suspensões nas atividades do empreendimento; acréscimos estes compensados por: (iv) saídas de 53 empregados entre o quarto trimestre de 2018 a novembro de 2019 em programas de incentivo ao desligamento.

**c.2) Material**

- Δ 2018 / 2019

A variação se deu, principalmente, em razão de: i) Durante o exercício de 2018 houve duas paradas para manutenção e troca de combustível: Angra 1, de 27 de outubro de 2018 à 05 de dezembro de 2018 e Angra 2, de 14 de fevereiro de 2018 à 20 de março de 2018; ii) Durante o exercício de 2019 ocorreu apenas a parada da Usina de Angra 2, de 22 de abril de 2019 à 22 de maio de 2019. Os maiores consumos de materiais ocorrem nos períodos das paradas das usinas para troca de combustível nuclear, ocasião em que diversas atividades de manutenções são realizadas.

- Δ 4T2018 / 4T2019

A variação se deu, principalmente, em razão de: i) no quarto trimestre de 2018 houve duas paradas programadas de 40 (quarenta) dias para manutenção e troca de combustível nuclear da Usina de Angra 1 (1P24), ocorrida entre os dias 27/10/2018 a 05/12/2018. Durante a execução destas atividades há grande utilização de materiais aplicados (R\$ 15,9 milhões no 4T2018). Já no 4T2019 houve somente a realização de gastos no valor de R\$ 2,8 milhões com as atividades de pré-parada para a Usina de Angra 1 (1P25), a ser realizada somente no início do 1T2020; ii) atribui-se ao aumento nominal no valor de R\$ 3,8 milhões, entre os períodos comparados, as demais atividades não sazonais e não rotineiras de manutenção das usinas.

**c.3) Serviços**

- Δ 2018 / 2019

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) a exemplo da explicação da redução de custo com Materiais, tendo em vista a ocorrência de menos uma parada de usina, comparando-se 2019 com 2018, os custos com Serviços tem o mesmo comportamento, uma vez que são custos que ocorrem em sua maioria pelos mesmos motivos, ou seja, manutenções e reabastecimento de combustível nuclear.

- Δ 4T2018 / 4T2019

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) no ano de 2018, a parada para manutenção de Angra 1 (1P24) ocorreu no quarto trimestre de 2018 com realização de gastos no valor de R\$ 46,5 milhões, sem registro de atividade equivalente no quarto trimestre de 2019; (ii) aumento nominal de R\$ 13,4 milhões, representando um acréscimo de 15,3% nesta rubrica, justificado pelos reajustes inflacionários médios em contratos (variação de 4,3% - IPCA/12 meses) e câmbio médio - USD superior no período (variação de 8,1%); compensadas por: (iii) efeito do IFRS16 no quarto trimestre de 2019 não ocorrido no quarto trimestre de 2018 no valor de R\$ 5,7 milhões. Com a adoção do IFRS 16, a Companhia deixa de reconhecer custos e despesas operacionais oriundas de contratos de arrendamento mercantis operacionais e passa a reconhecer em sua demonstração de resultado os efeitos da depreciação dos direitos de uso dos ativos arrendados, e, a despesa financeira e a variação cambial apuradas com base nos passivos financeiros dos contratos de arrendamento mercantil.

**c.4) Outras despesas**

- Δ 2018 / 2019

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) perdas em condenações judiciais trabalhistas no valor de R\$ 26,2 milhões; (ii) perdas em condenações judiciais tributárias no valor de R\$ 7,3 milhões; (iii) perdas em condenações judiciais em processos cíveis no valor de R\$ 9,3 milhões; compensadas por (iii) efeito do IFRS16 no ano de 2019 não ocorrido em 2018 no valor de R\$ 11,4 milhões. Com a adoção do IFRS 16, a Companhia deixa de reconhecer custos e despesas operacionais oriundas de contratos de arrendamento mercantis operacionais e passa a reconhecer em sua demonstração de resultado os efeitos da depreciação dos direitos de uso dos ativos arrendados, e, as despesas financeiras apuradas com base nos passivos financeiros dos contratos de arrendamento mercantil.

- Δ 4T2018 / 4T2019

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) perdas em condenações judiciais trabalhistas no valor de R\$ 8,4 milhões, cabendo destaque a ação coletiva promovida pelo Sindicato dos Profissionais Técnicos Industriais, a qual imputou à Companhia pelo não cumprimento de intervalo intrajornada de empregados; (ii) perdas em condenações judiciais tributárias no valor de R\$ 4,2 milhões referente a execução fiscal ocorrida no ano de 2007 movida pelo Instituto Nacional de Seguridade Social, valor este sem efeito caixa por se tratar de conversão de depósito judicial dado em garantia em favor da fazenda nacional; compensadas por (iii) efeito do IFRS16 no quarto trimestre de 2019 não ocorrido no quarto trimestre de 2018 no valor de R\$ 4,0 milhões. Com a adoção do IFRS 16, a Companhia deixa de reconhecer custos e despesas operacionais oriundas de contratos de arrendamento mercantis operacionais e passa a reconhecer em sua demonstração de resultado os efeitos da depreciação dos direitos de uso dos ativos arrendados, e, as despesas financeiras apuradas com base nos passivos financeiros dos contratos de arrendamento mercantil.

**d) - Resultado financeiro**

- Δ 2018 / 2019

**Rendimento s/ Fundo de Descomissionamento**

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) menor rentabilidade no Fundo de Descomissionamento para os períodos comparados. O Fundo de Descomissionamento possui posições em operações compromissadas de dólar futuro, sendo a variação de sua rentabilidade extremamente sujeita a estas oscilações cambiais. Em 2019, houve ganhos no valor de R\$ 119,0 milhões (R\$ 158,2 milhões).

**Encargos de dívidas**

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) a Companhia revisou procedimento, a partir do segundo trimestre de 2019, e, com efeitos retroativos ao primeiro trimestre de 2019, sobre a manutenção do Projeto Angra 3 como um ativo qualificável para fins de capitalização dos custos com empréstimos e financiamentos, tendo em vista os reduzidos avanços físicos no empreendimento. Os efeitos desta medida representaram na não capitalização no Ativo Imobilizado do montante total de R\$ 550,2 milhões, que foram mantidos integralmente no resultado financeiro. A Companhia espera reaver este procedimento assim que o Projeto retorne as condições favoráveis para sua condição de ativo qualificável de acordo com os requisitos exigidos no Pronunciamento CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos.

- Δ 4T2018 / 4T2019

**Rendimento s/ Fundo de Descomissionamento**

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) R\$ 10,2 milhões em perdas no Fundo de Descomissionamento para os períodos comparados, sendo uma rentabilidade de R\$ 7,9 milhões entre outubro a dezembro de 2018 e de perdas no valor de R\$ 18,1 milhões entre outubro a dezembro de 2019. O Fundo de Descomissionamento possui posições em operações compromissadas de dólar futuro, sendo a variação de sua rentabilidade extremamente sujeita a estas oscilações cambiais.

**Encargos de dívidas**

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) a Companhia revisou procedimento, a partir do segundo trimestre de 2019, e, com efeitos retroativos ao primeiro trimestre de 2019, sobre a manutenção do Projeto Angra 3 como um ativo qualificável para fins de capitalização dos custos com empréstimos e financiamentos, tendo em vista os reduzidos avanços físicos no empreendimento. Os efeitos desta medida representaram na não capitalização no Ativo Imobilizado do montante total de R\$ 130,7 milhões, que foram mantidos integralmente no resultado financeiro. A Companhia espera reaver este procedimento assim que o Projeto retorne as condições favoráveis para sua condição de ativo qualificável de acordo com os requisitos exigidos no Pronunciamento CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos; (ii) Celebração novos contratos de financiamentos junto à Eletrobras para capital de giro, com custo atribuído de encargos financeiros ao período de R\$ 7,3 milhões, que somados totalizam novos endividamentos no período comparado de R\$ 337,1 milhões. Os novos contratos de financiamentos celebrados junto à Eletrobras foram: Contrato ECF-3367/18 com desembolsos de R\$ 28 milhões em setembro de 2018, R\$ 28 milhões em outubro de 2018 e R\$ 64 milhões em novembro de 2018; Contrato ECF-3370/2018 com desembolso de R\$ 50 milhões em dezembro de 2018; Contrato ECF-3374/2019 com desembolsos de R\$ 101,9 milhões em maio de 2019 e R\$ 65,2 milhões em junho de 2019.

**e) - Provisões/reversões operacionais**

- Δ 2018 / 2019

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reversão de *impairment* / contrato oneroso no quarto trimestre de 2018 no valor de R\$ 7.242,6 milhões referente ao Projeto de Construção da Usina nuclear de Angra 3; compensados por (ii) substituição de provisão para perdas por *impairment* no quarto trimestre de 2019 no valor de R\$ 462,1 milhões referente ao Projeto de Construção da Usina nuclear de Angra 3.

- Δ 4T2018 / 4T2019

A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reversão de *impairment* / contrato oneroso no quarto trimestre de 2018 no valor de R\$ 7.242,6 milhões referente ao Projeto de Construção da Usina nuclear de Angra 3; compensados por (ii) substituição de provisão para perdas por *impairment* no quarto trimestre de 2019 no valor de R\$ 462,1 milhões referente ao Projeto de Construção da Usina nuclear de Angra 3.

Abaixo quadro do resultado financeiro dos dois períodos:

RESULTADO FINANCEIRO	R\$ MIL	
	2018	2019
<b>RECEITAS FINANCEIRAS</b>		
Rendimento sobre títulos e valores mobiliários de curto prazo	6.748	4.358
Ganho sobre tit. e val. mobiliários de LP para descomissionamento	119.006	158.191
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	27.681	10.168
Var. monetárias empréstimo	1.462	-
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	251	585
Var. monetárias diversas	1.451	7.784
Outras receitas financeiras	37.915	20.902
	194.514	201.988
<b>DESPESAS FINANCEIRAS</b>		
Encargos s/ financiamentos	(613.302)	(59.526)
Ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização de ativos	(153.539)	(145.260)
Ajuste a valor presente da obrigação com arrendamento mercantil - IFRS 16	(5.468)	-
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	(30.031)	(84.078)
Var. monetária Empréstimo	(16.003)	(1.232)
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	(11.403)	(2.875)
Var. monetárias sobre dívida - Furnas	(3.697)	(9.252)
Var. monetárias diversas	(11.884)	(3.005)
Outras despesas financeiras	(20.460)	(2.474)
Outras despesas financeiras - diferença de tarifa - Furnas	(12.470)	(13.710)
	(878.257)	(321.412)
<b>TOTAL</b>	<b>(683.743)</b>	<b>(119.424)</b>

**20 - ENCERRAMENTO**

O desempenho da Empresa, em 2019, 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 2019 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 Empresa, 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 empresa; à Diretoria da Eletrobras e ao Ministério de Minas e Energia, pela confiança em nós depositada.

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

ATIVO	NOTA	31/12/2019	31/12/2018
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	5a	8.706	3.805
Títulos e valores mobiliários	5b	103.486	85.145
Clientes	6	391.797	375.553
Impostos e contribuições sociais	7	34.032	26.483
Estoque de combustível nuclear	8	538.827	510.638
Almoxarifado	9	102.233	78.688
Outros	10	63.830	87.895
		<b>1.242.911</b>	<b>1.168.207</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>			
Títulos e valores mobiliários	11	1.222.393	897.847
Clientes	6	9.187	-
Estoque de combustível nuclear	8	840.550	828.410
Depósitos vinculados	12	72.312	98.484
Outros	10	1.289	1.289
		<b>2.145.731</b>	<b>1.826.030</b>
<b>Imobilizado</b>	14	12.577.194	12.406.497
<b>Intangível</b>	15	98.564	73.545
		<b>14.821.489</b>	<b>14.306.072</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>16.064.400</b>	<b>15.474.279</b>

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

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	NOTA	31/12/2019	31/12/2018
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	16	843.466	1.007.018
Financiamentos e empréstimos	17	793.095	592.724
Impostos e contribuições sociais	18	82.354	51.742
Obrigações estimadas	19	72.748	87.968
Encargos setoriais	20	29.672	37.397
Benefícios pós-emprego	21	3.656	3.353
Provisão para plano de incentivo de desligamento	22	25.787	25.840
Arrendamento Mercantil	26	24.338	-
Outros		42.111	46.530
		<b>1.917.227</b>	<b>1.852.572</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	16	-	164.095
Financiamentos e empréstimos	17	7.956.133	7.974.066
Impostos e contribuições sociais	18	1.308	6.859
Provisões para riscos	23	234.165	244.077
Benefícios pós-emprego	21	73.807	281.128
Obrigações para desmobilização de ativos	24	3.129.379	2.620.128
Provisão para plano de incentivo de desligamento	22	18.298	28.655
Arrendamento Mercantil	26	31.998	-
Adiantamento Futuro Aumento de Capital	25	700.000	-
		<b>12.145.088</b>	<b>11.319.008</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	27		
Capital social		6.607.258	6.607.258
Prejuízos acumulados		(4.217.626)	(3.737.515)
Resultados abrangentes		(387.547)	(567.044)
		<b>2.002.085</b>	<b>2.302.699</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>16.064.400</b>	<b>15.474.279</b>

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

### DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 ( em milhares de reais )

	NOTA	2019	2018
Receita Operacional Líquida	28	3.088.510	2.978.758
Custo Operacional	29	(1.754.369)	(1.953.058)
<b>Lucro Operacional Bruto</b>		<b>1.334.141</b>	<b>1.025.700</b>
Despesas Operacionais	30	(1.008.358)	6.957.416
<b>Resultado do Serviço de Energia Elétrica</b>		<b>325.783</b>	<b>7.983.116</b>
Resultado Financeiro	31	(683.743)	(119.424)
<b>Resultado antes dos Impostos</b>		<b>(357.960)</b>	<b>7.863.692</b>
Imposto de renda e contribuição social	32	(122.151)	(105.404)
<b>Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</b>		<b>(480.111)</b>	<b>7.758.288</b>
Lucro (Prejuízo) básico e diluído por ação		(0,0184)	0,2970

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

### DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 ( em milhares de reais )

	NOTA	2019	2018
Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		(480.111)	7.758.288
Resultados abrangentes			
Ganho/perda em benefícios pós-emprego	21	179.497	(308.050)
		179.497	(308.050)
<b>Resultado abrangente do exercício</b>		<b>(300.614)</b>	<b>7.450.238</b>

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

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

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

	CAPITAL SOCIAL	PREJUÍZOS ACUMULADOS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	TOTAL
<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>
Lucro líquido do exercício	-	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>
<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>
Prejuízo do exercício	-	(480.111)	-	(480.111)
Ganho em benefícios pós-emprego	-	-	179.497	179.497
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019</b>	<b>6.607.258</b>	<b>(4.217.626)</b>	<b>(387.547)</b>	<b>2.002.085</b>

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

### DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DOS EXERCÍCIOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 ( em milhares de reais )

ATIVIDADES OPERACIONAIS	31/12/2019	31/12/2018	ATIVIDADES OPERACIONAIS	31/12/2019	31/12/2018
<b>Resultado antes dos impostos</b>	<b>(357.960)</b>	<b>7.863.692</b>	Direito de uso - IFRS 16	(77.923)	-
<b>Ajustes na conciliação do lucro com o caixa gerado</b>			Outras variações nos ativos operacionais	18.029	(23.895)
Depreciação de ativo imobilizado	536.919	499.781	<b>Varição - acréscimo e (decréscimo) - nos passivos operacionais</b>	<b>(590.222)</b>	<b>(468.004)</b>
Depreciação de direito de uso - IFRS 16	23.327	-	Fornecedores	(344.846)	(6.746)
Baixas e outros ajustes de imobilizado	-	(3.582)	Impostos e taxas, exceto imposto de renda e contribuição social	25.061	(30.233)
Impairment do Imobilizado	462.122	(5.853.711)	Obrigações de folha de pagamento e provisão de férias	(15.220)	18.659
Contrato Oneroso	-	(1.388.843)	Pagamento de dívida à entidade de previdência privada	(4.405)	(4.250)
Amortização do intangível	15.271	5.843	Pagamento de IR e CSLL	(122.151)	(83.169)
Baixas e outros ajustes de intangível	-	369	Pagamento de PLR	(23.114)	(19.739)
Baixas e atualização monetária de depósito judicial	29.240	1.082	Pagamento de Incentivo de Desligamento	(11.592)	(30.774)
Consumo de matéria-prima	430.406	460.101	Pagamento de IOF e encargos de dívida	(614.563)	(524.872)
Variações monetárias e cambiais - fornec., perda transmissão e dif. de tarifa	17.199	85.452	Outras variações nos passivos operacionais	25.057	(139.448)
Varição monetária - financiamento	14.541	1.232	<b>Recursos provenientes das atividades operacionais</b>	<b>152.757</b>	<b>431.390</b>
Encargos - financiamentos e empréstimos	613.302	59.526	<b>ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO - acréscimo e (decréscimo)</b>		
Rendimentos do fundo para desmobilização de ativos	(119.006)	(158.191)	Empréstimos e financiamentos obtidos a longo prazo	432.374	175.900
Rendimentos dos títulos e valores mobiliários de curto prazo	(6.748)	(4.358)	Pagamento de financiamentos de natureza de curto prazo	(263.216)	(286.113)
Benefícios pós-emprego - provisão atuarial	4.320	(57.877)	Adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC)	700.000	-
Participação nos lucros e resultados	20.937	45.212	<b>Recursos provenientes das (aplicados nas) atividades de financiamentos e empréstimos</b>	<b>869.158</b>	<b>(110.213)</b>
Provisão de férias	-	(1.276)	<b>ATIVIDADES DE INVESTIMENTO - acréscimo e (decréscimo)</b>		
Provisão para plano de incentivo de desligamento	(10.410)	(23.470)	Aquisição de ativo imobilizado	(789.961)	(400.863)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6.197	146	Aquisição de ativo intangível	(9.920)	(12.312)
Ajuste a valor presente de obrigação para desmobilização de ativos	153.539	145.260	Aplicação em títulos e valores mobiliários	(1.353.452)	(934.382)
Ajuste a valor presente de obrigação com arrendamento mercantil	5.468	-	Resgate de títulos e valores mobiliários	1.136.319	1.029.121
Provisões para risco	(9.912)	43.578	<b>Recursos aplicados nas atividades de investimento</b>	<b>(1.017.014)</b>	<b>(318.436)</b>
<b>Varição - (acréscimo) e decréscimo - nos ativos operacionais</b>	<b>1.828.752</b>	<b>1.719.966</b>	<b>AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>4.901</b>	<b>2.741</b>
Cientes	(25.431)	(16.343)	- Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	3.805	1.064
Estoques	(494.280)	(498.346)	- Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	8.706	3.805
Impostos e taxas a recuperar - PASEP, COFINS, IRPJ, CSLL e outros	(7.549)	81.513	<b>AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>4.901</b>	<b>2.741</b>
Cauções e depósitos vinculados	(3.068)	(10.933)			

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

### NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 (em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

#### NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A ELETOBRAS TERMONUCLEAR S.A. - ELETRONUCLEAR, (denominada "ELETRONUCLEAR" ou "Companhia"), Companhia de capital fechado, controlada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETOBRAS, 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 - MME. 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 Previsão	Decreto Nº 75.870 de 13/06/75	Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Em fase de construção	

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

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\$ 674.316 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 684.365, negativo, em 31 de dezembro de 2018). As tratativas podem ser observadas na nota 4.1d.

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

##### Declaração de Conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia são preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro - IFRS's emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os pronunciamentos, interpretações e orientações expedidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovado pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC e as disposições contidas na legislação societária brasileira.

##### a) Base de preparação

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

As estruturas demonstrações financeiras foram aprovadas pela Diretoria Executiva em 30 de março de 2020.

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.

#### Moeda funcional e de apresentação

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 funcional da Companhia estão apresentadas abaixo:

Moeda	Nome	País	Taxa Final		Taxa Média	
			31/12/2019	31/12/2018	2019	2018
USD	Dólar Americano	Estados Unidos	4,0307	3,8748	3,9461	3,6558
EUR	Euro	União Europeia	4,5305	4,4390	4,4159	4,3094

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

A Companhia adotou as normas do IFRS 16/CPC 06 (R2) – Arrendamentos e ICPC 22/IFRIC23 – Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro que entraram em vigor a partir de 01 de janeiro de 2019.

##### (i) CPC 06/IFRS 16 – 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) - 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.

A adoção inicial do CPC 06(R2)/IFRS 16 foi em 01 de janeiro de 2019 numa abordagem retrospectiva modificativa, com uma taxa incremental de 8,82% a.a.

##### (ii) CPC 22/IFRIC23 – Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

Esta interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando há incerteza sobre os tratamentos do imposto de renda sobre o lucro. A interpretação requer que a Companhia determine se posições fiscais incertas são avaliadas separadamente ou como um grupo; e avalie se é provável que a autoridade fiscal aceite a utilização de tratamento fiscal incerto, ou proposta de utilização pela Companhia. Em caso positivo, a entidade deve determinar sua posição fiscal e contábil em linha com o tratamento fiscal utilizado ou a ser utilizado nas suas declarações de imposto de renda. Em caso negativo, a Companhia deve refletir o efeito da incerteza na determinação da sua posição fiscal e contábil. A Companhia avaliou os requerimentos da norma e não identificou impacto quando da sua adoção em 01 de janeiro de 2019.

#### 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, tais 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 Caixa – UGC's foram determinados com base em cálculos do valor em uso, efetuados com base em estimativas (nota 14c).

##### d) Depreciação Acelerada

A Companhia registra depreciação acelerada sobre o bem cujo término da vida útil supera a data da licença de operação das Usinas Angra 1 e Angra 2.

##### e) Consumo de Combustível Nuclear

A Companhia efetua um acompanhamento mensal do desempenho dos elementos combustíveis e registra o consumo (amortização) com base no saldo residual e na queima acumulada mensalmente, dos elementos combustíveis que compõem o núcleo do reator.

#### 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 não foram capitalizados no ativo imobilizado em 2019 tendo em vista os reduzidos avanços físicos no empreendimento Angra 3.

#### 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. Ele deve ser, 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 valor justo 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 nessa 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 valor justo por meio de outros resultados abrangentes - VJORA estão com problemas de recuperação. Um ativo financeiro possui "problema 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 é deduzida do valor contábil bruto dos ativos e debitada no resultado.

O novo modelo de *impairment* aplica-se aos ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado, ativos contratuais e instrumentos de dívida mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes - VJORA, mas não se aplica aos investimentos em instrumentos patrimoniais (ações).

A mensuração das provisões para perdas é feita 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 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 líquido.

Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, tais créditos são classificados no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentados 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\$ 65.993 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 145.836 em 31 de dezembro de 2018).

No ano de 2018 ocorreram duas paradas programadas para reabastecimento e manutenção: 1P24 (Angra 1, de 27/10/2018 a 02/12/2018) e 2P14 (Angra 2, de 17/02/2018 a 19/03/2018). No ano de 2019, conforme cronograma da Operação, ocorreu somente um evento de parada programada, a 2P15, de Angra 2, que aconteceu no período de 22/04/2019 a 22/05/2019.

#### 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 a 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, uniformemente ao método linear baseado na vida útil estimada dos itens. A depreciação é geralmente reconhecida no resultado. 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 de agosto de 2015 (DOU de 18 de agosto de 2015 e 07 de dezembro de 2015 retificação) e na Resolução Normativa Aneel Nº 529 de 21 de dezembro de 2012 (DOU de 28 de dezembro de 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 dezembro de 2024 e junho de 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\$ 98.764 em 2019.

##### (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 substituídas 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, líquidas" 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. Em 2019, a Companhia revisou esse procedimento e concluiu que o Projeto Angra 3 não mais se enquadraria como um ativo qualificável para a capitalização dos custos com empréstimos e financiamentos, tendo em vista os reduzidos avanços físicos no empreendimento (nota 14 g).

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

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes de impostos, a qual 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 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 e 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 retornado 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 Eletronuclear 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 do passivo para descomissionamento.

Mensurada 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 descontinuação 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**

**(i) 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 Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, detalhadas na Nota 14d.

Este conjunto e normatividade 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 a eventuais intercorrências que o funcionamento das suas usinas possa causar ao meio ambiente. Para isso investiu no aprimoramento contínuo de suas atividades, adotando vários instrumentos e ferramentas de gestão ambiental que minimizem os riscos ambientais e sociais, dentre os quais se destacam:

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

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

**(ii) 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.

**NOTA 4 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCO**

As descrições dos saldos contábeis por categoria dos instrumentos financeiros incluídos nas demonstrações financeiras estão identificadas a seguir:

DESCRIPTIVO	Mensuração	31/12/2019		31/12/2018	
		Valor Contábil		Valor Contábil	
<b>Ativos financeiros mensurados pelo Custo Amortizado</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	Custo Amortizado	8.706		3.805	
Cepites	Custo Amortizado	400.984		375.553	
Depósitos Judiciais	Custo Amortizado	72.312		98.484	
<b>Ativos financeiros mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>					
Títulos e Valores Mobiliários	Valor Justo por meio do Resultado	1.325.879		982.992	
<b>Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado</b>					
Fornecedores	Custo Amortizado	843.466		1.171.113	
Financiamentos e empréstimos	Custo Amortizado	8.749.228		8.566.790	
Adiantamento Futuro Aumento de Capital	Custo Amortizado	700.000		-	

**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, 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 de risco, 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 esses riscos, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno, a saber:

**a.1) Risco de taxa de câmbio**

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

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

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

MOEDA	MOEDA ESTRANGEIRA	SALDO REAL EM 31/12/2019	CENÁRIO I (PROVÁVEL)	CENÁRIO II (+25%)	CENÁRIO III (+50%)
			GANHO ESTIMADO	PERDA ESTIMADA	PERDA ESTIMADA
Euro	(67.249)	(304.672)	1.379	(74.445)	(150.268)
Dólar Americano	(5.981)	(24.108)	4	(6.027)	(12.048)
TOTAL		(328.780)	1.383	(80.467)	(162.315)

MOEDA	CENÁRIO I	CENÁRIO II (+25%)	CENÁRIO III (+50%)
	Tx. de câmbio	Tx. de câmbio	Tx. de câmbio
Euro	4,51	5,64	6,77
Dólar Americano	4,03	5,04	6,05

**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 Índice 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 Eletronuclear, 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, foi reduzida para 5,57% a.a. para o quarto trimestre de 2019. 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% a.a. 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 11,5% do montante dos empréstimos e financiamentos contratados pela ELETRONUCLEAR estão indexados à taxa *DI-Over*, divulgada pela Brasil Bolsa Balcão - B3, que registrou redução durante o quarto trimestre de 2019 (6,11% a.a.) quando comparado com o terceiro trimestre de 2019 (6,31% a.a.), refletindo a redução dos juros básicos da economia brasileira (Taxa Selic), que saiu de 5,40% a.a. para 4,40% a.a., conforme as decisões do Comitê de Política Monetária - COPOM, do Banco Central, que reduziu a meta da Taxa Selic (5,50% para 4,25%) nas reuniões realizadas em outubro e dezembro de 2019. As taxas utilizadas nos contratos de financiamento junto à Eletronuclear compreendem a taxa acumulada dos últimos 12 meses e não a taxa *DI-Over* pura do mês. Dessa forma, mesmo tendo ocorrido redução na taxa *DI-Over* no trimestre findo em dezembro de 2019, a taxa utilizada pela Eletronuclear não reflete esta alteração imediatamente, sendo esta queda suavizada ao longo do tempo. Além disso, a taxa utilizada no cálculo dos juros do mês é defasada em 1 mês. Os prazos de vencimento dos contratos indexados à esta taxa são mais curtos que os demais contratos de financiamento da Companhia. Além disso, apenas 0,2% da dívida total contratada está indexada à SELIC. Outra fração de aproximadamente 3,4% do total da dívida da ELETRONUCLEAR está indexada ao Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

Segue abaixo a exposição total do risco de juros:

FINANCIAMENTO E EMPRÉSTIMOS	Moeda	Indexador	Taxa Efetiva	31/12/2019		31/12/2018	
				Principal	Juros *	Principal	Juros *
<b>ANGRAS 1 e 2:</b>							
ELETRONUCLEAR - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	R\$	UFIR	5,00%	233.220	56.839	267.381	74.450
ELETRONUCLEAR - PSPE - ECF 3278	R\$	Taxa DI-Over	7,23%	39.157	10.118	39.157	12.221
ELETRONUCLEAR - PSPE - ECR 286	R\$	Taxa DI-Over	7,23%	124.739	24.884	124.738	28.922
ELETRONUCLEAR - PAE - ECF 3347	R\$	IPCA	7,83%	31.535	657	30.756	640
ELETRONUCLEAR - Capital de Giro - ECF 3367	R\$	Taxa DI-Over	8,00%	120.000	4.752	120.000	6.925
ELETRONUCLEAR - Capital de Giro - ECF 3370	R\$	Taxa DI-Over	8,00%	50.000	1.980	50.000	4.028
ELETRONUCLEAR - Capital de Giro - ECF 3374	R\$	Taxa DI-Over	8,00%	167.142	6.619	-	-
FURNAS - Instrumento de Confissão de Dívida	R\$	IPCA	7,60%	266.852	126.379	-	-
<b>ANGRA 3:</b>							
ELETRONUCLEAR - RGR - ECF 2878	R\$	UFIR	5,00%	537.300	268.426	567.013	298.863
ELETRONUCLEAR - ECR 286	R\$	Taxa DI-Over	7,23%	246.456	49.176	246.456	57.155
ELETRONUCLEAR - ECF 3341	R\$	Taxa DI-Over	11,55%	152.195	60.869	152.195	67.599
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	R\$	TJLP	7,28%	3.452.901	2.394.000	3.546.469	2.805.668
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	R\$	SELIC	7,32%	7.858	171	12.096	449
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	R\$	SELIC	7,44%	11.053	365	14.899	751
CEF - Nº 0410.351-27/13	R\$	Sem indexador	6,50%	3.204.663	2.301.299	3.291.473	2.511.740
TOTAL				8.749.228	5.348.190	8.566.790	5.915.703

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

## b) Risco de crédito

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

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

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

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

Não houve registro de inadimplência por parte das distribuidoras em 31 de dezembro de 2019.

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

PRINCIPAIS CONTAS SUJEITAS A RISCO DE CRÉDITO		
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 31/12/2019	SALDO EM 31/12/2018
Caixa e equivalentes de Caixa	8.706	3.805
Cientes - Venda de Energia	400.984	375.553
Títulos e Valores Mobiliários	1.325.879	982.992
<b>TOTAL</b>	<b>1.735.569</b>	<b>1.362.350</b>

CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA 2019		
COMPOSIÇÃO		SALDO
1	Banco	8.706
<b>TOTAL</b>		<b>8.706</b>

CLIENTES 4º TRIMESTRE DE 2019				
CONCESSIONÁRIAS	FATURAMENTO	PARCELA VARIÁVEL	TOTAL	ATRASO EM DIAS
1 AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	5.128	1.944	7.072	-
2 AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	8.600	3.261	11.861	-
3 CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	5.278	2.001	7.280	-
4 CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.	14.723	5.583	20.306	-
5 CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	9.804	3.718	13.521	-
6 CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	22.431	8.505	30.937	-
7 CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S.A	1.474	51	184	-
8 CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S.A.	234	938	3.412	-
9 CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ	5.971	2.264	8.234	-
10 COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	743	282	1.025	-
11 COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	834	316	1.150	-
12 COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	13.273	5.033	18.306	-
13 COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS	2.823	1.070	3.894	-
14 COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	9.145	3.468	12.612	-
15 COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	8.198	3.109	11.307	-
16 COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	4.500	1.706	6.206	-
17 COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ	2.461	933	3.395	-
18 COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	3.904	1.480	5.384	-
19 COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	6.850	2.597	9.447	-
20 COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	94	36	130	-
21 COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	270	102	372	-
22 COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	2.101	797	2.898	-
23 COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	19.683	7.463	27.146	-
24 COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	8.256	3.131	11.386	-
25 COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.	20.552	7.793	28.345	-
26 DME DISTRIBUIÇÃO S.A.	358	136	493	-
27 DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA IJUÍ	107	41	148	-
28 EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	5.498	2.085	7.583	-
29 EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	8.426	3.195	11.621	-
30 ELEKTRO REDES S.A.	11.097	4.208	15.304	-
31 ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.	33.962	12.878	46.839	-
32 EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A.	281	107	387	-
33 ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	595	226	821	-
34 ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	5.414	2.053	7.467	-
35 ENERGISA MATO GROSSO DO SUL S.A.	3.666	1.390	5.057	-
36 ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	1.012	384	1.396	-
37 ENERGISA PARAIBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	3.135	1.189	4.324	-
38 ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	2.241	850	3.091	-
39 ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	3.063	1.162	4.225	-
40 ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	1.527	579	2.106	-
41 FORÇA E LUZ CORONEL VÍVIDA LTDA.	43	16	59	-
42 IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.	180	68	249	-
43 LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	18.269	6.927	25.197	-
44 MUXFELDT, MARIN & CIA. LTDA.	50	19	68	-
45 NOVA PALMA ENERGIA LTDA.	63	24	87	-
46 RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	13.523	5.128	18.650	-
<b>TOTAL</b>	<b>290.740</b>	<b>110.244</b>	<b>400.984</b>	-

## c) Risco de liquidez

Risco de liquidez é o risco de a Companhia encontrar dificuldades em cumprir com as obrigações associadas a seus passivos financeiros que são liquidados com pagamentos à vista com outro ativo financeiro. A abordagem da administração 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 de administração da Companhia estão descritos na nota 4.1 d, que inclui dentre outras, a necessidade de suporte financeiro da administração.

### - 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 0,65 em 31 de dezembro de 2019 (0,63 em 31 de dezembro de 2018) e

- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto e de longo prazo, revela um índice de liquidez geral de 0,24 em 31 de dezembro de 2019 (0,23 em 31 de dezembro de 2018).

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, aprovada internamente até a data base de 31 de dezembro de 2019, tem como cronograma o início de geração de receita a partir de 30 de novembro de 2026 (nota 14 g).

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 (até 31.12.2019) (ii)	Entre um e dois anos (ii)	Entre dois e cinco anos (ii)	Acima de cinco anos (ii)
Em 31 de dezembro de 2018 (i)				
- Empréstimos	1.174.183	976.439	2.708.367	9.587.372
- Fornecedores (iii)	1.007.201	164.095	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>2.181.201</b>	<b>1.140.534</b>	<b>2.708.367</b>	<b>9.587.372</b>
Em 31 de dezembro de 2019 (i)				
- Empréstimos	1.350.745	956.166	2.826.430	8.939.570
- Fornecedores (iii)	843.466	-	-	-
- Adiantamento Futuro Aumento de Capital	-	700.000	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.350.745</b>	<b>1.656.166</b>	<b>2.826.430</b>	<b>8.939.570</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 em uso do empreendimento em função da revisão tarifária estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE na Resolução, CNPE Nº 14, de 09 de outubro de 2018 - DOU de 23 de outubro de 2018 e demais alterações no empreendimento.

## 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 quiteção 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 do Procedimento de Regulação Tarifária - PRORET: Módulo 6, Submódulo 6.7, com reajustes anuais e revisões de quinzenais. A receita fixa de 2019 foi definida pela Resolução Homologatória nº 2.509 de 18 de dezembro de 2018 - DOU 26 de dezembro de 2018, no montante de R\$ 3.409.964.

Salienta-se que, conforme regras de comercialização das energias das Usinas 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.

O principal insumo na geração de energia elétrica de fonte termonuclear é o combustível nuclear, insumo este fornecido no Brasil única e exclusivamente pelas Indústrias Nucleares do Brasil S.A. - INB, empresa estatal de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que, em nome da União, exerce no Brasil o monopólio da produção e comercialização de materiais nucleares, dentre eles, os elementos combustíveis utilizados nos reatores das Usinas Angra 1 e 2.

Em 17 de fevereiro de 2020, a Companhia foi notificada pela INB, por meio da correspondência CE PR-021/20, sobre o risco de interrupção do fornecimento de elementos combustíveis, em face das suas graves dificuldades orçamentárias, e que, em última análise, poderia vir a comprometer a entrega contratada pela ELETRONUCLEAR para a próxima recarga programada para 2021 (17ª recarga de Angra 2).

Considerando os riscos de descontinuidade de operação das Usinas Angra 1 e 2, e também do compromisso e da importância que o fornecimento de energia elétrica da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA tem no âmbito do Sistema Interligado Nacional - SIN, a administração da ELETRONUCLEAR tem submetido esses riscos aos diversos órgãos a quem está subordinada, no intuito de serem superadas estas ameaças de desabastecimento.

Atualmente, as Indústrias Nucleares do Brasil - INB, por questões legais, é considerada uma estatal dependente para fins de elaboração do orçamento da União. Nesse sentido, a INB tem apontado que os valores aprovados em seu orçamento fiscal, ao qual tem sido submetida, têm implicado a mesma em riscos a manutenção de sua adimplência contratual para com a ELETRONUCLEAR, o que implica em dizer, em última análise, e embora de probabilidade reduzida, numa eventual possibilidade de não fornecimento de nossos insumos ao processo de geração de energia elétrica, que seriam os elementos combustíveis por ela fabricados.

Como forma de superar estes entraves, a ELETRONUCLEAR e INB estão em fase de negociação de um novo contrato de fornecimento de elementos combustíveis, o qual abrangeria 5 (cinco) recargas para cada uma das Usinas atualmente em operação (Angra 1 e Angra 2) a partir de 2021, onde as dificuldades orçamentárias estão sendo discutidas conjuntamente as respectivas alçadas de governança competentes, estando nelas incluídas o Ministério de Minas e Energia - MME e o Ministério da Economia - ME, com o intuito de viabilizar a promoção de um significativo reajuste de preço de fornecimento dos elementos combustíveis, a fim de que a INB passe a reunir condições fiscais sustentáveis para a sua eliminação da condição orçamentária de uma "estatal dependente", o que garantiria a segurança de suas operações e por consequência no cumprimento de seu contrato para com a ELETRONUCLEAR, eliminando, assim, o risco de a INB não produzir as recargas contratadas pela ELETRONUCLEAR por restrições orçamentárias.

A Eletrobras, controladora da ELETRONUCLEAR, conjuntamente ao Ministério de Minas e Energia - MME têm realizado gestões junto ao Ministério da Economia no intuito de superar as dificuldades orçamentárias ora vivenciadas pela INB.

Assim considerando, exceto pelos fatos acima mencionados, em razão de descontinuidade da ELETRONUCLEAR, não haver nenhuma outra 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 de dezembro de 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 de outubro de 2018 - DOU de 23 de outubro de 2018.

A mencionada resolução aprovou o relatório elaborado pelo Grupo de Trabalho instituído pela Resolução nº 7, de 05 de junho de 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 significativamente 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 da 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 visando o equacionamento das condições necessárias à plena retomada e conclusão do empreendimento.

Desde 2016, a ELETRONUCLEAR vem buscando assessoria de consultorias especializadas visando à conclusão de Angra 3. Foram elas:

- (i) Deloitte Consultores - Para auditar o status das obras civis e verificar irregularidades apresentadas pelo Tribunal de Contas da União - TCU por meio de Relatório de Fiscalização (TC nº. 002.651/2015-7), bem como efetuar uma análise da estimativa dos custos relacionados ao cancelamento das obras de implantação da usina, bem como da estimativa de custos para sua conclusão ("Cost to Complete"), foi contratada a Deloitte Consultores. Foi analisada a procedência das constatações do TCU, bem como estudos de mecanismos de ajustamentos de ações em ressarcimentos e eventuais prejuízos identificados. Já a ornamentação de Angra 3 foi estruturada em rubricas de diversas disciplinas e áreas envolvidas na construção da obra. Foi desenvolvido um modelo econômico-financeiro do projeto, contemplando as projeções financeiras na data base de 30 de junho de 2016. O custo total estimado de cancelamento da Usina Termonuclear - UTN Angra 3 considerou o custo de desmobilização das obras já existentes, a multa rescisória do contrato de comercialização e o custo financeiro de liquidação dos empréstimos vigentes;
- (ii) Alvarez & Marsal - Tomando como base os relatórios da Deloitte, foi contratada uma consultoria especializada na estruturação de empresas, com conhecimento na avaliação da construção e operação de usinas nucleares, a Alvarez & Marsal, para realizar os estudos econômico-financeiros necessários para viabilizar uma parceria que atenda questões operacionais e financeiras de acordo com a visão societária definida pela Companhia e assessorá-la no processo de retomada do empreendimento, incluindo assessoria no pleito de revisão tarifária de Angra 3 e a estruturação financeira operacional com um parceiro, provavelmente internacional. Foram avaliados diversos cenários e modelos de negócio.
- (iii) Veirano Advogados - Para analisar a legalidade da possível estrutura societária do negócio e do ambiente regulatório dos cenários estudados pela Alvarez & Marsal, bem como do modelo de efetivação da parceria em avaliação, foi contratado o Veirano Advogados, uma consultoria jurídica especializada em direito societário, com vasta experiência no setor elétrico.

A conclusão das obras da Usina de Angra 3 em condições sustentáveis de uma nova estruturação financeira, dado o montante de investimentos ainda a realizar, da ordem de R\$ 15 bilhões (não auditado).

Atualmente, 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.

Uma das grandes questões que precisava ser sanada para que fosse possível prosseguir rumo à conclusão do 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.

Para tentar solucionar essa questão, 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 Empresa de Pesquisa Energética - EPE, da Eletrobras, da ELETRONUCLEAR e do Gabinete de Segurança Institucional - GSI, visando elaborar, em 60 dias, um documento propondo e justificando a revisão da tarifa de Angra 3 e as medidas necessárias para conclusão do projeto. A versão final do documento foi concluída em setembro de 2018.

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 do CNPE, ocorrida no dia 09 de outubro de 2018, que apreciou as considerações do referido Grupo de Trabalho. Tal resolução determinou a aprovação do valor de referência para o preço de energia de Angra 3, de R\$ 480,00/MWh (base julho de 2018), conforme calculado pela Empresa de pesquisa Energética - EPE, bem como remeter ao Conselho do Programa de Parceria de Investimento a avaliação dos três modelos propostos pelo Grupo de Trabalho para a viabilização de Angra 3 por meio de participação de investidor privado (societária, não societária e sociedade de propósito específico - SPE), e definição do modelo de negócio e processo competitivo mais adequados.

Essa revisão tarifária foi fundamental, pois, além de dar condições para a renegociação da dívida, restabeleceu a atratividade do projeto, fortalecendo o interesse dos eventuais parceiros.

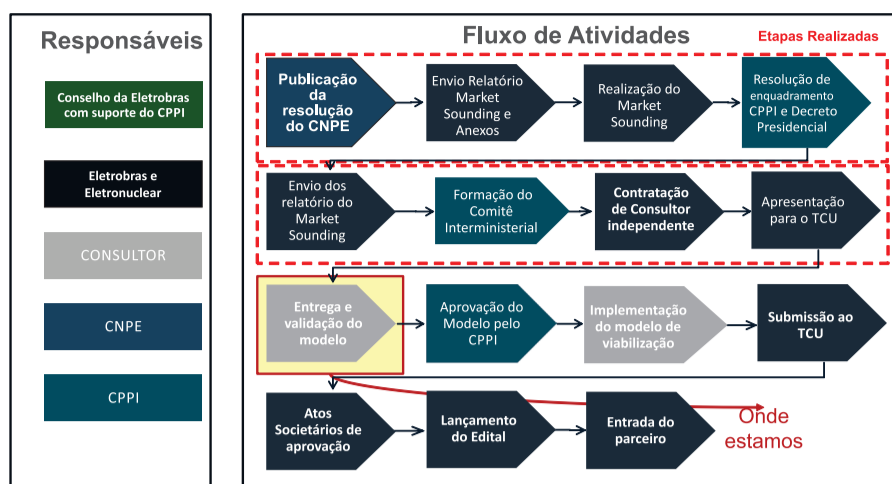
Desde outubro de 2018, vem ocorrendo reuniões entre a Secretaria Especial do Programa de Parcerias e Investimentos- SPPI e a ELETRONUCLEAR, que tomou conhecimento de todo material referente à conclusão de Angra 3 produzido pelas consultorias contratadas pela Companhia, entre outros.

Conforme orientação do Conselho de Programa de Parcerias de Investimentos - CPPI, a ELETRONUCLEAR realizou, em maio e junho de 2019, o processo de Market Sounding junto aos potenciais parceiros, detentores e proprietários de tecnologia de usinas nucleares à água pressurizada (PWR), com experiência em construção e comissionamento de usinas nucleares e atuação internacional no setor nuclear. Após convites e confirmações de interesse em participar desta etapa, as empresas que participaram deste processo foram: Électricité de France - EDF e Framatome (ambas da França), Rosatom State Atomic Energy Corporation (Rússia), China National Nuclear Corporation - CNNC e Sinate Nuclear Power Technology SNTPTC (ambas chinesas), Korea Electric Power Corporation - KEPCO (Coreia) e Westinghouse (EUA). Os potenciais parceiros enviaram seus questionamentos sobre o documento recebido e suas considerações sobre os modelos propostos, que foram apresentadas durante reuniões individuais com cada potencial parceiro interessado na viabilização de Angra 3. O relatório com os resultados do processo foi encaminhado à Eletrobras, MME e CPPI em julho de 2019. É importante ressaltar que grande parte dessas empresas já visitaram o sítio e estabeleceram Memorandos de Entendimento com a ELETRONUCLEAR para troca de informações sobre o Projeto.

Em 16 de julho de 2019, foi publicado o Decreto Presidencial nº 9915/2019 que qualificou Angra 3 no Programa de Parceria de Investimentos - PPI. O mesmo decreto criou um Comitê Interministerial para conduzir o processo de definição do modelo de negócio a ser efetivamente adotado. O Comitê é formado por representantes do Ministério de Minas e Energia, Ministério da Economia, do PPI e do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República. O parágrafo único do Artigo 2º do aludido decreto presidencial, prevê que a ELETRONUCLEAR contrate estudos independentes, para suportar a decisão final do CPPI, na seleção do modelo.

Em 25 de outubro de 2019, foi assinado o contrato com o BNDES para a estruturação do modelo jurídico, econômico e operacional junto à iniciativa privada para a construção, manutenção e exploração de Angra 3. O escopo do trabalho inclui a avaliação independente do trabalho de modelagem realizado pela ELETRONUCLEAR anteriormente, conjuntamente com a Alvarez & Marsal, e recomendação sobre modelo de negócios mais adequado a ser adotado para a conclusão de Angra 3, bem como estruturação, condução e conclusão do processo de seleção de um parceiro e dos atos contratuais decorrentes.

Desde então o BNDES tem se reunido periodicamente com a ELETRONUCLEAR, Eletrobras, MME e outras instâncias. A minuta do relatório com os resultados da fase 1, com a indicação do modelo, foi entregue em janeiro de 2020. Depois de validado pela ELETRONUCLEAR e Eletrobras, o relatório será encaminhado para o Comitê Interministerial e o CPPI para aprovação do modelo mais adequado e, em seguida, a ELETRONUCLEAR e Eletrobras darão prosseguimento ao processo competitivo para seleção do parceiro para conclusão de Angra 3, via BNDES, conforme exibido no fluxo de atividades a seguir:



A retomada de alguns contratos de fornecimento de Angra 3 é outro ponto crucial para o cumprimento do cronograma de conclusão da usina, por isso, em outubro de 2018, foi assinado um novo contrato com o escritório Veirano Advogados, de prestação de serviços de assistência jurídica no processo de retomada dos contratos de fornecimento de Angra 3, bem como a análise de acordos internacionais com países de potenciais parceiros, entre outras análises que suportarão a seleção do parceiro.

Em paralelo, no segundo semestre de 2019, foi iniciado um estudo visando o planejamento de atividades para atendimento e viabilização da linha crítica do projeto, de forma a garantir o início de operação comercial em 2026, conforme cronograma vigente do empreendimento. Para tal, a ELETRONUCLEAR vem buscando recursos extraordinários junto à Eletrobras, entre 2020 e 2024, que permitiriam que algumas contratações fossem realizadas para atender às atividades prioritárias do cronograma do Projeto, minimizando os impactos na data de início de operação comercial de Angra 3.

Em que pesem as necessidades para a viabilidade de conclusão do empreendimento "Angra 3" estejam endereçadas no mais alto nível da administração governamental, por meio de esforços conjuntos do poder executivo e coordenados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, a Companhia tem, juntamente a sua holding (Eletrobras), buscado alternativas para mitigar os riscos de liquidez de curto prazo, sendo estas alternativas alcançadas por meio de alívios no seu fluxo de caixa, sob a forma de manutenção de suspensões de pagamentos de amortizações em contratos de financiamentos junto à própria Eletrobras, bem como também na possibilidade de obtenção de novos aportes de sua holding, conforme observado na nota 25.

#### 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 beneficiar às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

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 sumarizados:

ÍNDICE DE ALAVANCAGEM FINANCEIRA		
DESCRIPTIVO	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Total dos financiamentos e empréstimos (Nota 17a)	8.749.228	8.566.790
(-) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5a)	(8.706)	(3.805)
(-) Títulos e val. mobiliários de curto prazo (Nota 5b)	(103.486)	(85.145)
Dívida líquida	8.637.036	8.477.840
Total do patrimônio líquido	2.002.085	2.302.699
Total do capital total	10.639.121	10.780.539
Índice de alavancagem financeira - %	0,81	0,79

#### 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.

#### 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 2019, a classificação por Nível Hierárquico apresenta-se da seguinte forma para os instrumentos financeiros valorizados a valor justo:

DESCRIPTIVO	INSTRUMENTOS FINANCEIROS				
	R\$ MIL				
	Nível 1		Nível 2		Total
Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil		
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
Títulos e valores mobiliários de curto prazo	103.486	103.486	-	-	103.486
Títulos e valores mobiliários de longo prazo	1.222.393	1.222.393	-	-	1.222.393
Total de ativos em 31/12/2019	1.325.879	1.325.879	-	-	1.325.879

#### 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 - CEF, do Banco do Brasil S.A - BB, 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 BB e na CEF por força contratual. Estão aplicados em Extramercado FAE - Fundo de Investimento em Renda Fixa, que oferece liquidez diária e são compostas, principalmente, de títulos do governo brasileiro e certificados de depósitos bancários. O fundo de investimento possui possibilidade de resgate com liquidez imediata e sem carência.

#### a) Caixa e equivalentes de caixa

CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Caixa e bancos	8.706	3.805
SALDO	8.706	3.805

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

TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Investimento em renda fixa:		
* BB Extramercado FAE 2	103.486	85.042
** Fundo de Investimento Caixa Extramercado VI IRF-M 1 RF: FINANCIAMENTO	-	103
TOTAL	103.486	85.145

\* Rentabilidade no ano de 2019: 6,85% e 6,85% nos últimos 12 meses

\*\* Rentabilidade no ano de 2018: 6,88% e 7,12% nos últimos 12 meses

Em 2019, houve aplicação em títulos e valores mobiliários de curto prazo no valor de R\$ 1.119.866, rendimento bruto de R\$ 6.748 e resgate de recursos, incluso IRRF e pagamento de IOF, no montante de R\$ 1.108.273.

#### NOTA 6 - CLIENTES

CLIENTES - CONTAS A RECEBER		
BALANÇO	R\$ MIL	
	Ativo Circulante 31/12/2019	Ativo Circulante 31/12/2018
Energia contratada	284.112	276.371
Inadimplência	-	11.377
Desvio positivo 2017	-	8.265
Desvio positivo 2018	6.628	79.540
Desvio positivo 2019 - CP	101.057	-
Desvio positivo 2019 - LP	9.187	-
TOTAL	400.984	375.553

- 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 de dezembro de 2019, não há histórico de inadimplência, razão pela qual não foi constituída Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD.
- No quarto trimestre de 2019, foi apurado um desvio positivo no valor total de R\$110.244, sendo R\$ 101.057 no curto prazo e R\$ 9.187 no longo prazo, para faturamento em doze parcelas iguais a partir do mês de fevereiro de 2020. Em 31 de dezembro de 2019, o saldo a receber das distribuidoras participantes do Sistema Interligado Nacional - SIN, referente ao desvio positivo apurado no exercício de 2018, foi de R\$ 6.628.
- O desvio positivo (reembolso) de R\$110.244, provisionados em 31 de dezembro de 2019, 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 Preço de Liquidação das Diferenças - PLD médio para o ano de 2019 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 2020.

#### NOTA 7 - IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS - ATIVO

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
IRRF sobre aplicações financeiras	70	-
PARSE e COFINS	187	-
IRAF e CSLLRF Exercício Anterior	-	717
Saldo de antecipações de IRPJ	6.192	-
Saldo de antecipações de CSLL	2.158	-
IRPJ de exercícios anteriores	3.468	5.729
CSLL de exercícios anteriores	1.331	1.800
Créditos fiscais PASEP e COFINS	1.443	-
PASEP e COFINS Compensáveis Recolhidos a maior	19.165	18.219
Outros	18	18
TOTAL	34.032	26.483

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

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

COMBUSTÍVEL NUCLEAR		
BALANÇO	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Concentrado de urânio	204.116	187.394
Elementos prontos	3.717.017	5.584.845
Serviços em curso	384.623	267.908
Consumo Acumulado	(2.926.379)	(4.701.099)
TOTAL	1.379.377	1.339.048
Ativo circulante	538.827	510.638
Ativo não circulante	840.550	828.410
TOTAL	1.379.377	1.339.048

A movimentação do estoque de combustível nuclear está apresentada a seguir:

MOVIMENTAÇÃO DOS ELEMENTOS PRONTOS						
BALANÇO	R\$ MIL					
	SALDO EM 31/12/2018	REGARGA TOTALMENTE AMORTIZADA	ADIÇÃO	CRÉDITO FISCAL *	BAIXA	SALDO EM 31/12/2019
Ativo circulante	510.638	-	28.189	-	-	538.827
Ativo não circulante	5.074.207	(2.205.126)	341.641	(32.532)	-	3.178.190
TOTAL BRUTO	5.584.845	(2.205.126)	369.830	(32.532)	-	3.717.017
Consumo acumulado	(4.701.099)	2.205.126	-	-	(430.406)	(2.926.379)
VALOR LÍQUIDO	883.746	-	369.830	(32.532)	(430.406)	790.638

\* Crédito fiscal de PIS/Cofins sobre insumo elemento de combustível nuclear

MOVIMENTAÇÃO DO CONCENTRADO E SERVIÇOS EM CURSO				
BALANÇO	R\$ MIL			
	SALDO EM 31/12/2018	ADIÇÃO	TRANSFERÊNCIA P/ ELEMENTO PRONTO	SALDO EM 31/12/2019
Concentrado de urânio	187.394	133.704	(116.982)	204.116
Serviços em curso	267.908	369.563	(252.848)	384.623
TOTAL	455.302	503.267	(369.830)	588.739

#### NOTA 9 - ALMOXARIFADO

Em 31 de dezembro de 2019, o saldo do almoxarifado é composto por materiais utilizados para consumo das usinas, no montante de R\$ 83.985 (R\$ 61.771 em 31 de dezembro de 2018) no curto prazo, assim como, os adiantamentos efetuados a fornecedores para a aquisição dos correspondentes materiais, no montante de R\$18.248 (R\$ 16.917 em 31 de dezembro de 2018), totalizando R\$ 102.233 (R\$ 78.688 em 31 de dezembro de 2018).

#### NOTA 10 - OUTROS ATIVOS

OUTROS ATIVOS	R\$ MIL		R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE	ATIVO NÃO CIRCULANTE	ATIVO CIRCULANTE	ATIVO NÃO CIRCULANTE
Prêmios de seguros	17.973	17.014	-	-
Partes relacionadas (a)	28.915	51.903	1.289	1.289
Adiantamentos a fornecedores	3.195	4.887	-	-
INEPAR - multa contratual	4.141	4.141	-	-
Desativações em curso	(3.323)	(3.323)	-	-
Devedores diversos	35.885	30.032	-	-
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(22.956)	(16.759)	-	-
TOTAL	63.830	87.895	1.289	1.289

a)Veja detalhes sobre as transações com partes relacionadas na nota 34.

#### NOTA 11 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS DE LONGO PRAZO - FUNDO PARA O DESCOMISSONAMENTO

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 inclusão, 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 24.

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 2019, o valor fixado para depósito foi o montante R\$ 172.640.

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 2. A titularidade deste fundo pertence à Eletrobras conforme determinado pelo CNPE.

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

FUNDO DE DESCOMISSONAMENTO		
DESCRIPTIVO	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Conta Corrente	46	-
Dólar Comercial Futuro	(6.869)	(3.333)
LTN	4.282	688.312
NTNF	149.451	63.009
Títulos Públicos	993.830	-
Operações Compromissadas	81.678	149.880
Outros	(25)	(21)
TOTAL	1.222.393	897.847

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 31 de dezembro de 2019, o fundo para descomissionamento, Títulos de Valores Mobiliários - TVM de longo prazo, apresenta ganho financeiro de R\$ 119.006 (nota 31), (ganho financeiro de R\$ 158.191 em 31 de dezembro de 2018), em função da carteira do Fundo Financeiro do Banco do Brasil para descomissionamento conter título público vinculado à variação da moeda dólar norte-americano. Em 2019, foram aplicados R\$233.586 no fundo para descomissionamento (R\$ 172.640 referentes aos recolhimentos mensais, R\$ 9.654 referentes aos recolhimentos adicionais e R\$ 51.292 referentes à reposição pela Eletronuclear do IRRF sobre os rendimentos de anos anteriores) e foram retidos R\$ 28.046 a título de IRRF sobre os rendimentos do Exercício de 2019.

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

FUNDO FINANCEIRO PARA O DESCOMISSONAMENTO		
DESCRIPTIVO	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Parcelamento quotas de 2005/2006/2007	102.365	102.365
Quotas de 2008 a 2019	564.467	391.826
Total de quotas recolhidas	666.832	494.191
Planos de Recolhimentos Adicionais	46.215	36.561
Ganhos líquidos auferidos adicionais	509.346	367.095
Patrimônio líquido do fundo	1.222.393	897.847
Saldo da Carteira de Aplicativos do Fundo	1.222.393	897.847

#### NOTA 12 – DEPÓSITOS VINCULADOS

##### a) Composição

DEPÓSITOS VINCULADOS		
COMPOSIÇÃO	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Depósitos judiciais		
Contingências trabalhistas	36.701	35.312
Contingências cíveis	1.093	1.091
Contingências tributárias	8.065	29.589
	45.859	65.992
Outros depósitos	-	(5.368)
Atualização monetária sobre os depósitos judiciais	26.453	37.860
TOTAL	72.312	98.484

##### b) Movimentação

MOVIMENTAÇÃO DOS DEPÓSITOS VINCULADOS				
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 31/12/2018	31/12/2019		
		BAIXAS	INCLUSÕES	SALDO
Depósitos judiciais	65.992	(23.201)	3.068	45.859
Outros depósitos	(5.368)	5.368	-	-
Atualização monetária s/depósitos judiciais	37.860	(13.898)	2.491	26.453
TOTAL	98.484	(31.731)	5.559	72.312

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

A Companhia possui prejuízo fiscal no montante de R\$ 1.272.791 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 1.456.603 em 31 de dezembro de 2018) e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 1.455.886 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 1.636.160 em 31 de dezembro de 2018).

Pela legislação tributária em vigor, o prejuízo fiscal e a base negativa da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido 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. Conforme descrito na nota 18, a constituição do ativo fiscal diferido está limitada ao montante do passivo fiscal diferido de Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL.

A composição dos impostos diferidos passivos, encontra-se detalhada 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 immobilizado

DESCRIPTIVO	% taxa anual de depreciação	31/12/2019		31/12/2018	
		Custo	Depreciação e amortização acumuladas	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>EM SERVIÇO</b>					
Direito de Uso - IFRS 16		77.923	(23.327)	54.596	-
Terrenos		34.380	-	34.380	34.380
Reservatórios e Barragens		5.716	(4.148)	1.568	-
Ed. Obras Cíveis Benfeitorias		1.554.607	(977.888)	576.719	603.432
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		9.146.898	(4.790.653)	4.356.245	4.126.584
Máquinas e Equipamentos - Equip. Geral		129.315	(88.796)	40.519	43.830
Veículos		13.519	(11.286)	2.233	2.578
Móveis e Utensílios		21.373	(13.925)	7.448	8.216
<b>Angras 1 e 2</b>	<b>3,26</b>	<b>10.983.731</b>	<b>(5.910.023)</b>	<b>5.073.708</b>	<b>4.819.020</b>
<b>EM CURSO</b>					
Terrenos		-	-	-	-
Reservatórios e Barragens		24.172	-	24.172	-
Ed. Obras Cíveis Benfeitorias		148.052	-	148.052	48.872
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		168.195	-	168.195	264.421
Máquinas e Equipamentos - Equip. Geral		660	-	660	4.899
Veículos		12.530	-	12.530	136
Móveis e Utensílios		1.742	-	1.742	154
A Ratear		85.434	-	85.434	397.914
Transf/fab e rep/mat em processo		3.002	-	3.002	3.002
Compras em andamento		-	-	-	1.731
Adiantamento a fornecedores		27.350	-	27.350	8.506
<b>Angras 1 e 2</b>		<b>471.137</b>	-	<b>471.137</b>	<b>729.635</b>
Terrenos		56.433	-	56.433	115
Reservatórios e Barragens		280.965	-	280.965	-
Ed. Obras Cíveis Benfeitorias		1.981.781	-	1.981.781	1.558.784
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		2.199.769	-	2.199.769	1.494.388
Máquinas e Equipamentos - Equip. Geral		319	-	319	-
Veículos		246	-	246	-
Móveis e Utensílios		529	-	529	-
A Ratear		6.147.561	-	6.147.561	5.665.009
Transf/fab e rep/mat em processo		2.860	-	2.860	-
Compras em andamento		-	-	-	119.086
Adiantamento a fornecedores		870.650	-	870.650	2.067.102
<b>Angra 3</b>		<b>11.541.113</b>	-	<b>11.541.113</b>	<b>10.904.484</b>
<b>Impairment Angra 3</b>		<b>(4.508.764)</b>	-	<b>(4.508.764)</b>	<b>(4.046.642)</b>
<b>Total Angra 3</b>		<b>7.032.349</b>	-	<b>7.032.349</b>	<b>6.857.842</b>
<b>Angras 1, 2 e 3</b>		<b>7.503.486</b>	-	<b>7.503.486</b>	<b>7.587.477</b>
<b>TOTAL BRUTO</b>		<b>18.487.217</b>	<b>(5.910.023)</b>	<b>12.577.194</b>	<b>12.406.497</b>

#### b) Movimentação do immobilizado

MOVIMENTAÇÃO DO IMOBILIZADO EM 2019 - R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO EM 31/12/2018	ADIÇÃO/ DEPRECIÇÃO	DEPRECIÇÃO CAPITALIZADA	TRANSF. PARA SERVIÇO	RECLASSIFICAÇÃO	BAIXAS / OUTROS *	SALDO EM 31/12/2019
Em curso Angra 1 e 2	729.635	155.700	92	(411.433)	(14.860)	12.003	471.137
Em curso Angra 3	10.904.484	634.261	194	(31)	14.123	(11.918)	11.541.113
Impairment Angra 3	(4.046.642)	(462.122)	-	-	-	-	(4.508.764)
Em serviço: custo	10.168.649	-	-	381.517	-	355.642	10.508.808
Em serviço: IFRS 16	-	77.923	-	-	-	-	77.923
Depreciação	(5.349.629)	(536.919)	(244)	-	-	96	(5.886.696)
Depreciação IFRS 16	-	(23.327)	-	-	-	-	(23.327)
Total em serviço	4.819.020	(536.919)	(244)	381.517	-	355.738	5.073.708
<b>TOTAL</b>	<b>12.406.497</b>	<b>(131.157)</b>	<b>42</b>	<b>(29.947)</b>	<b>(737)</b>	<b>355.823</b>	<b>12.577.194</b>

\* O montante de R\$ 355.642 está composto por: R\$ 355.712 (ajuste na taxa de desconto do desmobilização de ativo) - R\$ 70 (outros ajustes)

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>

#### 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 4,36%, 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 2019 de 6,52% (7,03% em dezembro de 2018). Nesses cálculos foram utilizados parâmetros conforme Informação Técnica Eletronuclear DFPP 001/2020, de 27 de fevereiro de 2020.

##### c.3) Impairment

O saldo de Impairment referente ao empreendimento Angra 3 registrado na data base de 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 4.508.764. O novo resultado apresentado no presente teste de recuperabilidade do ativo altera o anterior, com base em dezembro de 2018, com seus principais efeitos, a seguir resumidos: (i) adiamento de 11 (onze) meses na entrada em operação (30 de novembro de 2026 - 2019 / ante 01 de janeiro de 2026 - 2018); (ii) atualização do orçamento de Capital Expenditure - Capex do projeto; (iii) alterações na distribuição plurianual do Capex do empreendimento Angra 3, com base no "Plano de Aceleração da Linha Crítica"; (iv) alteração na taxa de desconto conforme comentário do item anterior.

##### c.4) Tarifa

A receita calculada para o teste de impairment na data base de dezembro de 2019, teve premissa 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 de outubro de 2018 - DOU de 23 de outubro de 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. O novo preço da tarifa de referência para a energia proveniente da Usina Angra 3, atualizado a preços de dezembro de 2019, e, utilizados para fins de teste de impairment foi de R\$ 504,58/MWh.

##### 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 da Superintendência Financeira - SF.A 022/2016; sendo esse percentual utilizado para estimativa do custo operacional PMSO, da Usina Angra 3, no teste de impairment de dezembro de 2015 e nos testes posteriores, com ajustes inflacionários e reduções por ganhos no custo de pessoal decorrentes dos planos de desligamentos.

#### d) Licenciamento das Usinas Angra 1 e 2

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

Atualmente, a Usina Angra 1 possui a Autorização para Operação Permanente - AOP, emitida pela CNEN, em 1994 e renovada por 14 anos, pelo Ofício CNEN nº 124/2010 - CGRC/CNEN, de 09 de agosto de 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 de junho de 2011.

Em 12 de março de 2014, o Ibama emitiu a Licença MME 980/2010, que autoriza a operação da Usina Angra 1 e 2, válida por 10 anos.

#### e) Interpretação Técnica ICPC 12 - Mudanças em Passivos

A Interpretação Técnica ICPC 12 - Mudanças em Passivos por Desativação, Restauração e Outros Passivos Similares 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 (reduzida do) ativo correspondente.

A taxa de desconto atual para ajuste a valor presente é de 4,36% ao ano (2018 - 5,86%), estabelecida para aplicação por todas as Empresas do Sistema Eletronuclear. A redução da taxa gerou um aumento da obrigação de desmobilização de ativo com contrapartida no immobilizado no montante de R\$ 355.712.

#### f) Pronunciamento Técnico CPC 27 - Sobressalentes no Immobilizado

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, adquiridos do exterior, necessários de modo a garantir a performance e fluxo contínuo de operação.

#### g) Empreendimento Angra 3

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

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

O empreendimento Angra 3 sofreu alteração cronológica por eventos operacionais relacionados aos contratos de montagem eletromecânica e obras cíveis, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para 30 de novembro de 2026 conforme aprovado pela Diretoria Executiva, nos termos da Resolução de Diretoria Executiva - RDE 1501.010/20 de 11 de fevereiro de 2020. Essa alteração cronológica está apresentada no Relatório do Departamento de Planejamento e Controle de Empreendimento - DPE.T 001/2020 de 11 de fevereiro de 2020.

Embora os relatórios técnicos da Companhia apontem para baixas evoluções físicas no empreendimento, o Projeto Angra 3 em momento algum interrompeu por completo suas atividades, especialmente aquelas desenvolvidas pelo seu principal fornecedor de materiais e serviços no exterior e efetuados pelo fabricante do Projeto (AREVA/FRAMATOME). Todavia, a partir do 2º trimestre de 2019, e, com efeitos retroativos ao 1º trimestre de 2019, a Companhia revisitou seu procedimento sobre a manutenção do Projeto Angra 3 como um ativo qualificável para a capitalização dos custos com empréstimos e financiamentos, tendo em vista os reduzidos avanços físicos no empreendimento. Os efeitos desta medida representam a não capitalização dos juros no exercício de 2019.

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

A situação atual do empreendimento aponta altos valores a serem ainda investidos que não têm origem ou financiamento definido ou assegurado (parcelas não financiadas + capital próprio). Desse total, parcela considerável pode ser alocada por um parceiro privado em um modelo ora em estudo, correspondendo esse percentual ao escopo remanescente transferível para o parceiro.

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

#### NOTA 15 - INTANGÍVEL

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

mesmos registrados pelo custo de aquisição.  
A movimentação do ativo intangível está assim constituída:

MOVIMENTAÇÃO DO INTANGÍVEL EM 2019- R\$ MIL						
DESCRIPTIVO	SALDO 31/12/2018	ADIÇÃO	TRANSF P/SERVIÇO	AMORTIZAÇÃO CAPITALIZADA	RECLASSIFICAÇÃO	SALDO 31/12/2019
Em curso	70.578	9.920	(44.976)	-	737	36.259
Em serviço - custo	98.949	-	74.651	-	-	173.600
Amortização	(95.982)	(15.271)	-	(42)	-	(111.295)
Total em serviço	2.967	(15.271)	74.651	(42)	-	62.305
TOTAL LÍQUIDO	73.545	(5.351)	29.675	(42)	737	98.564

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

#### 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.

O saldo de provisão da dívida com Furnas referente à devolução de tarifa acumulado até 2018 foi reclassificado para Empréstimos e Financiamento em função da celebração do Instrumento Particular de Confissão de Dívida e Outras Avenças – 001/2019 (nota 17). O montante atualizado em 2019 é R\$ 266.852.

Abaixo, quadro com a composição da dívida com fornecedores:

FORNECEDORES - PASSIVO CIRCULANTE EM 31/12/2019				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Varição cambial	Provisões	TOTAL
Fornecedores	758.978	34.924	49.564	843.466
TOTAL EM 31/12/2019	758.978	34.924	49.564	843.466

FORNECEDORES EM 31/12/2018				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Varição cambial	Provisões	TOTAL
<u>Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	82.048	82.048
Fornecedores	542.620	55.561	326.789	924.970
TOTAL CIRCULANTE	542.620	55.561	408.837	1.007.018
<u>Não Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	164.095	164.095
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	164.095	164.095
TOTAL EM 31/12/2018	542.620	55.561	572.932	1.171.113

#### NOTA 17 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos são:

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

Trata-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 intervenção 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 intervenção da Eletrobras, com abertura de um crédito de R\$ 6.146.256, 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 Angra 3.

Originalmente, o Contrato nº 10.2.2032.1 previa o início das amortizações do principal da dívida em 30 de julho de 2016. Em virtude de renegociações realizadas entre BNDES e ELETRONUCLEAR, foram realizados dois aditamentos contratuais que prorrogaram a data de início de amortização. Por conta destas renegociações, a ELETRONUCLEAR foi obrigada a pagar uma Comissão de Renegociação por cada uma destas aditamentos, no valor de 0,5% do saldo devedor. O montante em débito, acrescido de IOF foi incorporado ao saldo devedor do contrato original, na forma dos Subcréditos C e D, com prazo de pagamento de 54 parcelas, após um prazo de carência de 6 meses. O Subcrédito C começou a ser amortizado em 15 de fevereiro de 2017, enquanto o Subcrédito D teve sua amortização iniciada em 16 de novembro de 2017.

Em 16 de outubro de 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 BNDES para investimentos no empreendimento de Angra 3.

Em 28 de junho de 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.

Em 06 de julho de 2018, a ELETRONUCLEAR iniciou a amortização do Contrato nº 0410.351-27/2013 com o pagamento da primeira prestação, no valor de R\$ 24.741.

Em 29 de setembro de 2014, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-111/2014 de seu Conselho de Administração, aprovou a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR no valor de R\$ 445.433, sob o Contrato de Repasse de Recursos nº ECR-286, sendo o montante de R\$ 295.750 utilizado para o Programa de Investimentos da Companhia, referente ao projeto de Angra 3.

Em 28 de março de 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\$ 160.000, 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.

##### Outras Aplicações

Em 28 de janeiro de 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 de fevereiro de 2019, que delegou poderes à Diretoria Executiva da Eletrobras, condicionada à avaliação do fluxo de caixa da ELETRONUCLEAR, de nova linha de financiamento no valor de R\$ 164.000, em valores líquidos de IOF, nas mesmas condições do Contrato nº ECF-3370/18.

Em 29 de abril de 2019, a Diretoria Executiva da Eletrobras, por meio da Resolução nº RES-061/2019, aprovou a efetiva assinatura do contrato de financiamento no valor bruto de R\$ 164.000, em valores líquidos de IOF, sob o Contrato de Financiamento nº ECF-3374/19.

Em 08 de maio de 2019, houve a liberação da primeira parcela do contrato nº ECF-3374/19, no valor de R\$ 101.916, que em valores líquidos de IOF, totalizou R\$ 100.000, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR.

Em 28 de junho de 2019, houve a liberação da segunda e última parcela do contrato nº ECF-3374/19, no valor de R\$ 65.266, que em valores líquidos de IOF, totalizou R\$ 64.000, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR.

##### Reestruturação do Serviço da Dívida

Em 17 de junho de 2019, a Eletrobras aprovou, por meio da Resolução nº RES-412/2019 de sua Diretoria Executiva, ratificada pelo seu Conselho de Administração por meio da Deliberação nº DEL-135/2019 em 27 de junho de 2019 a suspensão da exigibilidade do principal, sem incorporação dos juros, dos contratos ECR-286/14, ECF-3278/15, ECF-3284/16, ECF-3341/17, ECF-3347/17, ECF-3367/18 e ECF-3370/18, durante o período de 30/06/2019 a 31/12/2019, mantendo todas as demais cláusulas contratuais.

#### Confissão de Dívida

Em 30 de outubro de 2019 foi celebrado pela ELETRONUCLEAR e por Furnas Centrais Elétricas S.A. o Instrumento Particular de Confissão de Dívida e Outras Avenças – 001/2019, por meio do qual as duas partes reconhecem a existência de créditos pendentes uma com a outra, que após compensação dos valores somam um crédito líquido em favor de Furnas no montante de R\$ 122.560, atualizado à data de 31 de dezembro de 2012. Este montante devido pela ELETRONUCLEAR, atualizado em 31 de dezembro 2018, totalizava R\$ 246.142.

Desta forma, conforme as condições firmadas pelas duas partes no Instrumento firmado, a ELETRONUCLEAR obriga-se a pagar o saldo atualizado, pelo IPCA, da dívida reconhecida em 96 (noventa e seis) parcelas iguais e sucessivas, no Sistema de Amortização Constante – SAC, contados a partir da expiração dos 24 meses de carência do principal que possui início a partir do mês subsequente à assinatura do referido Instrumento de Confissão de Dívida.

A partir da assinatura do referido contrato, sobre o saldo devedor atualizado mensalmente pelo IPCA, incidem juros no montante de 7,83% a.a. e uma taxa de administração de 0,5% a.a., ambos calculados *pro rata temporis*.

#### a) Quadro dos financiamentos e empréstimos

DESCRIÇÃO	31/12/2019					31/12/2018				
	R\$ MIL					R\$ MIL				
	Juros	Principal		Total	TX. Efetiva	Juros	Principal		Total	TX. Efetiva
	Circulante	Não Circulante				Circulante	Não Circulante			
<b>ANGRAS 1 e 2:</b>										
Eletrobras - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	-	34.161	199.059	233.220	5,00%	-	34.161	233.220	267.381	5,00%
Eletrobras - PSPE* - ECR 286 / ECF 3278	-	30.969	132.927	163.896	7,23%	-	30.968	132.927	163.895	7,78%
Eletrobras - INB - ECF 3284	-	16.024	88.133	104.157	11,55%	-	16.024	88.133	104.157	12,01%
Eletrobras - PAE - ECF 3347	-	31.535	-	31.535	7,83%	-	30.756	-	30.756	7,83%
Eletrobras - Capital de Giro** - ECF 3367 / ECF 3370 / ECF 3374	-	337.142	-	337.142	8,00%	-	155.000	15.000	170.000	8,63%
FURNAS - Instrumento de Confissão de Dívida	-	-	266.852	266.852	7,87%	-	-	-	-	0,00%
<b>ANGRA 3:</b>										
Eletrobras - RGR- ECF 2878	-	29.712	507.588	537.300	5,00%	-	29.712	537.301	567.013	5,00%
Eletrobras - ECR 286	-	49.295	197.161	246.456	7,23%	-	49.295	197.161	246.456	7,78%
Eletrobras - ECF 3341	-	23.415	128.780	152.195	11,55%	-	23.415	128.780	152.195	12,01%
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito A e B	10.109	114.435	3.328.357	3.452.901	7,28%	10.972	102.057	3.433.440	3.546.469	8,70%
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	8	4.957	2.892	7.857	7,32%	11	4.678	7.407	12.096	9,08%
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	12	4.732	6.309	11.053	7,44%	15	4.465	10.419	14.899	9,20%
CEF - Nº 0410.351-27/13	14.401	92.188	3.098.075	3.204.664	6,50%	14.793	86.402	3.190.278	3.291.473	6,70%
TOTAL GERAL	24.530	768.565	7.956.133	8.749.228		25.791	566.933	7.974.066	8.566.790	

\* 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) e 2019 (R\$ 167.142), totalizando R\$ 337.142

#### 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 2018	592.724	7.974.066	8.566.790
Ingressos	-	432.374	432.374
Encargos - resultado	613.302	-	613.302
Varição Monetária - resultado	1.607	12.934	14.541
Transferência para o não circulante	463.241	(463.241)	-
Pagamentos de encargos	(614.563)	-	(614.563)
Pagamentos de principal	(263.216)	-	(263.216)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	793.095	7.956.133	8.749.228

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

FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS POR VENCIMENTOS		
ANO	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
2019	-	566.933
2020	793.095	409.842
2021	417.898	407.554
2022	455.186	417.578
2023	470.241	432.967
Após 2023	6.612.808	6.331.916
TOTAL	8.749.228	8.566.790

#### 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	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
	CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
I.R.P.J. Parcelamento	1.273	1.273	212	1.379
IR - Encargos Dívida	475	-	-	-
IRRF - Folha de pagamento	4.504	7.652	-	-
ISS sobre importação e outros	3.229	630	-	-
ICMS	803	174	-	-
COSIRF	21.148	12.051	-	-
INSS	2.605	14.765	-	-
IPTU Acordo Angra	4.384	4.384	1.096	5.480
PASEP e COFINS	11.471	(8.786)	-	-
PASEP e COFINS - Diferidos	3.347	3.347	-	-
FGTS	5.572	9	-	-
CIDE s/serviços no exterior	23.571	4.515	-	-
Taxas de importação e outros	(30)	11.728	-	-
Recolhimento Impostos e Taxas	2	-	-	-
TOTAL	82.354	51.742	1.308	6.859

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 2019, geraram uma posição líquida ativa de IRPJ e CSLL Diferidos no montante total de R\$ 1.874.030 (R\$ 1.620.223 em 2018), contabilizados no Ativo Não Circulante. 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.

PASSIVO FISCAL DIFERIDO - R\$ MIL								
DESCRIÇÃO	31/12/2019				31/12/2018			
	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	119.497	10.755	29.874	40.629	273.036	24.573	68.259	92.832
Provisão para PLR dos empregados	(66.249)	(5.962)	(16.562)	(22.525)	(45.234)	(4.071)	(11.309)	(15.380)
Corr. monetária imobilizado 1995 a 1997	126.855	11.417	31.714	43.131	138.232	12.441	34.558	46.999
Imobilizado da desmobilização - AVP	-	-	-	-	2.523	227	631	858
Imobilizado da desmobilização-Custo	(452.466)	(40.722)	(113.117)	(566.305)	(175.143)	(15.763)	(43.786)	(194.692)
Outros ajustes CPC	(506.127)	(45.551)	(126.532)	(678.210)	(529.667)	(47.670)	(132.417)	(714.754)
Arrend. Merc. e AVP Alug. Imov. Candel 65/Out. Transp.	-	-	-	-	-	-	-	-
Contr. - IFRS 16	(2.871)	(258)	(718)	(3.847)	-	-	-	-
Baixa despesas administrativas	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(259.429)	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(259.429)
Provisão Impairment Angra 3	(4.508.764)	(405.789)	(1.127.191)	(6.041.744)	(4.046.642)	(364.198)	(1.011.661)	(5.422.501)
Ajuste CPC - Baixa de Angra 3	(689.197)	(62.028)	(172.299)	(923.524)	(689.197)	(62.028)	(172.299)	(923.524)
Transfer. de estoque para o Imobilizado	(201.563)	(18.141)	(50.391)	(270.105)	(173.176)	(15.586)	(43.294)	(232.056)
Receita financeira capitalizada no Imobilizado	(102.394)	(9.215)	(25.599)	(137.208)	(102.394)	(9.215)	(25.599)	(137.208)
Provisão benefício pós-emprego	(77)	(7)	(19)	(103)	4.243	382	1.061	5.686
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	(112.215)	(10.099)	(28.054)	(150.368)	(105.843)	(9.526)	(26.461)	(141.830)
Provisão para risco	(247.404)	(22.266)	(61.851)	(331.521)	(257.317)	(23.159)	(64.329)	(344.805)
Provisão para desvalorização de títulos	(1.532)	(138)	(383)	(2.053)	(1.532)	(138)	(383)	(2.053)
Provisão para incentivo - PSPE/PAE	(44.086)	(3.968)	(11.022)	(60.076)	(54.495)	(4.905)	(13.624)	(73.024)
D. Fin - Encargos de Dívidas Transf. p/ invest	1.642.521	147.827	410.630	2.200.978	1.642.521	147.827	410.630	2.200.978
D. Fin - Var. Monet. Dívidas Transf. p/ invest	115.370	10.383	28.843	154.596	115.370	10.383	28.843	154.596
Sub-total	(5.124.307)	(461.188)	(1.281.077)	(6.866.572)	(4.198.319)	(377.849)	(1.049.580)	(5.625.748)
Compensação com prejuízos fiscais de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-
SUBTOTAL	(5.124.307)	(461.188)	(1.281.077)	(6.866.572)	(4.198.319)	(377.849)	(1.049.580)	(5.625.748)
(-) Provisão para valor realizável	5.124.307	461.188	1.281.077	6.866.572	4.198.319	377.849	1.049.580	5.625.748
Outros resultados abrangentes	387.547	34.879	96.887	519.313	567.044	51.034	141.761	765.839
(-) Outros resultados abrangentes	(387.547)	(34.879)	(96.887)	(519.313)	(567.044)	(51.034)	(141.761)	(765.839)
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-

**NOTA 19 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS**

OBRIGAÇÕES ESTIMADAS		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Provisão IR e CSLL sobre lucro real	-	22.235
Provisão de férias e gratificação de férias	47.216	39.514
Encargos sociais sobre provisão de férias	25.532	26.273
Provisão de 13º salário	-	(54)
TOTAL	72.748	87.968

**NOTA 20 – ENCARGOS SETORIAIS**

ENCARGOS SETORIAIS		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
RGR	29.066	36.713
Taxa de fiscalização da Aneel	606	684
TOTAL	29.672	37.397

**NOTA 21 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO**

BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO	R\$ MIL		R\$ MIL	
	PASSIVO CIRCULANTE		PASSIVO NÃO CIRCULANTE	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Contrato Pactuação Obrigação Financeira	3.656	3.353	12.958	16.073
Provisão Atuarial	-	-	60.849	265.055
TOTAL	3.656	3.353	73.807	281.128

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

**I) FUNDAÇÃO REAL GRANDEZA**

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

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

Segundo as disposições do Regulamento do Plano BD, a contribuição normal da ELETRONUCLEAR é composta de uma parcela mensal equivalente a dos participantes ativos que é de: 1,5% sobre a parcela dos salários até 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 em 31 de dezembro de 2019, o valor de R\$ 4.349 (R\$ 4.995 em 31 de dezembro de 2018) para cobertura das despesas administrativas do Plano BD.

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

**II) NUCLEOS**

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

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

Segundo as disposições contidas no Plano Básico de Benefícios, o custeio da entidade, reavaliado anualmente, aponta que a ELETRONUCLEAR deverá contribuir mensalmente com uma parcela equivalente à aplicação de uma taxa de 10,04% sobre a folha salarial de empregados participantes do NUCLEOS, sendo 9,29% correspondente ao custo normal e 0,75% 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 ativos 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 0,75%, 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 novembro 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	2019			2018	
	REAL GRANDEZA	REAL GRANDEZA BPD	NUCLEOS	REAL GRANDEZA	NUCLEOS
1. Participantes ativos					
1.1. Participantes - nº	274	13	1.201	305	1.259
1.2. Idade Média	54,60	50,81	45,56	53,87	44,82
1.3 Salário Médio em R\$	15.448,83	1.562,76	12.704,90	14.777,40	12.480,42
2. Aposentados					
2.1. Participantes Aposentados - nº	720	-	502	710	485
2.2. Idade Média	66,66	-	68,02	65,77	67,51
2.3. Benefício Médio em R\$	12.223,49	-	9.798,90	11.851,71	8.750,10
3. Pensionistas					
3.1. Participantes Pensionistas - nº	88	-	94	85	95
2.2. Idade Média	62	-	56	-	-
3.3. Benefício Médio em R\$	3.037,54	-	4.441,48	3.151,92	4.084,34
TOTAL	1.082	13	1.797	1.100	1.839

**a) Termos de compromissos**

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

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

O saldo dessa obrigação, em 31 de dezembro de 2019, monta R\$ 16.614 (R\$ 19.426 em 31 de dezembro de 2018), R\$ 3.656 classificados no passivo circulante e R\$ 12.958 no passivo não circulante.

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

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

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

PROVISÃO	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
SAÚDE	23.568	25.863
PID	16.689	12.184
PAE	16.835	12.742
PDC	3.757	4.739
NUCLEOS	-	209.527
TOTAL	60.849	265.055

**d) Efeitos dos Planos BD, Assistência Saúde, PID**

**d.1) Hipóteses Atuariais e Econômicas**

Hipóteses Financeiras 2019						
	REAL GRANDEZA	NUCLEOS	SAÚDE	PDC	PID	PAE
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	3,24%	3,47%	3,16%	1,56%	0,45%	1,79%
Projeção de aumento médio dos salários	2,01%	2,01%	N/A	N/A	N/A	N/A
Taxa média de inflação anual	3,68%	3,68%	3,68%	3,68%	3,68%	3,68%
Hipótese Demográfica 2019						
Taxa de rotatividade	0% a a	Ex-Nucleos 2018	Ex-Nucleos 2018	N/A	N/A	N/A
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49	MI-2006	MI-2006	AT-49	AT-49	AT-49
Tábua de invalidez	Alvaro Vindas	Tasa 1927	Tasa 1927	N/A	N/A	N/A

Hipóteses Financeiras 2018						
	REAL GRANDEZA	NUCLEOS	SAÚDE	PDC	PID	PAE
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	4,71%	4,78%	4,59%	4,19%	2,84%	4,13%
Projeção de aumento médio dos salários	2,00%	2,01%	N/A	N/A	N/A	N/A
Taxa média de inflação anual	3,89%	3,89%	3,89%	3,89%	3,89%	3,89%

Hipótese Demográfica 2018						
Taxa de rotatividade	T-1 Service	GAMA - Exp. Rotatividade - NUCLEOS 2015	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
Tábua de mortalidade de inválidos	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

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\$ 1.082.388 em 31 de dezembro de 2019 (perda de R\$ 61.395 em 31 de dezembro de 2018) e do plano NUCLEOS foi de R\$ 369.376 em 31 de dezembro de 2019 (perda de R\$ 53.393 em 31 de dezembro de 2018).

**(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.

<b>Risco de investimento</b>	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.
<b>Risco de taxa de juros</b>	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.
<b>Risco de longevidade</b>	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.
<b>Risco de salário</b>	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:

	2019						
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	Saúde	PDC	PID	PAE	TOTAL
Planos de benefícios definidos - Valores reconhecidos no Balanço Patrimonial e Demonstração do Resultado do Exercício							
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas	2.239.583	1.593.536	23.568	3.757	16.689	16.835	3.893.968
Valor justo dos ativos do plano (-)	(2.993.871)	(1.747.754)	-	-	-	-	(4.741.625)
Passivo/(Ativo) Líquido	(754.288)	(154.218)	23.568	3.757	16.689	16.835	(847.657)
Efeito da restrição sobre o ativo	754.288	154.218	-	-	-	-	908.506
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	-	-	-	-	-	-	-
Valor do Passivo/(Ativo) do benefício pós-emprego	-	-	23.568	3.757	16.689	16.835	60.849
Custo do serviço corrente	8.810	28.375	1.161	-	-	-	38.346
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	-	-	-	-	-	-	-
Despesa/ (Receita) atuarial reconhecida no exercício	8.810	28.375	1.161	-	-	-	38.346

	2018						
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	Saúde	PDC	PID	PAE	TOTAL
Planos de benefícios definidos - Valores reconhecidos no Balanço Patrimonial e Demonstração do Resultado do Exercício							
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas	1.804.814	1.595.879	25.862	4.739	12.184	12.742	3.456.2

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 2019 estão apresentadas a seguir:

DESCRIPTIVO	2019			
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	SAÚDE	TOTAL
<b>Alterações nas obrigações</b>				
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.804.814	1.595.579	25.862	3.426.255
Custo de serviços corrente líquido	8.810	28.375	1.161	38.346
Reembolso do serviço corrente	(3.462)	(18.928)	-	-
Contribuições normais e extraordinárias dos participantes ativos e autopatrocinados	2.956	10.796	-	-
Custo de juros	155.007	138.149	2.130	295.294
Benefícios pagos	(161.269)	(162.737)	(2.210)	(326.216)
(Ganhos) perdas decorrentes de mensuração	432.728	2.302	(3.383)	-
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.239.584	1.593.536	23.568	3.856.688
<b>Alterações nos ativos financeiros</b>				
Valor justo dos ativos no início do ano	1.898.724	1.386.052	-	3.284.776
Receita de Juros	163.792	121.544	-	285.336
Contribuições patronais	7.279	22.723	2.210	32.212
Contribuições de participantes do plano	2.956	10.796	-	13.752
Benefícios pagos / adiantados	(161.269)	(162.737)	(2.210)	(326.216)
Ganhos (perdas) decorrentes da mensuração	1.082.389	369.376	-	1.451.765
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em receita de juros)	-	-	-	-
Valor justo dos ativos no fim do exercício	2.993.871	1.747.754	-	4.741.625

DESCRIPTIVO	2018			
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	SAÚDE	TOTAL
<b>Alterações nas obrigações</b>				
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.761.241	1.127.572	18.288	2.907.101
Custo de serviços corrente líquido	10.108	20.164	850	31.122
Reembolso do serviço corrente	(24.910)	(19.217)	-	-
Contribuições normais e extraordinárias dos participantes ativos e autopatrocinados	3.267	17.860	-	-
Custo de juros	163.887	106.609	1.704	272.200
Benefícios pagos	(133.982)	(65.993)	(40.119)	(240.094)
(Ganhos) perdas decorrentes de mensuração	25.203	408.584	45.139	-
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

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	2019		2018	
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS
Disponível	247	221	61	27
Realizável (Previdenciário e Administrativo)	32.674	203.129	23.303	186.110
Investimento em Renda Fixa	2.240.867	878.888	1.587.857	915.208
Investimento em Renda Variável	595.810	584.523	202.510	271.310
Investimentos Estruturados	32.075	252.125	27.755	166.010
Outros recebíveis	-	-	-	-
Investimentos Imobiliários	107.453	25.647	67.165	28.434
Empréstimos e Financiamentos	42.121	7.308	36.762	6.591
Outros	3.577	1.164	(887)	1.041
(-) Recursos a receber - patrocinador	(9.475)	(193.263)	(8.474)	(178.508)
(-) Exigíveis Operacionais	(6.803)	(2.741)	(5.221)	(2.179)
(-) Exigíveis Previdenciais	-	-	-	-
(-) Exigíveis Contingencial	(12.900)	(631)	(12.202)	(555)
(-) Fundo de Investimentos	(20.396)	(2.055)	(12.561)	(1.755)
(-) Fundo Administrativo	(11.378)	(6.561)	(7.344)	(5.682)
<b>TOTAL</b>	<b>2.993.872</b>	<b>1.747.754</b>	<b>1.898.724</b>	<b>1.386.052</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	31/12/2019	31/12/2018
Programa Previdenciário Real Grandeza	248.123	250.183
Programa Previdenciário Nucleos	(14.889)	197.964
Programa de Saúde	110.796	114.182
PAE	10.671	1.888
PID	32.657	2.827
PDC	189	-
<b>TOTAL</b>	<b>387.547</b>	<b>567.044</b>

DESCRIPTIVO	2019						
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	SAÚDE	PAE	PID	PDC	TOTAL
(Perda)/ganho no valor das obrigações	(432.728)	(2.303)	3.383	(8.783)	(23.706)	(189)	(464.326)
(Perda)/ganho nos ativos financeiros	1.082.389	369.376	-	-	-	-	1.451.765
Alteração de limite máximo de reconhecimento do passivo/(ativo) oneroso (deduzido dos juros sobre o limite máximo de reconhecimento do passivo/(ativo) oneroso)	(652.131)	(154.217)	-	-	-	-	(806.348)
Ajuste saldo de dívida	(1.594)	-	-	-	-	-	(1.594)
Total de Ganhos/perdas apurados no ano	(4.064)	212.856	3.383	(8.783)	(23.706)	(189)	179.497

DESCRIPTIVO	2018						
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	SAÚDE	PAE	PID	PDC	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 de 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)
Total de Ganhos/perdas apurados no ano	(25.207)	(232.989)	(45.139)	(1.888)	(2.827)	-	(308.050)

### e) Projeção de fluxo de pagamento de benefícios

#### REAL GRANDEZA

	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	TOTAL
Em 31 de Dezembro de 2019					
Benefícios de aposentadoria	138.808	141.643	411.279	1.166.261	1.857.991

#### NUCLEOS

	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	TOTAL
Em 31 de Dezembro de 2019					
Benefícios de aposentadoria	80.307	81.781	244.952	787.857	1.194.897

### 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\$ 246.102 (aumento de R\$ 271.516).
- Se o crescimento salarial fosse 1% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 25.409 (redução de R\$ 27.311).

### Plano de Benefício Definido NUCLEOS

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 175.110 (aumento de R\$ 193.193).
- Se o crescimento salarial fosse 1% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 18.079 (redução de R\$ 19.433).

### Plano de Saúde

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 2.590 (aumento de R\$ 2.857).
- Se os custos médicos fossem 1% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 2.910 (redução de R\$ 2.590).

### 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\$ 413 (aumento de R\$ 455).
- Se os custos médicos fossem 1% mais altos (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 444 (redução de R\$ 413).

### 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\$ 1.850 (aumento de R\$ 2.041).
- Se os custos médicos fossem 1% mais altos (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 9 (redução de R\$ 9).

### Plano de Incentivo de Desligamento - PID

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 1.834 (aumento de R\$ 2.023).
- Se os custos médicos fossem 1% mais altos (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 2.060 (redução de R\$ 1.834).

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

A Companhia instituiu, em fevereiro de 2014, o Plano de Sucessão Programada dos Empregados – PSPE conforme aprovado na 282ª reunião do Conselho de Administração da ELETRONUCLEAR de 19 de dezembro de 2012, com o início das adesões em março de 2014 e término em abril de 2014. Ocorreram 341 desligamentos até 31 de dezembro de 2014, 277 até 31 de dezembro de 2015, 1 em fevereiro de 2016, e o último em maio de 2016. O incentivo de desligamento PSPE incluiu uma indenização financeira no momento do desligamento e garantia de continuidade no plano de saúde da Companhia pelo período de 5 anos, incluindo os respectivos dependentes.

Em 2017, o Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE foi aprovado pela Diretoria Executiva na 1352ª reunião realizada em 23 de maio de 2017 e pelo Conselho de Administração da ELETRONUCLEAR, na 360ª reunião realizada em 25 de maio de 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 incentivo de desligamento PAE incluiu uma indenização financeira no momento do desligamento e garantia de continuidade no plano de saúde da Companhia pelo período de 5 anos, incluindo os respectivos dependentes.

O Plano de Demissão Consensual – PDC foi aprovado pelo Conselho de Administração na 374ª reunião realizada em 23 de março de 2018, com período de adesão entre 26/03/2018 e 27/04/2018. Os desligamentos, que se iniciaram em 04 de junho de 2018, foram efetuados até 14 de dezembro de 2018. O incentivo de desligamento PDC incluiu uma indenização financeira no momento do desligamento e garantia de continuidade no plano de saúde da Companhia pelo período de 5 anos, incluindo os respectivos dependentes.

A ELETRONUCLEAR reconheceu, em 2019, provisão de R\$ 21.991 e abaixa de R\$31.642 referente ao plano de incentivo de desligamento dos funcionários. Em 31 de dezembro de 2019, o saldo da provisão é R\$ 44.085 (R\$ 54.495 em 31 de dezembro de 2018).

PLANOS DE INCENTIVO DE DESLIGAMENTO 2018 - R\$ MIL				
Descritivo	31/12/2018	31/12/2019		
		Provisão	Baixa / Transferência	Saldo
<b>Circulante</b>				
Incentivo - PDC 2	-	5.661	(4.934)	727
Incentivo - PDC 3	-	8.292	-	8.292
Plano Médico - PSPE	18.748	-	(10.718)	8.030
Plano Médico - PAE	6.380	-	-	6.380
Plano Médico - PDC	712	588	(55)	1.245
Plano Médico - PDC 2	-	685	(750)	(65)
Plano Médico - PDC 3	-	1.178	-	1.178
Subtotal	25.840	16.404	(16.457)	25.787
<b>Não Circulante</b>				
Plano Médico - PSPE	8.035	-	(8.032)	3
Plano Médico - PAE	18.131	-	(6.376)	11.755
Plano Médico - PDC	2.489	1.400	(911)	2.978
Plano Médico - PDC 2	-	1.880	(625)	1.255
Plano Médico - PDC 3	-	2.307	-	2.307
Subtotal	28.655	5.587	(15.944)	18.298
<b>TOTAL</b>	<b>54.495</b>	<b>21.991</b>	<b>(32.401)</b>	<b>44.085</b>

### NOTA 23 – PROVISÕES PARA RISCOS

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

#### a) Composição

CONTINGÊNCIAS	R\$ MIL			
	31/12/2019		31/12/2018	
	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais
- TRABALHISTA				
Principal	126.983	30.926	123.796	35.312
Atualização	51.015	13.835	36.832	18.894
	177.998	44.761	160.628	54.206
- TRIBUTÁRIA				
Principal	6.150	8.064	21.223	28.233
Principal/Tributos Federais/Estaduais	19	-	8.216	1
INSS	6.132	8.064	13.007	28.232
Atualização	10.995	6.527	26.443	18.905
	17.146	14.591	47.666	47.138
- CÍVEL				
Principal	2.598	36	6.049	1.091
Atualização	3.818	3	1.720	60
	6.416	39	7.769	1.151
- AMBIENTAL				
Principal	21.208	-	20.905	-
Atualização	11.397	-	7.109	-
	32.605	-	28.014	-
<b>TOTAL</b>	<b>234.165</b>	<b>59.391</b>	<b>244.077</b>	<b>102.495</b>

Os montantes das contingências com prognóstico de perdas prováveis não estão líquidos dos depósitos judiciais correspondentes. Os depósitos judiciais do quadro acima são apenas aqueles referentes às contingências de perda provável. Os demais depósitos judiciais da Companhia estão divulgados na nota 12.

Os processos judiciais, avaliados como de perda possível, movidos contra a Companhia e, portanto, não provisionados, montam R\$ 1.441.552 atualizados em 31 de dezembro 2019 (R\$ 1.371.086 em 31 de dezembro de 2018), sendo R\$ 906.361 de processos de natureza trabalhista (R\$ 887.722 em 31 de dezembro de 2018), R\$ 120.352 de ações tributárias (R\$ 128.634 em 31 de dezembro de 2018), R\$ 414.839 de ações cíveis (R\$ 354.730 em 31 de dezembro de 2018).

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 2019), ou seja, acima de R\$ 30.874, destacam-se:

<b>a) Ação Trabalhista nº 0064500-25.1989.5.01.0029</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - [29ª] Vara do Trabalho da Capital do Rio de Janeiro
<b>Partes</b>	Sindicato do Engenheiros do Estado do RJ – SENGE (Substituindo cerca de 245 empregados e ex-empregados) x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada)
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	R\$ 527.931

**Objeto:** 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\$ 359.671, 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 Eletrobras Eletronuclear, ao explicitar que: [1] a decisão em fase de liquidação/execução que estabeleceu 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 ajuitar eventual defesa. Foram interpostos embargos de declaração pela Eletrobras Eletronuclear, sem decisão de julgamento publicada. Foi publicada decisão em 19.07.19 para a Companhia pagar honorário do perito do Juízo, o que já foi realizado.

<b>Expectativa de Perda</b>	Possível
-----------------------------	----------

<b>b) Ação Tributária/ Fiscal nº 0003767-29.2009.8.19.0001</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - [11ª] Vara de Fazenda Pública do Tribunal de Justiça do Estado do RJ
<b>Partes</b>	Estado do Rio de Janeiro (Exequente) x Eletrobras Eletronuclear (Executada)
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 119.549

**Objeto:** 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 tributário indevido de ICMS, por utilizar documentação incorreta e inidônea. Em contraponto a Companhia argumenta que os documentos utilizados para o creditamento são idôneos, já que por ser Furnas responsável pela importação antes da cisão, por sucessão universal de direitos e obrigações, a Companhia passou a ser detentora do crédito, de toda forma, assevera também que não utilizou tais créditos. Foram ajuizados os embargos à execução de n. 0404842-28.2015.8.19.0001 pela Eletrobras 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. Em 24.04.2019 foi publicada decisão de procedência dos embargos à execução, com a consequente extinção da execução. O Juízo considerou a tutela da Companhia no sentido de que os créditos foram estornados. O Estado do Rio de Janeiro apelou da sentença e a Companhia ofertou suas contrarrazões, com encaminhamento do processo em 14.10.2019 para a instância superior (Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro). O TJRJ julgou improcedente o recurso de apelação do Estado do Rio de Janeiro, mantendo a decisão de 1ª instância favorável à Companhia. Em 21.01.2020 foram interpostos embargos de declaração pelo Estado do Rio de Janeiro.

<b>Expectativa de Perda</b>	Possível
-----------------------------	----------

<b>c) Ação Cível nº 0508930-19.2016.4.02.5101</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - [32ª] Vara Federal do Rio de Janeiro
<b>Partes</b>	Consórcio Angramon (Autor) x Eletrobras Eletronuclear (Ré)
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 35.150

**Objeto:** 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 atualização 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 ETN ao pagamento de honorários advocatícios fixados a razão de 1% do valor atualizado do contrato.

<b>Expectativa de Perda</b>	Possível
-----------------------------	----------

<b>d) Ação Trabalhista nº 0010786-77.2015.5.08.0116</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
<b>Partes</b>	Maria Raimunda Viana de Oliveira e outros (Autores) x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada) e Outros
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 40.767

**Objeto:** Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira, que foi subcontratada, sem a autorização da Eletronuclear, pela 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 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. O juiz determinou em despacho para que as partes tomem ciência de que a perícia médica e os exames laboratoriais serão realizados na data, local e hora informados pelo perito, devendo o mesmo notificar seus assistentes técnicos.

<b>Expectativa de Perda</b>	Possível
-----------------------------	----------

<b>e) Ação Trabalhista nº 0010788-47.2015.5.08.0116</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
<b>Partes</b>	Vanderley Costa Oliveira e outros x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada) e Outros
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 142.686

**Objeto:** Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira, que foi subcontratada, sem a autorização da Eletronuclear, pela 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 Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido dos Reclamantes 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. O juiz determinou em despacho para que as partes tomem ciência de que a perícia médica e os exames laboratoriais serão realizados na data, local e hora informados pelo perito, devendo o mesmo notificar seus assistentes técnicos.

<b>Expectativa de Perda</b>	Possível
-----------------------------	----------

<b>f) Ação Trabalhista nº 0010787-62.2015.5.08.0116</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
<b>Partes</b>	Leilson Souza Lima e outros x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada) e Outros
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 142.686

**Objeto:** Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira, que foi subcontratada, sem a autorização da Eletronuclear, pela 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 Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido dos Reclamantes 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. O juiz determinou em despacho para que as partes tomem ciência de que a perícia médica e os exames laboratoriais serão realizados na data, local e hora informados pelo perito, devendo o mesmo notificar seus assistentes técnicos.

<b>Expectativa de Perda</b>	Possível
-----------------------------	----------

<b>g) Ação Cível nº 1024684-59.2018.4.01.3400</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância – [16ª] Vara Federal - SJDF
<b>Partes</b>	RCS Tecnologia Ltda.
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 88.281

**Objeto:** 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. Processo concluso para julgamento. Em 26.09.2019, o juiz proferiu despacho determinando que a empresa interessada IC Supply fosse intimada para, querendo, integrar o polo passivo da demanda e apresentar a sua contestação.

<b>Expectativa de Perda</b>	Possível
-----------------------------	----------

<b>h) Ação Cível nº 5028541-56.2018.4.02.5101</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância – [19ª] Vara Federal - RJ
<b>Partes</b>	Tecnatom S/A.
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 69.154
<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

<b>i) Ação Cível nº 0022780-32.2018.4.02.5101</b>	
<b>Instância /Juízo</b>	[1ª] Instância – [10ª] Vara Federal - RJ
<b>Partes</b>	Andrade Gutierrez S.A.
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 161.647
<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 10.08.18. Despacho do juiz determinando às partes que especificem as provas a serem produzidas. Em 07.01.2020, o juiz proferiu despacho determinando a suspensão do processo até a decisão final da ação de ressarcimento proposta pela ETN em face da Andrade Gutierrez. Em 27.01.2020, a Andrade ofereceu embargos de declaração requerendo o acolhimento do seu recurso para que a ação movida pela ETN em face da AG seja suspensa alegando que a ação que move contra a ETN é prejudicial àquela.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

**b) Movimentação**

MOVIMENTAÇÃO DAS CONTINGÊNCIAS JUDICIAIS - R\$ MIL					
Composição	SALDO EM 31/12/2018	ATUALIZAÇÃO EM 31/12/2019	MOVIMENTAÇÃO		SALDO EM 31/12/2019
			BAIXAS	INCLUSÕES	
Trabalhistas	160.628	15.696	(21.475)	23.148	177.997
Tributárias	47.666	(817)	(29.702)	-	17.147
Cíveis	7.769	2.883	(4.236)	-	6.416
Ambiental	28.014	4.288	-	7.703	32.605
<b>TOTAL</b>	<b>244.077</b>	<b>22.050</b>	<b>(55.413)</b>	<b>23.451</b>	<b>234.165</b>

**NOTA 24 – 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 foi de R\$ 1.937.904. Tal estudo foi aprovado pela Diretoria Executiva conforme RDE 1378.003/17, de 07 de novembro de 2017e prevê atualização a cada cinco anos. A Companhia não identificou alterações nas premissas utilizadas em 2017 que pudessem requerer a realização de um novo cálculo para 2019.

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.

**a.2) 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 de agosto de 2015, o Relatório do Grupo de Trabalho instituído pela GCE 037/10, de 01 de junho de 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 de maio de 2015.A Companhia não identificou alterações nas premissas utilizadas em 2017 que pudessem requerer a realização de um novo cálculo para 2019.

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:

i) 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).

ii) 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 julho de 2015).

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.

**b) 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 4,36% ao ano (2018 – 5,86%). A redução da taxa gerou um aumento da obrigação de desmobilização de ativo com contrapartida no imobilizado no montante de R\$ 355.712, conforme nota 14e.  
 O valor do ajuste a valor presente do descomissionamento, dos rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado, reconhecido no resultado em 31 de dezembro de 2019, é de R\$ 153.539(R\$ 145.260 em 31 de dezembro de 2018).

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

DESCOMISSIONAMENTO - R\$ MIL				
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	31/12/2019	
			ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	1.923.878	(369.677)	1.554.201	1.367.056
ANGRA 2	2.266.537	(1.328.249)	938.265	659.941
<b>TOTAL</b>	<b>4.190.415</b>	<b>(1.697.926)</b>	<b>2.492.466</b>	<b>2.026.997</b>

REJEITOS DE BAIXA E MÉDIA ATIVIDADE E COMBUSTÍVEL NUCLEAR USADO - R\$ MIL				
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	31/12/2019	
			ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	248.137	(10.367)	237.770	221.426
ANGRA 2	416.545	(17.402)	399.143	371.705
<b>TOTAL</b>	<b>664.682</b>	<b>(27.769)</b>	<b>636.913</b>	<b>593.131</b>

TOTAL DAS OBRIGAÇÕES PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS - R\$ MIL				
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	31/12/2019	
			ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	2.172.015	(380.044)	1.791.971	1.588.482
ANGRA 2	2.683.082	(1.345.674)	1.337.408	1.031.646
<b>TOTAL</b>	<b>4.855.097</b>	<b>(1.725.718)</b>	<b>3.129.379</b>	<b>2.620.128</b>

**NOTA 25 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL - AFAC**  
 Em 17 de junho de 2019, a Eletrobras aprovou, por meio da Resolução nº RES-412/2019 de sua Diretoria Executiva, e pela Deliberação nº DEL-135/2019, em 27 de junho de 2019, de seu Conselho de Administração, a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR sob a forma de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC no valor de até R\$ 500.000, com recursos destinados ao ressarcimento dos gastos já incluídos e para gerenciamento de obrigações referentes ao Empreendimento de Angra 3.

O valor do Adiantamento para Futuro Aumento de Capital - AFAC será capitalizado, por meio de aumento de capital, após a ELETRONUCLEAR ter cumprido todas as disposições necessárias para a formalização do instrumento. Cabe à ELETRONUCLEAR submeter à Eletrobras, prévia e temporariamente à Assembleia Geral Extraordinária a ser convocada com a finalidade de aprovar a operação, as condições para o aumento de capital e a concordância da mesma. A ELETRONUCLEAR também deverá obter a manifestação prévia e favorável da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST, da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional - PGFN e do Ministério da Economia, para realização da Assembleia Geral para aprovação do aumento de capital. Caso o prazo para efetivação do aumento de capital, com a respectiva capitalização, seja superior ao prazo de um ano, haverá atualização do valor pela taxa SELIC.

O AFAC foi formalizado por meio do Contrato nº ECF 3381/19, assinado pelas diretorias da ELETRONUCLEAR e da Eletrobras em 31 de julho de 2019.

Em 01 de Agosto de 2019, a Eletrobras efetuou a liberação da primeira parcela, no valor de R\$ 250.116, do Contrato nº ECF 3381/19, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR.

Em 29 de setembro de 2019, a Eletrobras aprovou, por meio da Deliberação nº DEL-207/2019, de seu Conselho de Administração, consubstanciado pela Resolução nº RES-412/2019, de 17 de junho de 2019, e pela Deliberação nº DEL-135/2019, de 27 de junho de 2019, a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR sob a forma de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC no valor de até R\$ 350.000, com recursos destinados ao ressarcimento dos gastos já incluídos e para gerenciamento de obrigações referentes ao Empreendimento de Angra 3. O valor atualizado do AFAC será capitalizado, por meio de aumento de capital, após a ELETRONUCLEAR ter cumprido todas as disposições necessárias para a formalização do instrumento. A formalização deste AFAC ocorreu por meio do Contrato nº ECF 3384/19, assinado pelas diretorias da ELETRONUCLEAR e da Eletrobras em 05 de dezembro de 2019.

Em 11 de outubro de 2019, a Eletrobras efetuou a liberação da segunda parcela, no valor de R\$ 180.392, do Contrato nº ECF 3381/19, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR.

Em 21 de novembro de 2019, a Eletrobras efetuou a liberação da terceira e última parcela, no valor de R\$ 69.492, do Contrato nº ECF 3381/19.

Em 09 de dezembro de 2019, a Eletrobras efetuou a liberação da primeira parcela, no valor de R\$ 200.000, do Contrato nº ECF 3384/19, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR.

Ao final do exercício de 2019, a ELETRONUCLEAR ainda tinha R\$ 150 milhões a liberar do Contrato nº ECF 3384/2019.

#### NOTA 26 – ARRENDAMENTO MERCANTIL

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

A adoção inicial do CPC 06(R2)/IFRS 16 foi em 01 de janeiro de 2019 numa abordagem retrospectiva modificativa, com uma taxa incremental de 8,82% a.a.

O quadro abaixo apresenta os saldos contábeis após a adoção da norma:

IFRS 16		
SALDOS LÍQUIDOS	R\$ MIL	
	01/01/2019	31/12/2019
ATIVO - IFRS 16 - Direito de Uso Imóveis	35.369	24.846
ATIVO - IFRS 16 - Direito de Uso Veículos	-	29.749
Total Direito de Uso	35.369	54.595
PASSIVO - IFRS 16 - Arrendamento Mercantil a Pagar	(35.369)	(56.336)
Total Passivo de Arrendamento	(35.369)	(56.336)
TOTAL DE SALDOS LÍQUIDOS	-	(1.741)

##### Movimentação dos ativos e passivo de arrendamento mercantil – IFRS 16:

ATIVOS DE ARRENDAMENTO - IFRS 16				
	Adoção Inicial IFRS 16 - 01/01/2019	Novos Contratos	Depreciação	31/12/2019
Direito de Uso de Imóveis	35.369	-	(10.523)	24.846
Direito de Uso de Veículos	-	42.554	(12.805)	29.749
Total	35.369	42.554	(23.328)	54.595

PASSIVOS DE ARRENDAMENTO - IFRS 16						
	Adoção Inicial IFRS 16 - 01/01/2019	Novos Contratos	Amortização do Principal	Transferência	Encargos (Juros, Variações monetária)	31/12/2019
Circulante	9.412	12.934	(27.055)	23.579	5.468	24.338
Imóveis	9.412	-	(12.137)	10.426	2.637	10.338
Veículos	-	12.934	(14.918)	13.153	2.831	14.000
Não circulante	25.957	29.620	-	(23.579)	-	31.998
Imóveis	25.957	-	-	(10.426)	-	15.531
Veículos	-	29.620	-	(13.153)	-	16.467
Total	35.369	42.554	(27.055)	-	5.468	56.336

#### NOTA 27 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

##### Composição acionária

ACIONISTA	QUANTIDADE DE AÇÕES				CAPITAL SOCIAL 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
Depo 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
TOTAL	20.401.976.042	5.719.179.505	26.121.155.547	100,00	6.607.258

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 permanecerem, 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 28 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Suprimento de energia elétrica	3.519.585	3.395.986
Outras receitas	74	92
Impostos sobre vendas	(58.073)	(56.034)
PIS/PASEP	(267.489)	(258.095)
COFINS	(7.895)	(8.207)
Outros	-	(1.311)
Reserva global de reversão - RGR	3.186.202	3.072.431
	(97.692)	(93.673)
TOTAL	3.088.510	2.978.758

##### - Suprimento de energia elétrica

O suprimento líquido de energia elétrica das Usinas Nucleares Angra 1 e 2 de 15.206.313MWh\* (14.768.507 MWh\* em dezembro de 2018), corresponde a uma receita de R\$3.519.585 no exercício de 2019 (R\$ 3.395.986 em 31 de dezembro de 2018).

##### a) Modalidade de comercialização

Com a regulamentação da Aneel para o disposto 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%.

\*Não auditado pelo auditor independente

#### NOTA 29 – CUSTO OPERACIONAL

CUSTO OPERACIONAL		
DESCRIÇÃO	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Encargos de uso da rede de transmissão	120.127	116.801
Encargos de uso do sistema de distribuição (a)	52.534	143.761
Pessoal	390.158	456.635
Pessoal - plano médico incentivo desligamento (b)	5.561	21.107
Pessoal - incentivo desligamento (c)	-	(15.477)
Material	30.279	52.344
Serviços de terceiros	150.854	236.465
Depreciação e amortização	546.584	499.506
Combustível para produção de energia elétrica	430.406	408.383
Aluguéis	2.103	9.742
Outros	25.755	23.791
TOTAL	1.754.361	1.953.058

- a) Encargos de uso de sistema de distribuição – cobrança efetuada pela Enel Distribuidora conforme autorizado pelo despacho Aneel 1.283/2018, conforme descrito na nota 16. Em 2018 consta o efeito acumulado de abril de 2014 a dezembro de 2017.
- b) Custo e provisão para plano de incentivo de desligamento.
- c) Provisão/Reversão de provisão para plano de incentivo de desligamento (plano de saúde e incentivo de desligamento).

#### NOTA 30 – DESPESAS OPERACIONAIS

DESCRIÇÃO	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Pessoal (a)	265.808	103.047
Pessoal - Plano Médico Incentivo Desligamento (b)	6.031	9.668
Pessoal - Incentivo Desligamento (c)	(10.409)	(7.993)
Material	4.794	3.834
Serviços de terceiros	148.271	107.014
Depreciação e amortização	5.606	6.118
Depreciação direito de uso - IFRS 16	23.327	-
Aluguéis	5.137	19.968
Provisões para risco	(9.912)	43.578
Provisões benefício pós-emprego	4.320	(57.877)
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	6.197	7.110
Constituição (reversão) Impairment de Angra 3	462.122	(5.853.746)
Reversão da Provisão para Contrato Oneroso de Angra 3	-	(1.388.843)
Outras provisões	262	15.827
Outras	96.812	41.807
TOTAL	1.008.366	(6.957.416)

a) Aumento em 2019 devido a gastos com pessoal que deixaram de ser transferidos para custos diretos aplicados ao empreendimento Angra 3, devido às suspensões nas atividades do empreendimento.

b) Custo e provisão para plano de incentivo de desligamento.

c) Reversão de provisão para plano de incentivo de desligamento (plano de saúde e incentivo de desligamento)

#### NOTA 31 – RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
<b>RECEITAS FINANCEIRAS</b>		
Rendimento sobre títulos e valores mobiliários de curto prazo	6.748	4.358
Ganho sobre tit. e val. Mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 11)	119.006	158.191
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	27.681	10.168
Var. monetárias Empréstimo	1.462	-
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	251	585
Var. monetárias diversas	1.451	7.784
Outras receitas financeiras	37.915	20.902
	194.514	201.988
<b>DESPESAS FINANCEIRAS</b>		
Encargos s/ financiamentos - Eletrobras	(613.302)	(59.526)
Ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização de ativos	(153.539)	(145.260)
Ajuste a valor presente da obrigação para arrendamento mercantil - IFRS 16	(5.468)	-
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	(30.031)	(84.078)
Var. monetária Empréstimo - Eletrobras	(16.003)	(1.232)
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	(11.403)	(2.875)
Var. monetárias sobre dívida - Furnas	(3.697)	(9.252)
Var. monetárias diversas	(11.884)	(3.005)
Outras despesas financeiras	(20.460)	(2.474)
Outras despesas financeiras - diferença de tarifa - Furnas	(12.470)	(13.710)
	(878.257)	(321.412)
TOTAL	(683.743)	(119.424)

#### NOTA 32 – 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 2019 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	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Lucro (Prejuízo) antes da contribuição social e imposto de renda Adições	(357.960)	7.863.692	(357.960)	7.863.692
Ajuste a valor presente - obrigação p/desmobilização	153.539	145.260	153.539	145.260
Despesa com juros - IFRS 16	5.468	-	5.468	-
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	319.396	269.026	319.396	269.026
Dotação à Fundação de Assist. Médica - permanente	31.661	27.400	31.661	27.400
Provisão atuarial benefício pós-emprego	4.320	(57.877)	4.320	(57.877)
Provisões diversas	262	1.094	262	1.094
Provisão Impairment Angra 3	462.122	652.576	462.122	652.576
Provisão Contrato Oneroso Angra 3	-	-	-	-
Provisão para Devedores Duvidosos	6.275	204	6.275	204
Provisão plano inventivo - PSPE/PAE/PCD	(10.410)	7.819	(10.410)	7.819
Provisão para risco	(9.912)	60.215	(9.912)	60.215
Receita financeira Angra 3 transferida p/o imobilizado	-	5.425	-	5.425
Provisão para PLR dos empregados	42.983	45.212	42.983	45.212
Multas Indedutíveis	11.515	-	-	-
Outras	1.494	971	1.217	466
	1.018.715	1.157.325	1.006.921	1.156.820
<b>Exclusões</b>				
Reversão Impairment Angra 3	-	6.506.286	-	6.506.286
Reversão Contrato Oneroso Angra 3	-	1.388.843	-	1.388.843
Reversão de provisão para devedores duvidosos	78	58	78	58
Reversão de provisão plano incentivo PSPE/PAE/PCD	-	31.289	-	31.289
Reversão de provisão para risco	-	16.636	-	16.636
Reversão de provisão para PLR	22.046	50.218	22.046	50.218
Desp. Financ. - Enc. Dívidas - Transf. p/ investimento	-	558.064	-	558.064
Desp. Financ. - Var. Monet. - Transf. p/ investimento	-	26.515	-	26.515
Pgto Arr. Mercantil Aluguel e Transp. Contratados	25.924	-	25.924	-
	48.048	8.577.909	48.048	8.577.909
Lucro real / Base positiva da contribuição social antes das compensações	612.707	443.108	600.912	442.603
Compensação de prejuízos fiscais de períodos anteriores	183.812	132.932	180.274	132.781
Lucro real / Base positiva da contribuição social após compensações	428.895	310.176	420.638	309.822
Alíquotas dos tributos	15% + 10	15% + 10	9%	9%
Imposto de renda e contribuição social - anteriores	(16.793)	-	(6.113)	-
Imposto de renda e contribuição social - efeito líquido no resultado do período	90.407	77.520	31.744	27.884

#### NOTA 33 – APLICAÇÕES FINANCEIRAS, ENCARGOS FINANCEIROS, VARIAÇÕES MONETÁRIAS E SUAS TRANSFERÊNCIAS

APLICAÇÕES FINANCEIRAS, ENCARGOS FINANCEIROS E SUAS TRANSFERÊNCIAS			
DESCRIÇÃO	GERAÇÃO		
	R\$ MIL		
	31/12/2019	31/12/2018	
Rendimento das aplicações financeiras contabilizadas no resultado	6.748	9.782	
(-) Transferências para o imobilizado em curso	-	(5.424)	
Efeito na receita financeira	6.748	4.358	
Encargos financeiros contabilizados no resultado	613.302	617.590	
(-) Transferências para o imobilizado em curso	-	(558.064)	
Efeito na despesa financeira	613.302	59.526	
Variações monetárias contabilizadas no resultado	14.541	26.515	
(-) Transferências para o imobilizado em curso	-	(26.515)	
Efeito na despesa financeira	14.541	-	
Efeito líquido no resultado	(621.095)	(55.168)	

## NOTA 34 - SALDO E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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

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

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

SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS - R\$ MIL										
SALDOS	31 DE DEZEMBRO DE 2019									31/12/2018
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Amazonas GT	AME	Ceal	TOTAL	TOTAL
<b>Ativo</b>										
Concessionárias - Distribuidoras	-	-	-	-	-	-	5.128	2.823	7.951	24.187
Fundo descomissionamento	1.222.393	-	-	-	-	-	-	-	1.222.393	897.846
Outras contas a receber	28.150	2.032	-	-	22	-	-	-	30.204	53.192
<b>Passivo</b>										
Fornecedores	-	(2.917)	(1.378)	(602)	(907)	(13)	-	-	(5.817)	(5.323)
Devolução tarifa RH 1406/12	-	(266.852)	-	-	-	-	-	-	(266.852)	(246.143)
Financiamentos captados	(1.805.901)	-	-	-	-	-	-	-	(1.805.901)	(1.701.853)
Saldo Líquido	(555.358)	(267.737)	(1.378)	(602)	(885)	(13)	5.128	2.823	(818.022)	(978.094)
31 DE DEZEMBRO DE 2019										
TRANSAÇÕES	31 DE DEZEMBRO DE 2019									31/12/2018
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Amazonas GT	AME	Ceal	TOTAL	TOTAL
<b>Receita</b>										
Venda de energia	-	-	-	-	-	-	15.383	8.469	23.852	115.285
Juros e multa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	767
Variação monetária	-	-	-	-	-	-	-	-	-	179
Remuneração do fundo financeiro	119.006	-	-	-	-	-	-	-	119.006	166.134
<b>Despesa</b>										
Variação monetária - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(8.239)	-	-	-	-	-	-	(8.239)	(7.518)
Despesa com Juros - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(16.045)	-	-	-	-	-	-	(16.045)	(10.151)
Encargos uso da rede elétrica	-	(20.559)	(15.789)	(6.906)	(10.638)	(160)	-	-	(54.052)	(41.391)
Encargos financeiros	(142.204)	-	-	-	-	-	-	-	(142.204)	(42.627)
Variação monetária - Empréstimo	(780)	-	-	-	-	-	-	-	(780)	-
Despesas reembolsáveis	(981)	(255)	-	-	(1.207)	-	-	-	(2.443)	(1.295)
Saldo Líquido	(24.959)	(45.098)	(15.789)	(6.906)	(11.845)	(160)	15.383	8.469	(80.905)	179.383

- Concessionárias e Permissonárias:** 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 24).
- 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 de dezembro de 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 referentes a financiamentos da Eletrobras.

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 35 - TAXAS REGULAMENTARES

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

TAXAS REGULAMENTARES	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Reserva Global de Reversão - RGR		
classificada como retificadora da receita operacional	97.692	93.673
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema - ONS		
classificada como retificadora da receita operacional	210	120
Contribuição a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE		
classificada como retificadora da receita operacional	1.221	1.191
Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica - TFSEE		
classificada como despesa operacional - outras	7.895	8.207
<b>TOTAL</b>	<b>107.018</b>	<b>103.191</b>

## NOTA 36 - 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, atualizadas para equivalente em reais pela respectiva cotação na data das demonstrações financeiras. O montante global segurado, em 31 de dezembro de 2019, é de R\$ 23.560.038 e está assim distribuído:

SEGUROS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019			
SEGUROS - R A M OS	VIGÊNCIA	MOEDA - R\$ MIL	
		VALOR SEGUADO	PRÊMIO EQUIVALENTE
<b>Riscos nucleares</b>	<b>30/10/2020</b>	<b>15.666.122</b>	<b>20.655</b>
- Danos materiais		14.510.520	15.290
- Responsabilidade civil		1.155.602	5.365
<b>Riscos de Engenharia</b>	<b>26/08/2020</b>	<b>7.793.576</b>	<b>5.421</b>
- Construção		2.928.621	1.830
- Responsabilidade civil		30.000	167
- Armazenamento de equipamentos		4.834.955	3.424
<b>Diversos</b>	<b>Diversas</b>	<b>100.340</b>	<b>278</b>
<b>TOTAL</b>		<b>23.560.038</b>	<b>26.353</b>

\*Informação não auditada pelo auditor independente

## NOTA 37 - REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES E EMPREGADOS

A maior e a menor remuneração pagas a empregados, tomando-se por base o mês de dezembro de 2019, foram de R\$ 63e R\$4(R\$ 61 e R\$ 4, em dezembro de 2018), respectivamente, de acordo com a política salarial praticada pela ELETRONUCLEAR. O maior e menor honorário atribuídos a dirigentes, tomando-se por base o mês de dezembro de 2019, corresponde a R\$ 40 e R\$ 4 (R\$ 40 e R\$ 4 em dezembro de 2018).

Nos períodos findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018, a Companhia realizou gastos com remuneração, encargos sociais e benefícios da alta administração, conforme apresentado a seguir:

NATUREZA	R\$ MIL	
	31/12/2019	31/12/2018
Remuneração dos Diretores e Conselheiros	2.317	1.609
Encargos Sociais	592	416
Benefícios	70	58
<b>TOTAL</b>	<b>2.979</b>	<b>2.083</b>

## NOTA 38 - 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, à venda de energia elétrica, a aquisições em 31 de dezembro de 2019. 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:

### 38.1 - 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 2020 a 2027. A Resolução Homologatória Aneel nº 2.661/2019 estabeleceu a receita fixa de R\$ 3.726.446 para o ano de 2020, 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						
	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2025	TOTAL
AME - AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	66.620	66.620	66.620	66.620	66.620	199.860	532.960
CEA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	11.080	11.080	11.080	11.080	11.080	33.239	88.637
CEAL - COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS	36.284	36.284	36.284	36.284	36.284	108.853	290.276
CEB-DIS - CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	67.106	67.106	67.106	67.106	67.106	201.317	536.846
CEEE-D - COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	86.447	86.447	86.447	86.447	86.447	259.342	691.580
CELESC-DIS - CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.	190.081	190.081	190.081	190.081	190.081	570.242	1.520.645
CELG-D - CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	125.917	125.917	125.917	125.917	125.917	377.752	1.007.338
CELPA - CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A.	82.778	82.778	82.778	82.778	82.778	248.334	662.223
CELPE - COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	118.319	118.319	118.319	118.319	118.319	354.956	946.550
CÊMAR - COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	60.024	60.024	60.024	60.024	60.024	180.073	480.196
CEMIG-D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	294.263	294.263	294.263	294.263	294.263	882.789	2.354.104
CEPISA - COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ	32.290	32.290	32.290	32.290	32.290	96.869	258.319
CERON - CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S.A.	32.626	32.626	32.626	32.626	32.626	97.878	261.009
CHESP - COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	1.277	1.277	1.277	1.277	1.277	3.830	10.212
COCEL - COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	3.517	3.517	3.517	3.517	3.517	10.551	28.136
COELBA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	173.235	173.235	173.235	173.235	173.235	519.705	1.385.880
COPEL-DIS - COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.	261.117	261.117	261.117	261.117	261.117	783.352	2.088.939
COSERN - COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	50.047	50.047	50.047	50.047	50.047	150.142	400.377
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA - CPFL SANTA CRUZ	26.625	26.625	26.625	26.625	26.625	79.874	212.998
CPFL - PIRATININGA - COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	103.850	103.850	103.850	103.850	103.850	311.550	830.799
CPFL-PAULISTA - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	247.639	247.639	247.639	247.639	247.639	742.916	1.981.110
DEMEI - DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ	1.394	1.394	1.394	1.394	1.394	4.181	11.150
DMED - DME DISTRIBUIÇÃO S.A.	4.641	4.641	4.641	4.641	4.641	13.923	37.129
EBO - ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	7.522	7.522	7.522	7.522	7.522	22.567	60.178
EDP ES - ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A.	69.514	69.514	69.514	69.514	69.514	208.541	556.109
EDP SP - SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A.	105.756	105.756	105.756	105.756	105.756	317.267	846.045
ELEKTRO - ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.	142.829	142.829	142.829	142.829	142.829	428.486	1.142.628
ELETRACRE - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	9.241	9.241	9.241	9.241	9.241	27.723	73.929
ELETRÓCAR - CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S/A.	1.861	1.861	1.861	1.861	1.861	5.584	14.891
ENEL SP - ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.	418.848	418.848	418.848	418.848	418.848	1.256.545	3.350.787
ELFSM - EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A.	4.815	4.815	4.815	4.815	4.815	14.446	38.523
EMG - ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	13.086	13.086	13.086	13.086	13.086	39.259	104.691
EMS - ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	47.061	47.061	47.061	47.061	47.061	141.184	376.492
EMT - ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	70.839	70.839	70.839	70.839	70.839	212.516	566.710
ENEL CE - COMPANHIA ENERGETICA DO CEARÁ	107.157	107.157	107.157	107.157	107.157	321.471	857.255
ENEL RJ - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	109.773	109.773	109.773	109.773	109.773	329.318	878.181
EPB - ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	40.567	40.567	40.567	40.567	40.567	121.701	324.535
ESE - ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	28.377	28.377	28.377	28.377	28.377	85.132	227.019
ESS - ENERGISA SUL-SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	38.931	38.931	38.931	38.931	38.931	116.792	311.445
ETO - ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	20.429	20.429	20.429	20.429	20.429	61.288	163.433
FORCEL - FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA	563	563	563	563	563	1.690	4.506
IENERGIA - IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA	2.216	2.216	2.216	2.216	2.216	6.648	17.727
LIGHT - LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	232.968	232.968	232.968	232.968	232.968	698.904	1.863.744
MUXENERGIA - MUXFELDT MARIN & CIA. LTDA	655	655	655	655	655	1.965	5.240
RGE SUL - RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	175.436	175.436	175.436	175.436	175.436	526.308	1.403.486
UHENPAL - USINA HIDROELÉTRICA NOVA PALMA LTDA.	825	825	825	825	825	2.475	6.599
<b>TOTAL</b>	<b>3.726.446</b>	<b>3.726.446</b>	<b>3.726.446</b>	<b>3.726.446</b>	<b>3.726.446</b>	<b>11.179.338</b>	<b>29.811.566</b>

Compromisso de venda de energia para o período de 2020 a 2027, atualizado de acordo com as REHs Aneel 2.643/2019 e 2.661/2019.

### 38.2 – 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
2019	501.728
2020	77.980
2021	11.356
2022	72.329
2023	167.177
2024	-
2025	67.935
2026	-
Após 2026	10.397.397
TOTAL	11.295.902

\*Informação não auditada pelo auditor independente

### 38.3 – 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
2019	11.743
2020	46.299
2021	64.384
2022	60.169
2023	57.007
2024	57.007
2025	56.065
TOTAL	352.674

\*Informação não auditada pelo auditor independente

### 38.4 – 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:

## CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

### LUIZ AUGUSTO PEREIRA DE ANDRADE FIGUEIRA

Presidente do Conselho

### LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES

Conselheiro

### JAILOR CAPELOSSI CARNEIRO

Conselheiro

### FABIO MALINA LOSSO

Conselheiro Independente

### PAULO ARTUR PIMENTEL T. DA SILVA

Conselheiro Representante dos Empregados

### MARCIO SZECHTMAN

Conselheiro

### LEONARDO DE PAIVA ROCHA

Conselheiro Independente

## DIRETORIA EXECUTIVA

### LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES

Diretor-Presidente

### EDVALDO LUÍS RISSO

Diretor 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 ELETRONUCLEAR S.A. – ELETRONUCLEAR, no âmbito de suas atribuições legais e estatutárias, conheceu o Relatório da Administração e de Responsabilidade Social 2019 e procedeu ao exame das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, compostas pelo Balanço Patrimonial (Ativo e Passivo); Demonstração do Resultado; Demonstração do Resultado Abrangente; Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido; Demonstração do Fluxo de Caixa; Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras levantadas em 31 de dezembro de 2019; e os Saldos e Transações entre ELETRONUCLEAR e Partes Relacionadas, 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 Pricewaterhousecoopers - PWC Auditores Independentes, referente ao exercício de 2019, 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, 31 de março de 2020.

### MARCELO SARAIVA CAVALCANTI

Presidente

### LUCIANA CORTEZ RORIZ PONTES

Conselheira

### MARCOS JOSÉ LOPES

Conselheiro

## RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas  
Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear

### Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial e de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

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 2019, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

### Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades do auditor 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 conforme 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 as Notas 1 e 4.1(d) às demonstrações financeiras, que mencionam que a Companhia apresentou excesso de passivos sobre ativos circulantes em 31 de dezembro de 2019, no montante de R\$ 674.316 mil, que a sua posição financeira está afetada substancialmente pelos financiamentos das obras da usina Angra 3, cuja entrada em operação depende do êxito na implementação do plano de ação estabelecido pela Companhia, e que o único e exclusivo fornecedor de combustível nuclear para as usinas Angra 1 e Angra 2, principal insumo na geração de energia elétrica termonuclear, está sob risco de interrupção do fornecimento do referido insumo devido a graves dificuldades orçamentárias. Essas questões indicam a existência de incerteza relevante que pode levantar dúvida significativa sobre a continuidade operacional da Companhia. O plano de ação da Companhia, que considera entre outros aspectos a necessidade de suporte financeiro do acionista controlador e de terceiros, está descrito na Nota 4.1(d). Nossa opinião não está modificada em relação a esse assunto.

### Outros assuntos

#### Auditoria das cifras do ano anterior

A auditoria das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2018, apresentadas para fins de comparação, foi conduzida sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatório de auditoria com data de 26 de março de 2019, sem ressalvas e com parágrafo de ênfase sobre incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional da Companhia.

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

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

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

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

BENS E SERVIÇOS - REALIZAÇÃO	
ANO	R\$ MIL
2019	439.394
2020	266.618
2021	415.664
2022	625.366
2023	371.410
2024	292.315
2025	36.480
TOTAL	2.447.247

\*Informação não auditada pelo auditor independente

### 39 – EVENTOS SUBSEQUENTES

Em 06 de janeiro de 2020 a ELETRONUCLEAR foi notificada sobre a decisão favorável de seu recurso administrativo interposto junto ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – Ibama referente ao Auto de Infração AI 717775-D (Processo nº 02022.001500/2013-69), o qual extinguiu sua exigência. Até a data base de 31 de dezembro de 2019 a ELETRONUCLEAR reconhecia esse Passivo Não Circulante por meio de Provisão para riscos – Ambientais no valor de R\$ 20.813 (nota 23).

Em 11 de janeiro de 2020 a Usina Angra 1 foi desligada às 09h09min, em parada programada, para efetuar o reabastecimento de combustível nuclear, atividades de inspeção e manutenção periódica, tendo executado com sucesso as atividades programadas da parada sendo sincronizada ao Sistema Interligado Nacional no dia 14 de janeiro de 2020, às 10h02min.

No dia 15 de fevereiro de 2020, às 18h34min, durante elevação de potência, a Usina Angra 1 foi desconectada automaticamente do Sistema Interligado Nacional - SIN pela atuação da proteção de perda de Excitação do Gerador Principal (relés 40-1/G1). Esta proteção desarmou a turbina e o Reator conforme previsto no projeto da usina. A unidade foi estabilizada em modo desligado quente, conforme os procedimentos, e permaneceu neste modo. A causa do evento foi uma falha na conexão entre o rotor da Excitadora e o rotor do Gerador Principal, falha esta que ocasionou um curto-circuito entre fases. Após os trabalhos para restabelecimento da Usina, a usina foi sincronizada ao SIN no dia 12 de março de 2020, às 20h12min. Atualmente Angra 1 encontra-se em operação normal a 100% de potência.

A ELETRONUCLEAR estima que o impacto financeiro, decorrente do evento do dia 15 de fevereiro de 2020 ocorrido na Usina Angra 1, seja de aproximadamente R\$ 106 milhões em não realização de receitas, a partir das premissas disponíveis na data de 17 de março de 2020. A ELETRONUCLEAR está envidando esforços para minimizar o impacto deste evento.

Em 21 de janeiro de 2020, a Eletrobras aprovou, por meio da Resolução nº RES-041/2020 de sua Diretoria Executiva, conforme delegação de poderes dada pelo Conselho de Administração da Eletrobras em sua Deliberação nº 135/2019, a suspensão da exigibilidade do principal, sem incorporação dos juros, dos contratos ECR-286/14, ECF-3278/15, ECF-3284/16, ECF-3341/17, ECF-3347/17, ECF-3367/18, ECF-3370/18 e ECF-3374/19, durante o período de 30/01/2020 a 31/06/2020, mantendo todas as demais cláusulas contratuais.

Em 07 de fevereiro de 2020 e 18 de março de 2020, a Eletrobras efetuou a liberação da citação e terceira parcelas, no valor de R\$ 88.716 e R\$ 10.000 respectivamente, do Contrato nº ECF 3384/19, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR.

#### Coronavírus (COVID-19) – Impactos para a ELETRONUCLEAR

Em março de 2020, uma pandemia global foi declarada pela Organização Mundial da Saúde - OMS relacionado ao rápido aumento dos casos de doenças relacionadas ao novo coronavírus (COVID-19). A Companhia vem adotando todas as medidas para manter a normalidade de suas operações, dado o setor estratégico em que está inserida, e vem seguindo as recomendações dos órgãos governamentais, buscando preservar seus empregados e colaboradores evitando a propagação da doença. Devido ao cenário atípico e de características potencialmente imprevisíveis, não é possível prever com exatidão os cenários que poderão se materializar nos próximos meses nas operações da Companhia. Ainda não estão suficientemente claros os efeitos na economia mundial e, em particular no Brasil, por quanto tempo estes efeitos irão perdurar, assim como de quanto será a eventual redução do consumo de energia elétrica no Brasil e nem a duração desta redução.



# NOSSA ENERGIA ESTÁ COM VOCÊS!

**A Eletronuclear segue fornecendo a energia que o Brasil precisa!**

Durante a pandemia, continuamos trabalhando atentos aos protocolos de prevenção ao novo coronavírus para que outros serviços essenciais também possam continuar.

Saiba mais:     [eletronuclear.gov.br](http://eletronuclear.gov.br)

 **Eletronuclear**  
Eletronuclear

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA

 **PÁTRIA AMADA  
BRASIL**  
GOVERNO FEDERAL



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



[eletronuclear.gov.br](http://eletronuclear.gov.br)