
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME
ELETROBRAS – CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A
ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A

RELATÓRIO DE GESTÃO

2017

ELETRONUCLEAR S.A

Página na Internet

<http://www.eletronuclear.gov.br>

Sede

Rua da Candelária, 65 – Centro – RJ

CEP: 20.091-906

Tel: (21) 2588-7000

Fax: (21) 2588-7200

Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto

BR 101 Sul – Rodovia Mário Covas, Km 517 (Rio Santos) – Itaorna – 4º Distrito de Angra dos Reis – RJ

CEP: 23.948-000

Tel: (24) 3362-9000

Fax: (24) 3362-9090

Escritório de Brasília

Setor Comercial Norte – Quadra 06

Conjunto A, Bloco A.

6º andar, sala 610

Edifício Venâncio 3000 (Shopping D),

CEP: 70.716-900, Asa Norte – Brasília – DF

Tel: (61) 3329-7419/7417/7446

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

ELETROBRAS – CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A

ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A

ASSESSORIA DE PLANEJAMENTO – APL.P

RELATÓRIO DE GESTÃO DO EXERCÍCIO DE 2017

Relatório de Gestão do exercício de 2017 apresenta aos órgãos de controle interno e externo e à sociedade como prestação de contas anual a que ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A está obrigada nos termos do parágrafo único do art.70 da Constituição Federal, elaborado de acordo com as disposições da IN TCU nº 63/2010, da DN TCU nº 161/2017, da Portaria TCU nº 65/2018 e das orientações do órgão de controle interno através da Portaria da CGU nº 500/2016.

A unidade responsável pela elaboração deste relatório de gestão é a Assessoria de Planejamento – APL.P.

A numeração dos capítulos, títulos, quadros, tabelas e anexos, que compõem o presente Relatório de Gestão seguiu sequência contida na estrutura de conteúdos gerais do relatório de gestão do Anexo Único da Portaria-TCU nº 65, de 28 de fevereiro de 2018, bem como, nos itens de informação da UPC dispostos no site do TCU pertinentes à ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A.

Rio de Janeiro, 31 maio de 2018.

LISTA DE SIGLAS E ABREVIACÕES

AAA - Desempenho do Sistema de Segurança de Água de Alimentação Auxiliar
ADR - American Depositary Receipt
AGE - Assembleia Geral Extraordinária
AGO - Assembleia Geral Ordinária
AI.CA - Auditoria Interna. Conselho de Administração
AIEA - Agência Internacional de Energia Atômica
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
AOM.A - Assessoria de Organização e Métodos. Diretoria de Administração e Finanças
AOP - Autorização de Operação Permanente
APL.P - Assessoria de Planejamento
APS - Análises Probabilísticas de Segurança
ARS.A - Assessoria de Responsabilidade Socioambiental
ATWS - Anticipated Transient Without Scram
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOVESPA - Bolsa de Valores do Estado de São Paulo
CA - Conselho de Administração
CAEFE - Caixa de Assistência aos Empregados de Furnas
CAFT - Custos Administrativos, Financeiros e Tributários
CAON - Comitê de Análise de Operação Nuclear
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEC - Comissão Executiva de Correição
CEF - Caixa Econômica Federal
CEG - Cronograma Executivo Geral
CEMB - Centro de Emergência de Mambucaba
CER - Contrato de Energia de Reserva
CDTI - Comitê Diretivo de Tecnologia da Informação
CGE - Circular Geral
CGU - Ministério da Transparência e Controladoria Geral da União
CGTEE - Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
CLO - Condições Limite de Operação
CMDE - Contrato de Medição de Desempenho Empresarial
CMRI - Centro de Medicina das Radiações Ionizantes
CNAAA - Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto
CNEN - Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
COFIEX - Comissão de Financiamentos Externos
COSO - Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission
CSC - Centro de Serviços Compartilhados
CSI - Comitê do Sistema de Integridade
CST - Centro de Suporte Técnico
CVM - Comissão de Valores Mobiliários
DA - Diretoria de Administração e Finanças
DAP.A - Departamento de Acompanhamento de Pessoal e Previdência Complementar. Diretoria de Administração e Finanças
DBR's - Declaração de Bens e Rendas
DCD.A - Departamento de Carreira, Remuneração e Desenvolvimento de Pessoal. Diretoria de Administração e Finanças
DCT.A - Departamento de Contabilidade. Diretoria de Administração e Finanças
DDU.O - Departamento de Desempenho de Sistemas e de Reator de Angra 1. Diretoria de Operação e Comercialização
DEC.T - Departamento de Engenharia Civil. Diretoria Técnica
DEC.P - Departamento de Conformidade. Presidência
DGC.P - Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos. Presidência

DGD - Sistemas de Segurança do Grupo Gerador Diesel
DMU.O - Departamento de Manutenção de Angra 1. Diretoria de Operação e Comercialização
DO - Diretoria de Operação e Comercialização
DOU - Diário Oficial da União
DPR.O - Departamento de Proteção Radiológica. Diretoria de Operação e Comercialização
DSM.A - Departamento de Segurança e Medicina do Trabalho. Diretoria de Administração e Finanças
DSS.A – Departamento de Segurança e Serviços de Tecnologia da Informação e Comunicação. Diretoria de Administração e Finanças
DT - Diretoria Técnica
DTR.O - Departamento de Treinamento. Diretoria de Operação e Comercialização
EBG - Energia Bruta Gerada
EC - Elementos Combustíveis
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras
ELETRONUCLEAR - Eletrobras Termonuclear S.A
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
ERP - Sistema de Gestão Empresarial
ETG - Edifício do Turbo Gerador
ETN - Eletrobras Eletronuclear
FCPA - Foreign Corrupt Practices Act
FD - Fundação
FRG - Fundação Real Grandeza
FSAR - Relatório Final de Segurança da Usina
GDD - Sistemas de Segurança do Grupo de Gerador Diesel
GRI - Global Reporting Initiative
GTD & C - Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização
GV's - Geradores de Vapor
HFE - Engenharia de Fatores Humanos
HHT - Homem Hora Trabalhada
HSv - Homem Sieverts (unidade de dose radiológica)
IAEA - International Atomic Energy Agency
ICC - Índice de Confiabilidade do Combustível
ICM BIO – Instituto Chico Mendes da Biodiversidade
II - Imposto de Importação
INAC - International Nuclear Atlantic Conference
INB - Indústria Nucleares do Brasil
IOE - Indivíduo Ocupacionalmente Exposto
IPI - Imposto Sobre Produtos Industrializados
ISE - Índice de Sustentabilidade Empresarial da BOVESPA
JNA - Sistema de Remoção de Calor Residual do Reator
JND - Sistemas de Segurança de Injeção de Alta Pressão
LAR - Sistemas de Segurança de Água de Alimentação de Emergência
LCMR - Laboratório de Calibração dos Monitores da Radiação
LO - Licença de Operação
LOA - Lei Orçamentária Anual
LT - Licença de Trabalho
MCPSE - Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MCRMA - Manuais de Controle Radiológico do Meio Ambiente
MCTI - Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
MME - Ministério de Minas e Energia
MPOG - Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão
MRE - Ministério de Relações Exteriores
MWh - Megawatt hora

NA - Não Aplicável
ND - Não Disponível
NSCL - Novo Sistema de Contabilização e Liquidação
NUCLEN - Nuclebras Engenharia S.A
NÚCLEOS - Instituto de Seguridade
NUCLEP - Nuclebras Equipamentos Pesados S.A
OIT - Organização Internacional do Trabalho
ONU - Organização das Nações Unidas
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSART - Operational Safety Review Teams
PAI - Plano de Aposentadoria Incentivada
PCU - Piscina de Combustível Usado
PDC - Plano de Desligamento consensual
PDG - Programa de Dispendios Globais
PDI - Plano de Desligamento Incentivado
PDNG - Plano Diretor de Negócios e Gestão
P & D + I - Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PDSTI - Plano Diretor de Sistemas e Tecnologia da Informação
PEL - Plano de Emergência Local
PETI - Plano Estratégico de Tecnologia da Informação
PIANOS - Plataforma Ibero Americana Nuclear de Operadores na Área de Segurança
PLD - Preço de Liquidação de Diferenças
PMA - Plano de Meta e Ações
PMP - Pedido de Modificação de Projeto
PMU - Processo de Modificação de Usina
PNE - Programa Nacional de Energia
PPA - Programa Plurianual do Governo Federal
PRAD - Plano de Recuperação de Áreas Degradadas
PRO-ERP - Programa de Padronização de ERP (Enterprise Resource Planning) do Grupo Eletrobras
PSPE - Programa de Sucessão Programada dos Empregados da Eletronuclear
PWR - Power Water Reactor
RDE - Resolução da Diretoria Executiva
REIDI - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RENUCLEAR - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Usinas Nucleares
RET - Sistema de Refrigeração da Turbina
RGR - Reserva Global de Reversão
RPS - Reavaliação Periódica de Segurança
PLS - Plano de Gestão de Logística Sustentável
PWC - Price Water House Coopers
RH - Recursos Humanos
RJ - Rio de Janeiro
SA.A – Superintendência de Aquisição e Infraestrutura. Diretoria de Administração e Finanças
SAAD - Sistema de Abastecimento de Água Doce
SAMG - Diretrizes de Gerenciamento de Acidentes Severos
SF.A - Superintendência Financeira. Diretoria de Administração e Finanças
SALTO - Safety Assessment for Long Term Operation
SAP - Sistemas, Aplicações e Produtos no Processamento de Dados
SEE - Secretaria de Energia Elétrica
SEST - Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais
SIGPlan - Sistema de Informações Gerenciais do Ministério do Planejamento
SH.A - Superintendência de Recursos Humanos. Diretoria de Administração e Finanças
SIN - Sistema Interligado Nacional
SINSERV - Sistema de Inspeção em Serviço
SIS - Sistemas de Injeção de Segurança de Alta Pressão

SGA - Sistema de Gestão Ambiental
SG.P - Superintendência de Governança, Gestão de Riscos e Conformidade. Presidência
SMF - Sistema de Medição para Faturamento
SM.O - Superintendência de Manutenção. Diretoria de Operações e Comercialização
SOB - Station Blackout
SOU - Sistema de Ouvidoria
SOX - Lei Sarbanes - Oxley
SPE - Sociedade de Propósito Específico
ST.A - Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação. Diretoria de Administração e Finanças
TCU - Tribunal de Contas da União
TIC - Tecnologia da Informação e Comunicação
TSM - Missão de Suporte Técnico
UAS - Unidade de Armazenamento a Seco
UNISE - Universidade Corporativa do Sistema Eletrobras
UO - Unidade Organizacional
UPC - Unidade Prestadora de Contas
WAN - Associação Nuclear Mundial
WANO - World Association of Nuclear Operators

LISTA TABELAS, QUADROS, GRÁFICOS E FIGURAS

Lista de Tabelas

Tabela 3.2.2.1.1 - Histórico de Geração de Energia Bruta em MWh – Angra 1 e Angra 2	37
Tabela 3.2.2.1.2 - Faturamento da Eletrobras Eletronuclear S.A – Exercício 2017.....	39
Tabela 3.4.1 - Fator de Disponibilidade	47
Tabela 3.4.2 - Fator de Perda de Disponibilidade não Planejada.....	48
Tabela 3.4.3 - Desarmes Totais Não Planejados.....	49
Tabela 3.4.4 - Desempenho do Sistema de Injeção de Segurança Alta Pressão – SIS	50
Tabela 3.4.5 - Desempenho do Sistema de Segurança de Água de Alimentação Auxiliar – AAA	50
Tabela 3.4.6 - Desempenho do Sistema Gerador Diesel de Emergência – 4,16 Kv.....	51
Tabela 3.4.7 - Desempenho do Sistema de Injeção de Segurança Alta Pressão – JND	52
Tabela 3.4.8 - Desempenho do Sistema de Segurança de Água de Alimentação de Emergência - LAR.....	52
Tabela 3.4.9 - Totais de Acidentes Industriais.....	53
Tabela 3.4.10 - Exposição Coletiva à Radiação (HSv).....	53
Tabela 3.4.11 - Índice de Confiabilidade do Combustível ($\mu\text{Ci/g}$).....	54
Tabela 3.4.12 - Indicador Químico.....	54
Tabela 3.4.13 - Energia Bruta Gerada - EBG.....	55
Tabela 3.4.14 - Volume de Rejeito Sólido (m^3).....	55
Tabela 9.1.1 - Participação em Entidade de Previdência Privada.....	101

Lista de Quadros

Quadro 2.4.1- Informações sobre Áreas ou Subunidades Estratégicas.....	18
Quadro 2.5.1- Macroprocessos Finalísticos	18
Quadro 2.6.1 - Composição Acionária do Capital Social	19
Quadro 2.7.1 - Investimentos Permanentes em outras Sociedades.....	20
Quadro 3.1.3.1- Ações Orçamentárias de Responsabilidade da Eletronuclear.....	25
Quadro 3.2.2.1.1- Dados Gerais da Ação 4477.....	27
Quadro 3.2.2.2.1- Dados Gerais da Ação 5E88	40
Quadro 3.2.3.1- Dados Gerais da Ação 6508	43
Quadro 3.2.4.1- Dados Gerais da Ação 4102.....	44
Quadro 3.2.5.1- Dados Gerais da Ação 4103	45
Quadro 3.5.1.1- Renúncia Tributária sob Gestão da Eletronuclear.....	56
Quadro 3.5.2.1- Contribuintes Beneficiados pela Renúncia – Pessoas Jurídicas.....	56
Quadro 4.6.1 - Avaliação do Sistema de Controles Internos da Eletronuclear.....	64
Quadro 4.7.1 - Remuneração dos Conselhos de Administração e Fiscal.....	68
Quadro 4.7.2 - Síntese da Remuneração dos Administradores.....	69
Quadro 5.1.1.1- Despesas com Pessoal da Eletronuclear.....	71
Quadro 5.1.2.2.1 - Indicadores de Acidentes de Trabalho.....	75
Quadro 5.1.3.1 - Contratos de Prestação de Serviços não Abrangidos pelo Plano de Cargos da Eletronuclear.....	76
Quadro 5.2.2.1 - Bens Imóveis Locados de Terceiros no Rio de Janeiro.....	77
Quadro 5.3.1.1 - Descrição dos Principais Sistemas de Informação da Eletronuclear.....	79
Quadro 5.3.1.2 - Descrição do Plano de Capacitação do Pessoal de TI.....	80
Quadro 5.3.1.3 - Descrição do Quantitativo de Pessoal de TI.....	80
Quadro 5.3.1.4 - Descrição dos Processos de Gerenciamento de Serviços de TI.....	81
Quadro 5.3.1.5 - Descrição dos Projetos de TI Desenvolvidos no Período.....	82
Quadro 8.1.1 - Deliberações do TCU no Exercício de 2017.....	88
Quadro 8.3.1 - Medidas Administrativas Adotadas para Apuração e Ressarcimento de Danos ao Erário.....	92
Quadro 8.5.1 - Despesas com Publicidade.....	93
Quadro 8.5.1.1 - Despesas com Publicidade por UOs.....	93

LISTA DE ANEXOS E APÊNDICES

Anexo I - Organograma – Informações sobre Áreas ou Subunidades Estratégicas

Anexo II - Regulamento Interno da Auditoria Interna – AI.CA

Anexo III - Contratação de Pessoal de Apoio

Anexo IV - Demonstrações Contábeis da Eletrobras Eletronuclear, incluindo Parecer dos Auditores e do Conselho Fiscal.

SUMÁRIO

1 APRESENTAÇÃO.....12

2 VISÃO GERAL.....	15
2.1 Finalidade e Competências Institucionais da Eletrobras Termonuclear S.A.....	15
2.2 Normas e Regulamento de Criação, Alteração e Funcionamento da Eletronuclear.....	16
2.3 Ambiente de Atuação	16
2.4 Organograma.....	16
2.5 Macroprocessos Finalísticos.....	18
2.6 Composição Acionária do Capital Social.....	19
2.6.1 Estrutura Societária.....	19
2.7 Participação em outras Sociedades.....	20
2.8 Principais Eventos Societários Ocorridos no Exercício.....	20
3 PLANEJAMENTO ORGANIZACIONAL E RESULTADOS	21
3.1 Planejamento Organizacional.....	21
3.1.1 Descrição Sintética dos Objetivos do Exercício.....	22
3.1.2 Estágio de Implementação do Planejamento Estratégico.....	25
3.1.3 Vinculação dos Planos da Eletronuclear com as Competências Institucionais e outros Planos.....	25
3.2 Desempenho Orçamentário.....	26
3.2.1 Objetivos Estabelecidos no PPA de Responsabilidade da Eletronuclear e Resultados Alcançados.....	26
3.2.2 Execução Física e Financeira das Ações da Lei Orçamentária Anual de Responsabilidade da Eletronuclear.....	27
3.2.2.1 Programa N020 – Energia Elétrica.....	27
3.2.2.2 Ação 5E88 – Implantação da Usina Termonuclear de Angra III.....	40
3.2.3 Ação 6508 – Estudos de Viabilidade para Ampliação de Geração de Energia Elétrica.....	43
3.2.4 Programa de Gestão e Manutenção do Ministério das Minas e Energia – N123.....	44
3.2.5 Ação 4103 – Manutenção e Adequação de Ativos de Informática, Informação e Teleprocessamento.....	45
3.3 Desempenho Operacional.....	45
3.4 Apresentação e Análise de Indicadores de Desempenho no Exercício de 2017.....	46
3.5 Renúncia de Receitas.....	56
3.5.1 Renúncia Tributária sob Gestão da Eletronuclear.....	56
3.5.2 Contribuintes Beneficiados pela Renúncia.....	56
4 GOVERNANÇA, GESTÃO DE RISCOS E CONROLES INTERNOS.....	57
4.1 Descrição das Estruturas de Governança.....	57
4.1.1 Atendimento à Lei das Estatais.....	59
4.2 Informações sobre os Dirigentes e Colegiados.....	60
4.3 Política de Designação de Rrepresentantes nas Assembleias e nos Colegiados de Controladas, Coligadas e Sociedades.....	62
4.4 Atuação da Unidade de Auditoria Interna.....	62
4.5 Atividade de Correição e Apuração de Ilícitos Administrativos.....	64
4.6 Gestão de Riscos e Controles Internos.....	64
4.7 Política de Remuneração dos Administradores e Membros de Colegiados.....	67
4.8 Informações sobre a Empresa de Auditoria Independente Contratada.....	69
4.9 Participação Acionária de Membros de Colegiados da Eletronuclear.....	69
5 ÁREAS ESPECIAIS DA GESTÃO.....	70
5.1 Gestão de Pessoas.....	70
5.1.1 Demonstrativo das Despesas com Pessoal.....	71
5.1.2 Gestão de Riscos Relacionados ao Pessoal.....	73
5.1.2.1 Risco de Gestão de Pessoas.....	73
5.1.2.2 Indicadores de Acidentes de Trabalho.....	75
5.1.3 Contratação de Pessoal de Apoio e de Estagiários.....	76
5.1.3.1 Contratação de Estagiários.....	76
5.2 Gestão do Patrimônio e da Infraestrutura.....	77
5.2.1 Gestão do Patrimônio Imobiliário da União.....	77
5.2.2 Informações sobre os Imóveis Locados de Terceiros.....	77
5.3 Gestão da Tecnologia da Informação	77
5.3.1 Principais Sistemas de Informações.....	77

5.3.2 Informações sobre o Planejamento Estratégico de Tecnologia da Informação (PETI) e sobre o Plano Diretor de Tecnologia da Informação – PDTI.....	83
5.4 Gestão Ambiental e Sustentabilidade	83
5.4.1 Adoção de Critérios de Sustentabilidade Ambiental na Aquisição de Bens e na Contratação de Serviços ou Obras.....	83
6 RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE.....	84
6.1 Canais de Acesso do Cidadão.....	84
6.2 Carta de Serviços ao Cidadão	85
6.3 Aferição do Grau de Satisfação dos Cidadãos-usuários.....	85
6.4 Mecanismos de Transparência das Informações Relevantes sobre a Atuação da Eletronuclear	85
7 DESEMPENHO FINANCEIRO E INFORMAÇÕES CONTÁBEIS	86
7.1 Desempenho Financeiro no Exercício.....	86
7.2 Tratamento Contábil da Depreciação, da Amortização e da Exaustão de itens do Patrimônio e Avaliação e Mensuração.....	86
7.3 Sistemática de Apuração de Custos no âmbito da Eletronuclear.....	87
7.4 Demonstrações Contábeis Exigidas pela Lei nº 6.404/1976 e Notas Explicativas.....	87
8 CONFORMIDADE DA GESTÃO E DEMANDAS DE ÓRGÃOS DE CONTROLE.....	88
8.1 Tratamento de Determinações e Recomendações do TCU.....	88
8.2 Tratamento de Recomendações do Órgão de Controle Interno.....	91
8.3 Medidas Administrativas para a Apuração de Responsabilidade por dano ao Erário.....	92
8.4 Demonstração da conformidade do Cronograma de Pagamentos de Obrigações com o Disposto no art. 5º da Lei 8.666/1993.....	92
8.5 Informações sobre as ações de publicidade e propaganda.....	93
OUTROS ITENS DE INFORMAÇÃO.....	94
9 INFORMAÇÕES SUPLEMENTARES.....	94
9.1 Previdência Privada.....	94
10 ENCERRAMENTO.....	101

1 APRESENTAÇÃO

A Eletrobras Termonuclear S.A. Eletronuclear é uma sociedade anônima de economia mista, controlada pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, regida pela Lei no 6.404/76 e pelo seu Estatuto Social, vinculada ao Ministério de Minas e Energia –MME, criada nos termos do Decreto de 23 de maio de 1997, a partir da incorporação da antiga Diretoria Nuclear de Furnas Centrais Elétricas S.A pela NUCLEN - Engenharia e Serviços S.A.

Em dezembro do mesmo ano, 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, há um escritório de representação em Brasília - DF e instalações industriais que incluem as usinas Angra 1 e Angra 2; depósitos de resíduos; centros de informação e vilas residenciais em Angra dos Reis; Hospedagens para funcionários, o Laboratório de Monitoração Ambiental e o Centro de Treinamento em Paraty, Rio de Janeiro. A empresa não possui subsidiária, ou participa de Joint Ventures, atuando, até o momento, apenas no Brasil.

Na Praia de Itaorna, no município de Angra dos Reis (RJ), está localizada a Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAAA, composta de duas usinas de geração de energia elétrica em operação – Angra 1, com capacidade instalada 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 (PWR-Power Water Reactor), que utilizam urânio enriquecido como combustível. Angra 3, em construção, no mesmo sítio, é semelhante à Angra 2, porém com potência nominal elevada para 1.405 MW.

Toda a energia gerada pela empresa é entregue ao Sistema Interligado Nacional – SIN, na subestação de Itaorna, e é transmitida através das linhas de transmissão do Sistema de Transmissão Furnas, sendo depois repassada às distribuidoras.

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

A Eletrobras Termonuclear não transmite sua energia e tão pouco exerce as funções de distribuição aos consumidores finais, ficando estas atividades a cargo de outras empresas.

No Brasil o Planejamento Energético é responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que define através de estudos especializados as necessidades de expansão do parque de geração elétrica brasileiro nas próximas décadas.

O PNE 2050 é o segundo estudo de longo prazo realizado pela EPE/MME. Em 2007 foi lançado o Plano Nacional 2030 (PNE 2030), uma importante contribuição no âmbito da retomada do planejamento energético nacional. Foi o primeiro estudo na esfera de governo com a visão de planejamento integrado de energia. A importância do PNE 2030 pode ser medida pelo impacto que causou nestes últimos seis anos de sua publicação, a saber, o seu uso nas diversas esferas ministeriais como referência de cenário econômico-energético de longo prazo do governo federal, e seu uso como referência para estudo sobre energia por parte de diversos públicos interessados no setor energético. No âmbito do setor energético especificamente foi decisivo para a retomada de Angra 3, para o reforço e priorização da hidroeletricidade na expansão da oferta de eletricidade, para a indicação do gás natural como complementação da matriz de

geração, para a consolidação do etanol na matriz de combustíveis, bem como para indicar o elevado potencial de produção de petróleo e gás natural pelo país, o que acabou se concretizando com antecipação.

Diante desta importância, o PNE 2050 surge como uma resposta aos novos eventos que ocorreram desde 2006 e que vêm impactando o setor energético, como, por exemplo, a crescente dificuldade de aproveitamento hidroelétrico na matriz nacional, o forte ganho de competitividade obtido pela energia eólica no Brasil, o surgimento da oferta de petróleo e gás natural do pré-sal, o evento de Fukushima e seu impacto no setor nuclear, a transformação da indústria de gás natural devido à oferta de gás não convencional nos EUA, o prolongamento da crise econômica mundial de 2008, a crescente preocupação com as mudanças climáticas, entre outros. Além disto, o novo horizonte de cerca de 40 anos à frente, tem como intuito, justamente, antecipar as possíveis inovações e eventos que possam de maneira significativa produzir importantes mudanças na sociedade e no seu relacionamento com a energia. Mudanças estas de natureza tecnológica, econômica, ou de mudança de hábitos socioeconômicos, ou mesmo novos recursos energéticos que poderiam estar disponíveis nesse horizonte.

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

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

Em 2017, o montante de energia contratada da Eletronuclear para Angra 1 e Angra 2 foi de 1.572,22 MWmédios, o equivalente a 13.810.342,092 MWh. A Receita Fixa estabelecida pela Resolução Homologatória ANEEL 2.193, de 16 de dezembro de 2016 foi de R\$ 3.087.988.768,76 (três bilhões, oitenta e sete milhões, novecentos e oitenta e oito mil, setecentos e sessenta e oito reais e setenta e seis centavos). A tarifa de venda de energia elétrica, associada foi de 224,21 R\$/MWh.

O faturamento correspondente à Receita Fixa foi pago a Eletronuclear, em 12 parcelas mensais, descontadas dos devidos tributos, dos custos administrativos, financeiros e tributários (CAFT) incorridos pela CCEE, e do Ressarcimento relativo a 2016, equivalente a R\$ 32.338.425,15.

Em caráter preliminar, no ano de 2017 o montante de energia entregue pela Eletronuclear deverá ser superior ao compromisso regulatório de 1.572,17 MWmédios, gerando uma parcela variável de aproximadamente 777,12 MWmédios (ou 675.595,723 MWh). Desta forma, em 2018, a Empresa deverá receber das distribuidoras cotistas, em duodécimos, o valor estimado de R\$ 109 milhões, originado pelo cálculo da parcela variável, valorada ao PLD médio anual de 2017, calculado preliminarmente em 323,82 R\$/MWh.

As despesas relativas ao Uso do Sistema de Transmissão e à Conexão ao Sistema de Transmissão totalizaram respectivamente, R\$ 109.203.011,72 e R\$ 2.259.718,35.

Com respeito à comercialização de energia de Angra 3, atendendo ao disposto pela Portaria do Ministério de Minas e Energia - MME Nº 980, de 21 de dezembro de 2010, a Eletronuclear e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) assinaram, no dia 26 de agosto de 2011, o Contrato de Venda de Energia de Reserva CER/126 para a comercialização de 1.184 MWmédios. O prazo de suprimento contratual é de 35 anos, com início em 1º de janeiro de 2016. O preço de venda da energia

contratada, na modalidade por quantidade de energia, será de R\$ 148,65/MWh (base setembro de 2009), conforme fixado pela já citada portaria do MME.

Em dezembro de 2015, devido a postergação da entrada em operação comercial da usina Angra 3, o Despacho da ANEEL nº 4.043 autorizou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE a não recolher dos Usuários de Energia de Reserva a parcela da Receita Fixa correspondente ao Contrato de Energia de Reserva – CER vinculado à usina Angra 3 para os anos de 2016 e 2017.

Em agosto de 2016, a ANEEL, através do ofício nº 379/2016-SFG/ANEEL, informou a reclassificação da viabilidade da implantação da usina Angra 3 da categoria “média” para “baixa” e da alteração da data de início de operação comercial para a condição “sem previsão”, em função das dificuldades financeiras que impactam o empreendimento.

Em dezembro de 2017, foi efetuada a atualização monetária do preço de venda da energia contratada, equivalente a R\$243,95/MWh (base novembro 2017) para vigorar a partir de janeiro de 2018.

2 VISÃO GERAL

2.1 Finalidade e Competências Institucionais da Eletrobras Termonuclear S.A

No Brasil, a participação da energia elétrica de fonte nuclear em 2017 foi de 2,54 % da geração total. A característica predominantemente hidroelétrica do parque gerador nacional assegura uma posição única para o Brasil, por apresentar uma matriz elétrica majoritariamente baseada em fonte renovável e, portanto, com muito baixa emissão de gases geradores de efeito estufa.

Contudo, dada a variabilidade característica dos regimes hidrológicos, há uma necessidade de complementação por meio de energia térmica de base, de forma a assegurar o suprimento de eletricidade em anos mais secos. De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a participação da geração elétrica por fonte térmica tem constantemente aumentado nos últimos anos. Essa trajetória de crescimento manteve-se em 2017, em função da baixa afluência nos reservatórios das grandes hidrelétricas. Nesse contexto, a geração termonuclear desempenha um papel fundamental, por sua característica de operar na base com reduzido custo de combustível.

Um estudo apresentado pela Eletronuclear deixa claro que o investimento em Angra 3 não trará apenas benefícios energéticos, mas também econômicos. A cada R\$ 1 investido no projeto, será gerado um efeito multiplicador de 2,28 no PIB nacional. Os benefícios atingirão o Rio de Janeiro em cheio também – para cada R\$ 1 em valor adicionado diretamente pelo projeto de Angra 3, o PIB do estado recebe um efeito multiplicador de 1,57. A pesquisa foi realizada pela Eletronuclear em parceria com a FGV, uma das mais respeitadas instituições de ensino superior do Brasil.

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

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

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

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

A Eletronuclear tem desafios e dificuldades consideráveis com seu atual Programa de Investimentos. São diversos projetos e desafios empresariais tais como: Manutenção de seu parque gerador; Construção da Unidade de Armazenamento a Seco de Combustíveis Irrradiados – UAS; Revisão da tarifa de Angra 3; Retomada da construção da Usina de Angra 3; Melhorias das condições de comercialização da energia das Usinas Angra 1 e 2; Estruturação dos recursos relacionados à extensão da vida útil de Angra 1;

Viabilização dos recursos para fazer frente ao fluxo de caixa dos contratos de fornecimento de combustível para Angra 1 e 2 para adequá-los à legislação vigente.

2.2 Normas e Regulamento de Criação, Alteração e Funcionamento da Eletronuclear

A Eletronuclear foi constituída na forma da autorização contida no Decreto nº 76.803, de 16 de dezembro de 1975, com a finalidade específica de explorar, em nome da União, atividades nucleares para fins de geração de energia elétrica, nos termos do Decreto de 23 de maio de 1997 e das Portarias nºs 315, de 31 de julho de 1997, e 184, 185 e 186, de 31 de julho de 1997, respectivamente, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica e da Comissão Nacional de Energia Nuclear.

A atual estrutura organizacional da Empresa foi apresentada para Conselho de Administração da Eletronuclear em sua 359ª Reunião, de 04/05/2017, e deliberada a extinção a Diretoria de Planejamento, Gestão e Meio Ambiente no Conselho de Administração em sua 360ª reunião, de 25/05/2017. Em 28/06/2017 na 361ª Reunião do Conselho de Administração foi aprovada a revisão Estrutural da Organização e implementada a partir de 01/07/2017. Posteriormente, na 94ª Assembleia Geral Extraordinária, de 18/01/2018, foi revisado o Estatuto Social da Empresa, visando adequá-lo à legislação vigente, os princípios gerais da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961 e suas alterações posteriores, além de obedecer a Lei nº 13.303, de 2016 e sua regulamentação, bem como, as políticas e normas estabelecidas pela Eletrobras e da Secretaria de Coordenação e Governança das empresas Estatais – SEST.

2.3 Ambiente de Atuação

A Eletrobras Eletronuclear foi criada em 1997 com a finalidade de operar e construir usinas termoeletrônicas no Brasil. Subsidiária da Eletrobras, é uma empresa de economia mista e responde pela geração de aproximadamente 3% da energia elétrica consumida no Brasil. Pelo sistema elétrico interligado, essa energia chega aos principais centros consumidores do país e corresponde, por exemplo, a mais de 30% da eletricidade consumida no Estado do Rio de Janeiro, proporção que se ampliará consideravelmente quando Angra 3, terceira usina da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA estiver concluída.

Atualmente estão em operação as usinas Angra 1, com capacidade para geração de 640 megawatts elétricos, e Angra 2, de 1350 megawatts elétricos. Angra 3, que será praticamente uma réplica de Angra 2 (incorporando os avanços tecnológicos ocorridos desde a construção desta usina), está prevista para gerar 1405 megawatts elétricos.

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

A energia nuclear tem características particulares que sempre merecem tratamento adequado para que possa cumprir seu papel na matriz energética do país.

Para tanto, a Eletronuclear para desempenhar seu papel no parque gerador nacional desenvolve iniciativas destinadas à expansão da capacidade instalada além das Usinas de Angra 1, 2 e 3, a saber:

a) Aumento da Capacidade das Usinas Existentes

Usina Angra 1

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

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

Os investimentos para o aumento de capacidade de geração da usina Angra 1 estão previstos para serem iniciados a partir 2019.

Usina Angra 2

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

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

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

b) Extensão de Vida Útil das Usinas Existentes

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

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

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

Os investimentos destinados à extensão da vida operacional das usinas compreendem essencialmente avaliações técnicas (gerenciamento do envelhecimento dos sistemas, estruturas e componentes das plantas), avaliações ambientais e os processos de licenciamento nuclear e ambiental, além de um conjunto

de modificações de projeto, substituições e reparos de sistemas e componentes a serem requeridos em decorrência dessas avaliações.

Parte dos investimentos para os processos de avaliação técnica relacionados com renovação de licença será realizada no escopo do programa de gerenciamento do envelhecimento das usinas. Com relação às modificações de projeto, substituições e reparos de sistemas e componentes a serem implementadas no âmbito do processo de renovação de licença operacional, estimam-se investimentos da ordem de R\$ 400 milhões, para Angra 1, e R\$ 600 milhões, para Angra 2, a serem realizados em período fora do horizonte do presente plano.

2.4 Organograma

Quadro 2.4.1 – Informações sobre Áreas ou Subunidades Estratégicas

“O quadro contendo as informações encontra-se no Anexo I”

2.5 Macroprocessos Finalísticos

Os Macroprocessos da ELETRONUCLEAR foram integrados aos macroprocessos da controladora Eletrobras S/A, de forma a se ter uma arquitetura unificada dos processos nas Empresas Eletrobras.

Assim, por se tratar de uma empresa exclusivamente de geração de energia, o macroprocesso aplicável à Eletronuclear é o Operação e Manutenção da Geração de Energia.

Macroprocesso: Operação e Manutenção da Geração de Energia

Objetivo: Maximizar a disponibilidade dos ativos de geração, atendendo aos requisitos técnicos, comerciais e regulatórios, com segurança, qualidade e economicidade.

Descrição: Do planejamento da produção de energia até a gestão do desempenho da produção de energia.

Produtos e Serviços: Energia Produzida e Disponibilidades de Ativos

Principais Clientes: Mercado de Energia Elétrica (Distribuidoras)

Subunidades Responsáveis: Diretoria de Operação e Comercialização e Diretoria Técnica

Quadro 2.5.1 - Macroprocessos Finalísticos

Macroprocessos	Descrição	Produtos e Serviços	Principais Clientes	Subunidades Responsáveis
Operação e Manutenção da Geração de Energia	Do planejamento da produção de energia até a gestão do desempenho da produção de energia.	1) Energia Produzida 2) Disponibilidade de Ativos.	Mercado de Energia Elétrica (Distribuidoras)	1) Diretoria de Operação e Comercialização 2) Diretoria Técnica

O bom desempenho desse processo traduz-se nos resultados obtidos na medição do desempenho das usinas.

A central nuclear de Angra fechou 2017 gerando 15,7 milhões de megawatts-hora (MWh), sendo que Angra 2 obteve a melhor marca de geração de sua história. A usina produziu 11,5 milhões de megawatts-hora (MWh), suficiente para abastecer com folga a cidade de São Paulo por um ano. Além disso, a unidade operou com 97,5% de fator de capacidade.

Já Angra 1 gerou 4,2 milhões de MWh, o que também figura entre as melhores marcas da usina, a despeito de ter ficado parada por quase 60 dias, entre agosto e outubro, por conta da troca dos seus transformadores principais. A tarefa foi realizada durante a parada para reabastecimento. No total, a central nuclear de Angra gerou 15,7 milhões de MWh em 2017.

2.6 Composição Acionária do Capital Social

2.6.1 Estrutura Societária

O capital social da ELETRONUCLEAR em 31 de dezembro de 2017, de R\$ 6,6 bilhões, está subscrito com cerca 78% de ações ordinárias e 22 % de ações preferenciais, sendo o acionista majoritário a Eletrobras, detentora de 99,91% do total das ações.

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

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

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

Quadro 2.6.1- Composição Acionária do Capital Social

Denominação completa			
ELETROBRÁS ELETRONUCLEAR S.A.			
Ações Ordinárias (%)		Posição em	
ACIONISTAS		31/12/2017	31/12/2016
Governo	Tesouro Nacional		
	Outras Entidades Governamentais	78,1005	78.1005
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos		
	Ações em Tesouraria		
	% Governo	78,1005	78,1005
Free Float	Pessoas Físicas	0,0045	0,0045
	Pessoas Jurídicas		
	Capital Estrangeiro		
	% free float	0,0045	0,0045
Subtotal Ordinárias (%)		78,1050	78,1050
Ações Preferenciais (%)		Posição em	
ACIONISTAS		31/12/2017	31/12/2016
Governo	Tesouro Nacional		
	Outras Entidades Governamentais	21,8621	21,8621
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos		
	Ações em Tesouraria		
	% Governo	21,8621	21,8621

<i>Free Float</i>	Pessoas Físicas	0,0135	0,0135
	Pessoas Jurídicas	0,0194	0,0194
	Capital Estrangeiro		
	<i>% free float</i>	0,0329	0,0329
Subtotal Preferenciais (%)		21,8950	21,8950
Total		100%	100%

2.7 Participação em Outras Sociedades

A Eletrobrás Eletronuclear S.A., não possui participação acionária em outras sociedades.

Quadro 2.7.1 - Investimentos Permanentes em outras sociedades

Denominação Investidora (UPC)	ELETROBRÁS ELETRONUCLEAR S.A.	
Ações Ordinárias (% de participação)	Posição em	
Empresa Investida	31/12/2017	31/12/2016
=====	=====	=====
Ações Preferenciais (% de participação)	Posição em	
Empresa Investida	31/12/2017	31/12/2016
=====	=====	=====

2.8 Principais Eventos Societários Ocorridos no Exercício

Não houve qualquer ocorrência de eventos relevantes ocorridos no exercício relacionados à venda e à aquisição de ações do capital social e também relativos à participação em outras sociedades.

3 PLANEJAMENTO ORGANIZACIONAL E RESULTADOS

3.1 Planejamento Organizacional

A Diretoria Executiva em reunião realizada em 30/12/2017 aprovou e submeteu à homologação do Conselho da Administração, o Plano de Negócios e Gestão da Eletronuclear 2018-2022.

O Plano de Negócios e Gestão da Eletronuclear 2018-2022 segue as diretrizes oriundas do Plano Diretor de Negócios e Gestão – PDNG 2018-2022 do Sistema Eletrobras, sendo as metas do quinquênio monitoradas através dos principais indicadores de desempenho operacional e de gestão, governança e socioambientais. O Plano abrange praticamente todas as áreas da empresa, desde o projeto de novas usinas, passando pela construção de Angra 3, extensão da vida útil das usinas atuais, gestão do envelhecimento dos equipamentos e sua manutenção chegando, por fim, até a gestão administrativa da empresa.

O PDNG 2018 – 2022 estabeleceu os seguintes Pilares Estratégicos:

1º Pilar Estratégico – Governança e Conformidade:

- Consolidação do Programa de 5 Dimensões;
- Melhoria Contínua do Ambiente de Controles Internos;
- Implementar ações para Listagem em Índices e obtenção de Selos de Governança Corporativa; e
- Preparação para Democratização de Capital da Eletrobras Holding.

2º Pilar Estratégico – Disciplina Financeira:

- Privatização das Distribuidoras;
- Venda de Imóveis Administrativos;
- Venda de Participações em SPEs e Outros Desinvestimentos;
- Reestruturação Societária (Eletrosul + CGTEE);
- Reestruturação Societária (Desverticalização da Amazonas D);
- Otimização Tributária;
- Empréstimo Compulsório;
- Fundos de Previdência das Empresas Eletrobras;
- Orçamento Base Zero (OBZ); e
- Estratégia para Carteira de Ações detidas pela Eletrobras em Coligadas.

3º Pilar Estratégico – Excelência Operacional:

- Reestruturação Organizacional;
- Implantação do PRO-ERP;
- Centro de Serviços Compartilhados (CSC);
- Redução de Custos de Pessoal;
- Estratégia Regulatória para G;
- Estratégia Regulatória para T;
- Comitê de Comercialização de Energia Elétrica;
- Plano de Retomada das Obras de Angra 3; e
- Modernização e Automação de Instalações de Geração e Transmissão.

4º Pilar Estratégico – Atuação Sustentável:

- Compromisso com a Agenda 2030;
- Prospectar Oportunidades via Green Bond;
- Metodologia para Medir Resultados de projetos de P&D+I; e

-
- Implementação de Relato Integrado.

5º Pilar Estratégico – Valorização das Pessoas:

- Dimensionamento Quali-quantitativo de Pessoal;
- Aperfeiçoamento do Sistema de Gestão de Desempenho; e
- Banco de Talentos e Oportunidades.

3.1.1 Descrição Sintética dos Objetivos do Exercício

Em novembro de 2014 o Sistema Eletrobras divulgou o seu Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2015 - 2030, fruto de um trabalho integrado das equipes de planejamento de todas as suas empresas. Este plano foi referendado pela Eletrobras Eletronuclear, que adotou como sua a arquitetura estratégica do mesmo, na forma que se segue:

MISSÃO, VISÃO E VALORES

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

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

VISÃO – Em 2020, ser o maior sistema empresarial global de energia limpa, com rentabilidade comparável a das melhores empresas do setor elétrico.

VALORES

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

Declaração de Posicionamento

Adicionalmente, a individualidade da ELETRONUCLEAR é explicitada por meio da Declaração de posicionamento que orienta seus negócios e ações:

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

Desenvolvendo conceitualmente os atributos dessa declaração:

Protagonista

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

Expansão da Geração Nucleoelétrica

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

Investindo de forma independente ou em parceria

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

Energia limpa

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

Segurança

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

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

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

Este trabalho foi realizado tanto para os Objetivos Finalísticos quanto para os de Gestão. Adicionalmente, e em sintonia com sua Declaração de Posicionamento, a Empresa estabeleceu um conjunto de Objetivos Estratégicos Específicos, de forma a completar o seu arcabouço do seu Planejamento Estratégico.

Sustentabilidade Sócio Ambiental

A ELETRONUCLEAR edita o Relatório de Sustentabilidade Socioambiental, segundo o modelo GRI desde 2007. É importante destacar que o Relatório de Sustentabilidade desenvolvido pela Eletronuclear é publicado no site da ONU desde 2008. A participação da ELETRONUCLEAR foi decisiva para a permanência da controladora na carteira do índice.

O índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), que é ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na Bovespa sob o aspecto de Sustentabilidade. A Eletronuclear em conjunto com a Eletrobras e as demais subsidiárias, participam anualmente do questionário ISE. No último ano a Eletronuclear aumentou sensivelmente sua pontuação em todas as dimensões do questionário: Geral (22%), Econômica (20%), Ambiental (3%), Social (7%) e Mudanças Climáticas (7%). Apesar do bom desempenho da Eletronuclear, a Eletrobras não foi incluída na carteira ISE de 2017”.

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 Eletrobras 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.

Um ponto a destacar foi a adoção da Política Ambiental das Empresas do Sistema Eletrobras, destacando-se a incorporação de exigências ambientais nos contratos firmados pela empresa com seus fornecedores, a contabilização sistemática das emissões de gases do efeito estufa e a participação na uniformização das práticas de execução da compensação ambiental e de comunicação e educação ambiental.

Programa de Equidade

No contexto das atividades do Comitê Permanente para as Questões de Gênero da ELETROBRAS ELETRONUCLEAR, criado em 2005 em conformidade com as diretrizes do “Plano Nacional de Políticas para as Mulheres”, a empresa assinou em novembro com a Secretaria Especial de Políticas para as Mulheres o novo Termo de Compromisso de Adesão ao Programa Pró-Equidade de Gênero 2ª Edição, comprometendo-se em continuar a execução do plano de ação para implementar políticas de equidade.

A ELETROBRAS ELETRONUCLEAR é detentora do Selo Pró-Equidade de Gênero concedido pela referida Secretaria Especial de Política para as Mulheres, pelo Fundo de Desenvolvimento das Nações Unidas e pela Organização Internacional do Trabalho na 1ª edição do programa.

Certificação SOX

A adequação à Lei Sarbanes-Oxley é uma condição essencial para que a ELETROBRAS permaneça no patamar ADR 2 - American Depositary Receipt Nível 2, da Bolsa de Valores de Nova York, alcançado em 2008. Na qualidade de empresa controlada, a ELETROBRAS ELETRONUCLEAR está também sujeita a essas normas. Em junho de 2010 a Eletrobras Eletronuclear criou a Gerência de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles para atuar como facilitadora entre as áreas de negócios e a empresa Certificadora e tem, dentre outras, a atribuição de efetuar o aprimoramento do ambiente de controles sobre as demonstrações financeiras, com este objetivo executa as atividades de atualização da documentação SOX e elaboração e monitoramento dos Planos de Ação para mitigar as deficiências apontadas.

O Pacto Global e os Valores da Empresa

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

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

3.1.2 Estágio de Implementação do Planejamento Estratégico

O Plano de Negócios e Gestão da Eletronuclear para o quinquênio 2017-2021 foi aprovado pela Diretoria Executiva da Eletronuclear e o seu Conselho Administrativo em 23 dezembro de 2016. Nele está descrito os principais Projetos, Contrato de metas de desempenho, desempenho dos negócios, aspectos de gestão, análise econômico-financeira e análise de risco dos projetos a serem executados. O mesmo foi monitorado semestralmente no ano de 2017. Além disso, a Eletronuclear tem um aplicativo que disponibiliza todos os Projetos do PNG distribuídos nos seus Portfólios e Programas. No caso dos Indicadores Operacionais, Econômico-financeiros, Qualidade e Segurança, os mesmos são monitorados pelo Painel de Indicadores da Eletronuclear.

3.1.3 Vinculação dos Planos da Eletronuclear com as Competências Institucionais e outros Planos

As Ações Orçamentárias da Eletrobras Eletronuclear estão incluídas no Programa de Energia Elétrica – N020 de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia.

As ações estão associadas a objetivos deste Programa, conforme quadro abaixo:

Quadro 3.1.3.1 - Ações Orçamentárias de Responsabilidade da Eletronuclear

Códigos	Título Ação
Programa Energia Elétrica - N020	
Objetivo 0023 - Utilizar as fontes térmicas para geração de energia elétrica, contribuindo para o equilíbrio, complementariedade e diversificação da matriz elétrica.	
Iniciativa: Implantação da Usina Termonuclear Angra III	
25.752.0296.5E88.0033	Implantação da Usina Termonuclear de Angra III com 1.405 MW (RJ)
Objetivo 0034 - Planejar o atendimento das demandas futuras de energia elétrica para orientar o desenvolvimento do setor.	
Iniciativa: Realização de Estudos e Projetos do Setor Elétrico	
25.752.N020.6508	Estudos de Viabilidade para Ampliação da Geração de Energia Elétrica
Objetivo 0437 - Promover a manutenção e a modernização das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica, visando a confiabilidade e a segurança do sistema	
Iniciativa: Manutenção e atualização do parque gerador de energia	
25.752.0296.4477.0033	Manutenção do Sistema de Geração de Termonuclear de Angra I e II
Programa de Gestão e Manutenção do Ministério de Minas e Energia - N123	
12.122.N123.2000	Administração da Unidade

3.2 Desempenho Orçamentário

3.2.1 Objetivos Estabelecidos no PPA de Responsabilidade da Eletronuclear e Resultados Alcançados

No contexto do Programa de Dispêndios Globais - PDG a ELETRONUCLEAR teve seus limites fixados, em orçamento aprovado para o exercício de 2017, no Decreto Nº 8.933, de 16 de dezembro de 2016 (DOU de 19.12.2016), e, revisado pela Portaria Nº 433, de 12 de dezembro de 2017 (DOU de 13.12.2017).

No exercício, as origens dos recursos econômicos necessários à cobertura dos dispêndios (correntes e de capital) foram fixadas em R\$ 4.025,0 milhões, distribuídas em R\$ 3.197,8 milhões de receitas operacionais (incluídas as receitas de venda de energia de Angra 1 e 2), R\$ 816,0 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo e R\$ 11,2 milhões em receitas não operacionais.

Para as origens dos recursos econômicos fixadas, houve a realização do montante de R\$3.782,4 milhões dos quais se destacam a realização dos valores de R\$ 3.204,1 milhões de receitas operacionais (incluídas as receitas de venda de energia de Angra 1 e 2), R\$ 571,1 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo e R\$ 7,2 milhões em receitas não operacionais.

Em relação aos dispêndios econômicos, foi fixado o limite de R\$ 3.505,5 milhões, distribuídos em R\$ 2.479,7 milhões para dispêndios correntes, R\$ 897,8 milhões para investimentos e R\$ 128,0 milhões para outros dispêndios de capital (amortizações de financiamentos).

Em termos de realizações, foram gastos R\$ 2.262,9 milhões em dispêndios correntes, R\$ 479,5 milhões em investimentos e R\$ 133,1 milhões em outros dispêndios de capital (amortizações de financiamentos), totalizando R\$ 2.875,5 milhões.

Os valores realizados com dispêndios correntes no montante de R\$ 2.258,4 milhões concentraram-se naqueles necessários à garantia de performance operacional, destacando-se: pessoal e encargos (R\$ 601,2 milhões), programa de desligamento voluntário (R\$ 52,1 milhões), serviços de terceiros (R\$ 377,4 milhões), combustível nuclear (R\$ 395,7 milhões), impostos/contribuições (R\$ 496,9 milhões), compra de energia (R\$ 109,8 milhões), materiais de consumo (R\$ 53,6 milhões), juros e outros (R\$ 76,8 milhões), utilidades e serviços (R\$ 12,9 milhões) e outros dispêndios correntes (R\$ 82,0 milhões).

Já as realizações dos dispêndios com investimentos no valor de R\$ 479,5 milhões se concentraram em quatro programas (ações): Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3 (R\$ 332,3 milhões), Manutenção do Sistema de Geração de Energia Termonuclear de Angra 1 e 2 (R\$ 141,5 milhões), Estudos de Viabilidade para Ampliação da Geração de Energia Elétrica (R\$ 1 milhão) e Infra-Estrutura de Apoio (R\$ 4,7 milhões).

3.2.2 Execução Física e Financeira das Ações da Lei Orçamentária Anual de Responsabilidade da Eletronuclear

3.2.2.1 Programa N020 - Energia Elétrica

- a) **Objetivo 0437 - Promover a manutenção e a modernização das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica, visando a confiabilidade e a segurança do sistema.**

Iniciativa: Manutenção e atualização do parque gerador de energia.

Ação 4477 - Manutenção do Sistema de Geração de Energia Termonuclear de Angra 1 e Angra 2 (RJ).

Quadro 3.2.2.1.1 - Dados Gerais da Ação 4477

Valores em R\$1,00

Identificação da Ação			
Ação: 4477	Denominação: Manutenção do Sistema de Geração de Energia Termonuclear de Angra 1 e Angra 2 (RJ).		
Finalidade da Ação: 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 o 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 infra-estrutura e de apoio à operação, assim como o desenvolvimento de atividades de carácter sócio-ambiental, que propiciem a equilibrada inserção regional dos empreendimentos.			
Objetivo Geral: As atividades requeridas para o cumprimento desta ação são de natureza contínua, ao longo de toda a vida útil das usinas, e incluem: análise do desempenho operacional das usinas e avaliação de necessidades de troca de equipamentos; realização de projetos de otimizações; aquisições de bens e serviços correlacionados à manutenção das condições operacionais das usinas; disponibilização de instalações adequadas para a deposição de rejeitos radioativos; aquisição de equipamentos e instalações para suprir a infra-estrutura de apoio à operação e as demandas provenientes dos processos de licenciamento. O sucesso dessa atividade é mensurado pela produção das usinas.			
Unidade Responsável pelas decisões estratégicas:	Eletrobras Eletronuclear S.A		
Coordenador Nacional da Ação:	João Carlos Marques dos Reis		
Unidades Executoras:	Diretoria de Operação - DO		
Áreas responsáveis por gerenciamento ou execução:	Diretoria de Operação - DO		
Competência institucional requerida para a execução da ação:	Diretoria de Operação - DO		
Orçamento: Lei N° 13.553 /2017			
Metas e Resultados da Ação			
META	PREVISÃO	EXECUÇÃO	EXECUÇÃO/PREVISÃO %
Financeira	227.858.683	141.511.875	62,11%
Física	N/A	N/A	N/A

Fonte: Departamento de Planejamento e Controle – DPC.A

Justificativas:

Destacamos algumas dificuldades para uma melhor realização orçamentária:

a) - Atrasos em processos licitatórios, face à necessidade de um maior detalhamento em alguns projetos, maior tempo na adjudicação de alguns fornecimentos e morosidades na apresentação de propostas por parte dos fornecedores;

b) - Atrasos e adiamentos na entrega de serviços, materiais, equipamentos e componentes.

Fonte: SIOP – Sistema Integrado de Planejamento e Orçamento e aceitas pela SEST - Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais.

Resultados:

No ano de 2017, Angra 1 e 2 passaram por uma Missão de Suporte Técnico (TSM), conduzida pela World Association of Nuclear Operators (WANO), sobre redução de desarmes de Reator. A missão teve como objetivo identificar lacunas nas Usinas na referida área e, a partir dos pontos de melhoria encontrados, propor ações para as Usinas elevarem seus desempenhos visando a redução de desarmes. Após a missão, a WANO enviou o relatório da missão à Eletronuclear detalhando as áreas para melhoria identificadas com suas respectivas ações propostas, cujo progresso das mesmas será avaliado durante a próxima WANO Peer Review, a ser realizada em julho de 2018.

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

A Superintendência de **Manutenção** atendeu às metas estabelecidas pelas usinas quanto à manutenção corretiva e preventiva (“backlogs”) e ao número de retrabalhos decorrentes das atividades de manutenção, além de finalizar o ano com todos os indicadores dentro das metas, o que demonstra a efetividade da Manutenção em manter a boa confiabilidade dos equipamentos e componentes das usinas, superando as diversas dificuldades oriundas dos eventos ocorridos em Angra 2 no início do ciclo e ao grande desafio da Parada 1P23 de Angra 1, que teve uma extensa lista de tarefas e várias modificações de projeto implementadas com sucesso, aproveitando-se da longa duração prevista para realização da mesma.

Como preparação para o WANO, Peer Review de 2018, foi feita nova aplicação do Seminário de Condução de Manutenção, objetivando melhoria nos processos e divulgando as melhores práticas da indústria aos profissionais de Manutenção.

Foi feita alteração na forma de realização da Manutenção decenal do Diesel de Angra 2, otimizando o tempo de indisponibilidade do equipamento em função da utilização de peças dos Diesel estocados em Angra 3, conseguindo-se uma redução da CLO em 5 dias.

Na parte de Gestão de Pessoal tivemos 22 profissionais que deixaram a Empresa em função de adesão ao novo Plano de Demissão implementado, o que demandou novas movimentações internas e remanejamento de profissionais no âmbito da SM.O de forma a adequar a estrutura para continuação do atendimento aos clientes internos e externos, com revisão das funções e atribuições dos Departamentos.

O principal objetivo da Superintendência de **Coordenação da Operação** e suas Unidades Organizacionais é dar suporte às Usinas com relação a: coordenação do PEL (Plano de Emergência Local), controle de dose, monitoração de risco, treinamento técnico, proteção física, organização das contratações de serviços, manutenção nos sistemas de telecomunicações da Central Nuclear e Vilas Residenciais e material e atividades de almoxarifado.

Nesse contexto, no ano de 2017, podem-se destacar a finalização do treinamento e incorporação dos novos especialistas de proteção física oriundos de concurso público às equipes da segurança orgânica da Central, desfalcadas pelo PDI de 2014-2015. A obtenção de autorização para melhoria do armamento da segurança orgânica foi outro fator a ser destacado. Ainda nessa área, que inclui também Proteção Contra Incêndio, continuam ações para melhoria das instalações, meios de supervisão, equipamento e performance humana.

A área de organização das contratações de serviços concluiu com sucesso o suporte a única parada do ano, a Parada 1P23, estendida de Angra 1 (58 dias), envolvendo grande número de contratações nacionais e internacionais, planejadas e de emergência. Foram promovidas e continuam inúmeras ações de melhoria pelo almoxarifado para buscar otimizar seus processos.

A área responsável pela monitoração e análise de risco nuclear, conseguiu finalmente obter, através de licitação internacional, o contrato para realização das Análises Probabilísticas de Segurança (APS) que ainda faltam para completar o escopo requerido pela CNEN para a usina de Angra 1, e que já estão disponíveis para Angra 2. Com a finalização desse trabalho ambas, as usinas terão um escopo completo de APS, que permitirá uma avaliação de risco para todas as condições de operação, de acidente severo e de eventos internos e externos.

Seguindo sua prática a área de proteção radiológica vem melhorando seus processos de controle e redução de dose, conseguindo novamente valores de dose para o pessoal exposto ocupacionalmente (IOE) inferiores aos valores estabelecidos em norma para o público em geral.

A coordenação do PEL recebeu em fevereiro de 2017, conforme planejado, uma missão de suporte técnico da WANO, visando apontar soluções para eliminação das pendências levantadas no Peer Review de 2014. O trabalho de implementação de melhorias no PEL, envolvendo procedimentos, exercícios, instalações, performance humana e integração entre áreas continuou em 2017, incorporando as orientações da referida missão de suporte técnico. Em 2017 foram realizados exercícios em ambas as usinas envolvendo cenários de acidentes severos com utilização das SAMG (Diretrizes de Gerenciamento de Acidentes Severos), assim como exercícios envolvendo o uso de simulador.

Todas essas ações levaram a uma melhoria observável do PEL, fato reconhecido na Pre-visit da WANO em dezembro de 2017.

Com relação às ações de resposta ao Evento de Fukushima, particularmente para a utilização dos equipamentos móveis (motobombas e Geradores Diesel), em 2017 foram melhoradas as vias de deslocamento internas à CNAAA e realizados com sucesso, dois exercícios para Angra 1 e um para Angra 2 de deslocamento desses equipamentos do local de armazenamento para as respectivas Usinas, assim como a simulação da execução das conexões para sua operação.

Os planos de ação relativos às deficiências na Superintendência de Coordenação da Operação, apontadas no Follow up do Peer Review da WANO, realizado em abril de 2017, (duas na área de Proteção Contra Incêndio, relativas a equipamento e performance humana e duas na área do PEL, com relação a instalações e exercícios) foram essencialmente concluídos.

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

Angra 1 operou durante 276,4 dias em 2017 sincronizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e realizou sua Parada programada para reabastecimento de combustível, manutenções e testes periódicos com destaque para a substituição dos Transformadores Principais T1 A/B/C e reserva. A parada 1P23 foi realizada em 58,0 dias.

A Unidade realizou três Paradas Não Programadas, equivalente a 30,6 dias.

A Unidade operou com potência reduzida, equivalente a 2,7 dias de potência máxima, devido a manutenção em Linhas de Transmissão de 500kV por FURNAS, variação de carga após os desligamentos não programados, e para atender execução de testes periódicos obrigatórios.

A Unidade produziu **4.204.308,8 MWh** de Energia Elétrica Bruta gerada e Fator de Capacidade de **74,29%**. Os períodos de indisponibilidade ocorridos durante o ano foram devido às paradas não programadas 1P22A (Parada para Troca do Rotor da Excitatriz / Reparo do Mancal 8 e 9), 1P22B (Reparo de vazamento no Sistema de Óleo de Selagem do Gerador Principal – OSG) e 1P23A (Parada para Alinhamento do Turbogenerador e Balanceamento da Excitatriz) e a parada programada 1P23 (Abastecimento), totalizando 88,6 dias. Angra 1 opera sem falha de elemento combustível desde 2010.

Angra 2, operou durante 355 dias em 2017 sincronizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), sem Parada programada para reabastecimento de combustível. A Unidade produziu **11.535.537,5 MWh** de Energia Bruta, o melhor resultado na história de Angra 2. A energia gerada no ano superou em 982.365,5 MWh a sua Garantia Física. O Fator de Capacidade alcançou **97,48%**, apesar de alguns eventos de indisponibilidade no início do ciclo, e também foi o melhor desempenho na história da Unidade. Angra 2 operou no ano de 2017 sem falha de combustível.

Os principais períodos de indisponibilidade ocorridos durante o ano foram devidos a desarmes e reparos nas Bombas de Água de Refrigeração Principal – PAC; desarme do Reator devido a atuação da proteção de sobrepressão do Transformador de 525kV - BAT03; redução de potência e posterior desarme manual da Usina devido a vazamento de óleo pelo diafragma da válvula JEB10AA100 do Sistema de Óleo Lubrificante da Bomba de Refrigeração do Reator Redundância 10; desligamento do turbo-gerador (TUSA) para reparar vazamento no Sistema de Água de Refrigeração do Gerador Principal – MKF; desligamento da Usina para reparo no atuador da válvula de bloqueio LAB20AA003; desarme da Usina devido à atuação espúria da proteção de sobrepressão de óleo do Transformador Auxiliar – BBT02; desligamento da Usina devido a dano à estrutura do Tanque de Água de Alimentação – LAA; redução de potência devido à falha do circuito de refrigeração do Transformador do Gerador – BAT02; e teste de válvulas e dispositivos de proteção da turbina.

1. Principais Destaques

Na Superintendência da Coordenação da Operação podemos citar como destaque:

Finalização do processo de treinamento e incorporação de 28 novos especialistas de Proteção Física, aprovados em concurso público, para recomposição das equipes afetadas pelo PDI de 2014-2015.

- Autorização da Superintendência da Polícia Federal para melhoria do armamento da Segurança Orgânica da CNAAA;
- Conclusão da licitação internacional e contratação do escopo complementar de Análises Probabilísticas de Segurança requeridas para a Usina de Angra 1, pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN);
- Conclusão com sucesso e no tempo requerido da organização das contratações de pessoal e serviços para a Parada estendida de Angra 1 ocorrida em agosto/setembro/outubro de 2017.
- Foram realizados cerca de 300 processos de contratação de serviços nacionais e internacionais no ano, para suportar as atividades de operação e parada para as Usinas de Angra 1 e Angra 2.
- Implementação de substanciais melhorias nas atividades do Almoxarifado, com relação à redução de itens não acompanhados, emissão e acompanhamento de requisições e a preservação do material estocado.

Em números, no ano de 2017 foram requisitados 36.457 itens; recebidos, inspecionados e armazenados 4.214 novos itens e emitidos 3.971 itens de requisições. Foram também executadas a preservação de 18.728 peças. No inventário seletivo realizado no último bimestre do ano, o índice de divergências ficou em 3,94%, ou seja, abaixo do limite de 5% estabelecido em instrução normativa.

- Realização com sucesso do controle de dose pela Proteção Radiológica, assegurando as metas previstas para o ano, considerando operação normal e Parada de Angra 1.
- Foi aprovada pela CNEN a certificação da qualificação de um Supervisor de Radioproteção DPR.O para a categoria Medidores Nucleares. Foi feita a reavaliação pelo CGCRE/INMETRO e mantida a acreditação do Serviço de Monitoração Individual Externa da ELETRONUCLEAR (Laboratório de Dosimetria) e do Laboratório de Calibração dos Monitores da Radiação – LCMR.
- Transferência do Centro de Emergência de Mambucaba (CEMB) para o prédio do simulador de Angra 1, visando atender critério de proteção contra inundação;
- Implementação do sistema de discagem automática para acionamento dos plantonistas do PEL;
- Avaliação anual do PEL no CAON (Comitê de Análise de Operação Nuclear);
- Elaboração dos Procedimentos PC-AG-PE-014 - Controle de Itens Identificados para o PEL em Relatórios emitidos por organização Interna e Externa; PC-AG-PE-015 Sistemática de Auto Avaliação do Plano de Emergência Local - PEL; PC-AG-PE-016 - Sistemática para o Planejamento e Realização de Exercícios Simulados de Emergência do Plano de Emergência Local - PEL;
- Aumento substancial do realismo das ações nos Exercícios Simulados de Emergência; com utilização de simulador em Angra 1; e utilização de SAMG (Diretrizes de Gerenciamento de Acidentes severos) em ambas as usinas;
- Realização do Exercício Simulado de Evacuação da CNAAA;
- Instalação dos aparelhos de ar condicionado no CMRI (Centro de Medicina das Radiações Ionizantes).

Em **Angra 1** relacionamos os seguintes destaques em 2017:

- Foi a primeira vez na história de Angra 1 que não ocorreu nenhum desarme automático ou manual do reator, pelo sistema de proteção do reator ou pela atuação do operador, estando o mesmo na condição de crítico, ou seja, gerando energia. O último desarme desta natureza ocorreu em 21 de Agosto de 2016 em decorrência a um transiente elétrico no Sistema Interligado Nacional;
- Em março de 2017, a geração elétrica bruta de 481.640,841 MWh foi a terceira melhor geração mensal na história da Usina com geração média de 647,4 MWe;
- A Parada 1P23 foi realizada dentro do prazo programado, mesmo com a necessidade de aumento do escopo das tarefas planejadas em 28%;

• O valor de 8,79 do Indicador de Desempenho dos Sistemas da Usina no mês de novembro foi o melhor na história da Usina.

As principais melhorias, realizações e modificações realizadas em **Angra 1** foram:

- Reabastecimento do Reator com 44 elementos combustíveis 16NGF;
- Inspeção em serviço (ISI) das soldas 20 e 34 das linhas de Injeção de Segurança;
- Troca dos Transformadores Principais de 500kV – T1 A / B / C / Reserva;
- Substituição do Trocador de Calor Água de Refrigeração da Turbina – TC-3A;
- Revisão dos selos da Bomba de Refrigeração do Reator – BRR-1;
- Troca e reparo dos termopares do Núcleo do Reator;
- Teste dos cartões eletrônicos do Sistema de Proteção do Reator e do Sistema de Indicação de Posição de Barras de Controle;
- Substituição dos Cabos Pig Tail do SCB (CRDM) sistema de controle de barras, conectores na top plate, cabos do Indicador de Posição das Barras de Controle - DRPI (na bandeja);
- Substituição do Detetor de Faixa de Potência N-44;
- Limpeza dos Tanques de Óleo Diesel FO-1A e FO-1B;
- Recunhamento do Gerador Elétrico;
- Manutenção da Turbina de Alta Pressão HP;
- Limpeza do Sistema de Óleo Lubrificante e do Sistema de Selagem do Gerador;
- Revisão geral da Bomba de Água de Circulação CW-1A;
- Substituição do Equipamento Monitoração de Radiação dos Canais R-11 e R-12;
- ILRT – Teste Integrado da Taxa de Vazamento do Envoltório da Contenção;
- Reforma geral do CST (Centro de Suporte Técnico) de Angra 1.

Em relação à **Angra 2** registramos os seguintes destaques:

- Em Angra 2 foram produzidos **11.535.537,5 MWh** de Energia Bruta, o melhor resultado da história da Usina;
- Em julho foi realizado o primeiro exercício simulado de atendimento a emergências químicas. Foi simulado o derramamento de ácido sulfúrico concentrado dentro das dependências de Angra 2. Todas as etapas de contenção, confinamento e neutralização do produto vazado foram executadas com sucesso. Esta foi uma atividade multidisciplinar, na qual participaram as seguintes áreas: Brigada de Incêndio da CNAAA, Operação, Química de Angra 1 e 2, Segurança Industrial, Proteção Física, Treinamento e Meio Ambiente. Esse exercício reforça o comprometimento da Eletronuclear com as questões ambientais, visando a geração de energia limpa com altos padrões de segurança e eficiência;
- Em dezembro foi realizado o primeiro exercício simulado de uso de equipamentos Pós-Fukushima;
- Desenvolvimento do Processo de Modificação de Usina (PMU);
- Implementação de programa SINSERV – Sistema de Inspeção em Serviço, para controle das inspeções realizadas na Usina.

As principais melhorias e modificações realizadas em **Angra 2** foram:

- Substituição da tubulação de distribuição de hipoclorito na tomada d'água (parcial);
- Implementação, teste e validação do Sistema Extra de Aquisição de Dados do Reator, incluído o reatímetro: o sistema permitirá a monitoração da reatividade em condições críticas e subcríticas do Reator, especialmente durante os testes físicos do Reator após Parada para Reabastecimento;
- Modificação na lógica de proteção dos Transformadores de Alta Tensão - BAT, BBT e BCT;
- Modificação do sistema de selagem dos motores das máquinas de refrigeração QKA02/03AN001 – PPP 0138.12.

Os destaques para a implantação de operação de **Angra 3** foram:

- O efetivo de empregados contratados (266) para o Departamento de Implementação da Operação de Angra 3 (DOT.O), foi reduzido para 103 empregados após o PSPE/PDI, onde parte destes funcionários foram transferidos internamente para repor vagas dos funcionários que se desligaram da Empresa pelo PSPE/PDI;
- Assim como ocorreu em 2016, ao longo de 2017 não foi autorizada a contratação dos demais 406 empregados necessários à Implantação da Operação de Angra 3;
- Utilização do mockup do SICS (Safety Information Control System) como ferramenta para o início da implantação de Engenharia de Fatores Humanos nos painéis. O mockup consiste em painéis em madeira no formato dos painéis originais, onde são afixados em papel os sinóticos dos sistemas da Usina;
- Início das entrevistas com os operadores Sênior de Angra 2 utilizando sua experiência operacional como desenvolvimento das análises de Engenharia de fatores Humanos;
- Viagem de quatro pessoas à Nucleoelétrica Argentina NASA - (Usina Atucha II), utilizando o protocolo de cooperação Brasil / Argentina, para troca de experiência em atividades relacionadas a sala de controle digital incluindo simulador. Esta viagem fez parte dos trabalhos de especificação para contratação do fornecimento do Simulador de Angra 3;
- Quadro gerencial da Superintendência de Angra 3 participou de Seminários Nacionais: SENOP – Seminário Nacional dos Operadores do Sistema Elétrico em Foz do Iguaçu;
- Realizado as ações previstas para 2017 do Programa de Desenvolvimento Motivacional do Pessoal de Angra 3. Este programa consiste em ações que foram desenvolvidas com o objetivo de favorecer o comprometimento e a motivação dos colaboradores contratados para o empreendimento de Angra 3, principalmente pelo fato da obra se encontrar paralisada;
- Cessão para a WANO, como secondees, por 2 anos a partir de junho/2017 de Engenheiro do Departamento de Implantação da Operação de Angra 3.
- Participação de reuniões com o DEC.T – Departamento de Engenharia Civil, nas definições dos tipos de portas e fechaduras que serão utilizadas nos edifícios de Angra 3;
- Foram definidos pelo grupo de trabalho para o fornecimento do Simulador de Angra 3, os Sistemas a serem simulados, descrições dos mesmos e a definição do OM-690 - Controle Digital, semelhante a sala de Controle de Angra 3.
- Avaliação dos SOER's, a partir dos resultados apresentados no WANO PEER REVIEW de Angra 2, para aplicação em Angra 3.
- Definido a utilização de Boro 10 Enriquecido, a partir da análise do Grupo de Estudos Multidisciplinar. Como resultado, foi emitido o Relatório: GCN.036.16
- Suporte à Superintendência de Angra 2 (SD.O) em diversas áreas: Divisão de Controle de Trabalho, Planos de Ação relativos a SOER, estudo e elaboração de procedimentos pós Fukushima, operação de Angra 2 – com licenciados na sala de controle na função de Supervisores, Encarregados de Turno e Operadores de Pannel Secundário e Auxiliares, além de operadores de campo já qualificados para desempenharem as suas funções em cada uma das 5 áreas da Usina;
- Coordenação e envio dos documentos referentes ao DIR DESIGN INFORMATED REVIEW em preparação para a missão WANO que ocorrerá em Julho de 2018;
- Coordenação e participação da Pré-Visita da WANO que ocorreu em Dezembro de 2017 em preparação para missão que ocorrerá em Julho de 2018;
- Coordenação e participação do primeiro exercício de transporte e posicionamento dos equipamentos destinados às ações compensatórias frente a um acidente semelhante ao ocorrido nas Usinas de Fukushima no Japão;
- Participação da preparação da parada 2P14 em Angra 2 nas seguintes áreas: Isolamentos de sistemas mecânicos, isolamento de sistemas elétricos, controle de testes operacionais, controle de simulação e controle de testes de instrumentação e controle;
- Participação de Engenheiros no grupo de trabalho que está implantando o guia “AP913 - Equipment Reliability Process Description” em conjunto com a operação, engenharia de processo e manutenção;

-
- Implementação do processo de Fiscalização da Segurança Nuclear Interna (Nuclear Oversight), em Angra 2;
 - Suporte a Superintendência de Angra 1 com a participação de alguns operadores de campo desde julho de 2016.

Citamos como destaque na Superintendência de **Manutenção**:

- Visita técnica, seguido de suporte técnico à Usina de Candiota – CGTEE, em atendimento à solicitação da Eletrobrás;
- Reuniões com ICM Bio para tentativa de desembargo da manutenção da adutora do SAAD (Sistema de Abastecimento de Água Doce);
- Reunião com AREVA sobre aquisição de sobressalentes disponibilizados por Usinas alemãs;
- Aplicação do Seminário de Conduta de Manutenção;
- Participação no TSM sobre redução de desarmes nas Usinas;
- Tratativas para acerto com Furnas sobre serviço realizado no vão 11 de Angra 1 durante a 1P23;
- Revisão dos equipamentos “Pós-Fukushima”;
- Substituição da válvula de descarga da Bomba de água de Alimentação LAC20 - LAB20AA003;
- Revisão e instalação dos protetores de mancal no motor da Máquina de Água Gelada QKA03AN001;
- Revisão/reparo da Bomba de Água de Alimentação Principal LAC30AP001 após quebra do eixo;
- Preparação e desmontagem do motor diesel de Angra 3 para revisão do Gerador Diesel 10 de Angra 2;
- Revisão decenal do gerador Diesel 10 - 1XJA01AG001, usando peças de Angra 3;
- Instalação, ajustes e testes no motor da bomba do Sistema de Controle Volumétrico KBA31AP001;
- Reparo do acoplamento da Bomba de Água de refrigeração Principal PAC20AP001;
- Troca do diafragma das válvulas JEB10-40AA100 no sistema de óleo da Bomba de Refrigeração do Reator;
- Reparo do vazamento da tubulação do Sistema de Água de Refrigeração do Gerador principal (MKF);
- Troca da junta da Válvula de Segurança do Tanque de Água de Alimentação LAA12AA004;
- Instalar a SMT 0007.17(modificação temporária) que altera a lógica dos relés de sobrepressão dos tanques de óleo dos Transformadores do Gerador BAT01 / 02 / 03;
- Revisão da bomba de água de circulação CW-1A;
- Revisão da bomba de vácuo VC-1A;
- Troca do motor da bomba de dreno dos aquecedores HD-2C;
- Troca do motor da bomba de água de alimentação principal FW-1B;
- Reparo da bomba de poço do Edifício de Segurança - DR-5D;
- Falha da sonda de fluxo de nêutrons, da faixa de potência, JKT03CX052 no Sistema de Instrumentação Externa do Núcleo do Reator, falhou provocando abertura de uma Condição Limite de Operação (CLO) de 24 horas para a proteção do reator e uma de 100 horas para o sistema de limitação. – Como não é possível a substituição da sonda, foram realizadas simulações no sistema de proteção do reator e no sistema de limitação para eliminação das CLO's. A substituição da sonda será realizada uma semana antes da parada 2P14.

2. Paradas Programadas

Em **Angra 1**, foi realizada a 23ª Parada para Reabastecimento de Combustível – 1P23 entre os dias 19 de agosto (à 00h02min) e 15 de outubro (às 23h49min).

Foram executadas 5.655 tarefas ultrapassando as 4.472 tarefas planejadas, num prazo total de 58,0 dias contra uma meta proposta de 60 dias, com uma média de 98 tarefas/dia, atendendo as metas acordadas com o ONS (Operador Nacional do Sistema).

A dose coletiva permaneceu dentro da meta prevista, ou seja, foi planejado 480,0 pessoa.mSv e realizado um total de 463,1 pessoa.mSv (96,5 %), durante a parada para reabastecimento de combustível.

Além dos itens relacionados ao Reabastecimento de Combustível, destacamos a realização das seguintes atividades relevantes:

- Reabastecimento do Reator com 44 elementos combustíveis 16NGF;
- ISI das soldas 20 e 34 das linhas de Injeção de Segurança;
- Troca dos Transformadores Principais de 500kV – T1 A / B / C / Reserva;
- Substituição do Trocador de Calor Água de Refrigeração da Turbina – TC-3A;
- Revisão dos selos da Bomba de Refrigeração do Reator – BRR-1;
- Troca e reparo dos termopares do Núcleo do Reator;
- Teste dos cartões eletrônicos do Sistema de Proteção do Reator e do Sistema de Indicação de Posição de Barras de Controle;
- Substituição dos Cabos *Pig Tail* do SCB (CRDM) Sistema de Controle de Barras, conectores na *top plate*, cabos do Indicador de Posição das Barras de Controle - DRPI (na bandeja);
- Substituição do Detetor de Faixa de Potência N-44;
- Limpeza dos Tanques de Óleo Diesel FO-1A e FO-1B;
- Recunhamento do Gerador Elétrico;
- Manutenção da Turbina de Alta Pressão HP;
- Limpeza do Sistema de Óleo Lubrificante e do Sistema de Selagem do Gerador;
- Revisão geral da Bomba de Água de Circulação CW-1A;
- Limpeza e ECT (Testes dos tubos por Correntes Parasitas) na caixa 1 dos Condensadores.
- Inspeção visual e testes em suportes e amortecedores nucleares
- ISI de Solda - Programa de inspeção em serviço do 1º período, referente ao 4º intervalo de operação de Angra 1
- Programa de medição de espessura de tubulações
- Inspeção de Componentes Classes 1, 2 e 3
- Inspeção por ECT nos *Thimble Tubes* do INI (Incore), Barras de Controle e Trocador de Calor CC-1A
- ILRT – Teste Integrado da Taxa de Vazamento do Envoltório da Contenção
- Inspeção de Vasos de Pressão conforme norma NR-13
- Inspeção para Detecção de Corrosão por Vazamento de Ácido Bórico
- Substituição dos transmissores FT-466/465/476/477
- Substituição do Tubo de Processo da Penetração M-66
- Substituição do Equipamento dos Canais R-11 e R-12
- Modernização do sistema de detecção e alarme de incêndio dos transformadores T1A, T1B e T1C
- Substituição dos Transmissores de Nível do Vaso do Reator LT-670/LT-680

Em **Angra 2**, não houve Parada para reabastecimento de combustível em 2017.

3 Desligamentos Não Programados e Desarmes

Em **Angra 1**, ocorreram os seguintes desligamentos não programados:

- No dia 26/05/2017 às 22h54min, a Unidade foi desconectada manualmente do SIN, devido à alta vibração nos mancais 8 e 9 do Turbo Gerador. No dia 27/05/2017 às 00h20min ocorreu o desligamento manual do Reator, dando início à Parada 1P22A para troca do Rotor da Excitatriz / Reparo do Mancal 8 e 9. No dia 05/06/2017 às 16h01min o Reator foi criticalizado e a Unidade foi sincronizada ao SIN (Sistema Interligado Nacional) às 16h25min do dia 06/06/2017. No dia 08/06/2017 às 16h45min, a Unidade atingiu o patamar de 650 MWe e 100% de potência no Reator.
- No dia 24/06/2017 às 23h57min, a Unidade foi desconectada manualmente do SIN, dando início a Parada 1P22B, para reparo de vazamento no Sistema de Óleo de Selagem do Gerador Principal - OSG. No dia 02/07/2017 às 16h47min o Reator foi criticalizado e a Unidade sincronizada ao SIN às 17h35min do dia 03/07/2017. Às 23h26min do dia 05/07/2017 a Unidade atingiu 100% de potência no Reator.
- No dia 07/07/2017 às 16h00min, durante investigação da causa da ocorrência do alarme no ALB 01, janela 5A - "PROTEÇÃO 100 % FALHA P/TERRA OPERADO", foi constatado que a Chave-Faca de

aterramento do Gerador Elétrico Principal encontrava-se aberta. No dia 08/07/2017 às 22h58min, a Unidade foi desconectada manualmente do SIN para normalização do alarme. Às 23h51min, foi sincronizada ao SIN. No dia 11/07/2017, Angra 1 chegou ao patamar de 100% de potência.

- Em 02/12/2017 às 20h35min, foi iniciado uma redução de carga para alinhamento do Turbogenerador e balanceamento da Excitatriz. No dia 03/12/2017 à 00h05min, a Unidade foi desconectada manualmente do SIN, dando início a Parada 1P23A. À 01h14min, foi desligado o Reator. Em 11/12/2017 à 01h28min, foi criticalizado o Reator. Às 18h59min, foi sincronizada a Unidade ao SIN e iniciada uma elevação de carga para 100% no Reator. No dia 12/12 às 19h35min, Angra 1 atingiu o patamar de 100% no Reator e 643 MWe.

Em **Angra 2**, ocorreram três desarmes de Reator em 2017 como a seguir:

- No dia 23/01/2017, às 22h35min, ocorreu a atuação da proteção de sobrepressão do Transformador de 525kV - BAT03, o que levou ao desarme da Usina. No dia 24/01/2017, após a normalização da proteção, ocorreu a partida da Usina, que foi sincronizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) às 22h13min e atingiu 100%Pn às 05h00min do dia 25/01/2017;

- No dia 08/02/2017, às 08h00min, ocorreu redução de potência e posterior desarme manual da Usina às 09h00min, devido a vazamento de óleo lubrificante por rompimento do diafragma da válvula - JEB10AA100 - do sistema de óleo lubrificante da Bomba de Refrigeração do Reator - JEB10AP001. Após reparo, a Usina foi sincronizada ao Sistema Interligado Nacional às 04h10min do dia 09/02/2017 e às 10h20min a Usina atingiu 100%Pn;

- No dia 18/03/2017, às 23h10min, ocorreu desarme da Usina devido a atuação espúria da proteção de sobrepressão de óleo do Transformador Auxiliar - BBT02. No dia 19, às 08h05min, após a normalização da proteção, ocorreu a sincronização da Usina ao Sistema Interligado Nacional.

4 Geração de Energia

No ano de 2017, a produção de **15.739.846,3 MWh** de energia bruta representou a terceira melhor geração elétrica da história da CNAEA.

Neste ano Angra 1 ultrapassou o valor de **100 milhões de MWh** brutos gerados em seus 35 anos de operação.

Destaca-se também o desempenho de **Angra 2** neste ano, onde atingiu o recorde histórico de **11.535.537,5 MWh** de Energia Bruta gerada e Fator de Capacidade de **97,48%**, o melhor resultado dentre todos os anos de operação da Unidade.

A produção histórica acumulada das duas unidades alcançou o valor de **274,9 milhões de MWh**.

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

Diversas ações para melhorias na segurança e na qualidade operacional das usinas foram implementadas ao longo de 2017, visando atender entre elas as ações Pós Fukushima com a realização dos primeiros exercícios simulados de uso de equipamentos adquiridos para mitigação de eventos do tipo ocorrido em Fukushima que foram acompanhados pela CNEN.

Em Angra 1 e 2, por exemplo foram realizados exercícios do PEL (Plano de Emergência Local) envolvendo cenários de acidentes severos com utilização das SAMG (Diretrizes de Gerenciamento de Acidentes Severos), assim como exercícios envolvendo o uso de simulador.

Tabela 3.2.2.1.1 - Histórico de Geração de Energia Bruta em MWh – Angra 1 e Angra 2

Ano	ANGRA 1		ANGRA 2		CENTRAL
	Nº Dias em Operação com reator crítico	Geração Bruta (MWh)	Nº Dias em Operação com reator crítico	Geração Bruta (MWh)	Geração Bruta (MWh)
1997	261	3.161.440,0	-	-	3.161.440,0
1998	296	3.265.251,5	-	-	3.265.251,5
1999	359	3.976.943,2	-	-	3.976.943,2
2000	272	3.423.307,6	134	2.622.652,0	6.045.959,6
2001	304	3.853.499,2	349	10.498.432,7	14.351.931,9
2002	316	3.995.104,0	337	9.841.746,1	13.836.850,1
2003	273	3.326.101,3	336	10.009.936,2	13.336.037,5
2004	333	4.124.759,2	281	7.427.332,2	11.552.091,4
2005	304	3.731.189,7	235	6.121.765,3	9.852.955,0
2006	288	3.399.426,4	335	10.369.983,9	13.769.410,3
2007	232	2.708.723,5	319	9.656.675,3	12.365.398,8
2008	294	3.515.485,9	325	10.488.288,9	14.003.774,8
2009	225	2.821.494,7	338	10.153.593,5	12.975.088,2
2010	305	4.263.040,8	326	10.280.766,5	14.543.807,3
2011	334	4.654.487,0	363	10.989.764,4	15.644.251,4
2012	365	5.395.561,3	337	10.645.229,2	16.040.790,5
2013	290	3.947.626,4	336	10.692.555,3	14.640.181,7
2014	331	4.989.574,6	326	10.444.932,5	15.434.507,1
2015	277	4.102.089,9	333	10.707.070,6	14.809.160,5
2016	333	5.092.873,3	331	10.771.423,5	15.864.296,9
2017	284	4.204.308,8	357	11.535.685,7	15.739.846,3
Totais	8.564	101.688.448,2	5.698	173.257.685,7	274.946.133,9

Fonte: Diretoria de Operação e Comercialização – D.O

5 Comercialização de Energia

Angra 1 e Angra 2

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

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

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

Em 2017, o montante de energia contratada da Eletronuclear para Angra 1 e Angra 2 foi de 1.572,22 MW médios, o equivalente a 13.810.342,092 MWh. A Receita Fixa estabelecida pela Resolução

Homologatória ANEEL 2.193, de 16 de dezembro de 2016 foi de R\$ 3.087.988.768,76 (três bilhões, oitenta e sete milhões, novecentos e oitenta e, setecentos e sessenta e oito reais e setenta e seis centavos). A tarifa de venda de energia elétrica, associada foi de 224,21 R\$/MWh.

O faturamento correspondente à Receita Fixa foi pago a Eletronuclear, em 12 parcelas mensais, descontadas dos devidos tributos, dos custos administrativos, financeiros e tributários (CAFT) incorridos pela CCEE, e da Parcela Variável relativa à 2016, equivalente a R\$ 32.338.425,15.

Em caráter preliminar, no ano de 2017 o montante de energia entregue pela Eletronuclear deverá ser superior à garantia física regulatória, abatida do consumo interno de referência e das perdas apuradas, equivalente a 1572,17 MW médios, gerando um superávit de energia de aproximadamente 77,12 MW médios (ou 675.595,723 MWh). Desta forma, em 2018, a Empresa deverá receber das distribuidoras cotistas, em duodécimos, o valor estimado de R\$ 109 milhões, originado pelo cálculo da parcela variável, valorada ao PLD médio anual de 2017, calculado preliminarmente em 323,82 R\$/MWh.

Na tabela abaixo é apresentado o resultado da comercialização da energia produzida no ano de 2017 considerando-se os valores preliminares acima apresentados.

As despesas relativas ao Uso do Sistema de Transmissão e à Conexão ao Sistema de Transmissão totalizaram, respectivamente, R\$ 109.203.011,72 e R\$ 2.259.718,35.

Angra 3

Com respeito à comercialização de energia de Angra 3 atendendo ao disposto pela Portaria do Ministério de Minas e Energia - MME N° 980, de 21 de dezembro de 2010, a Eletronuclear e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) assinaram, no dia 26 de agosto de 2011, o Contrato de Venda de Energia de Reserva CER/126 para a comercialização de 1.184 MW médios. O prazo de suprimento contratual é de 35 anos, com início em 1° de janeiro de 2016. O preço de venda da energia contratada, na modalidade por quantidade de energia, será de R\$ 148,65/MWh (base setembro de 2009), conforme fixado pela já citada portaria do MME.

Em dezembro de 2015, devido a postergação da entrada em operação comercial da usina Angra 3, o Despacho da ANEEL n° 4.043 autorizou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE a não recolher dos Usuários de Energia de Reserva a parcela da Receita Fixa correspondente ao Contrato de Energia de Reserva – CER vinculado à usina Angra 3 para os anos de 2016 e 2017.

Em agosto de 2016, a ANEEL, através do ofício n° 379/2016-SFG/ANEEL, informou a reclassificação da viabilidade da implantação da usina Angra 3 da categoria “média” para “baixa” e da alteração da data de início de operação comercial para a condição “sem previsão”, em função das dificuldades financeiras que impactam o empreendimento.

Em dezembro de 2017, foi efetuada a atualização monetária do preço de venda da energia contratada, equivalente a R\$ 243,95/MWh (base novembro 2017) para vigorar a partir de janeiro de 2018.

Tabela 3.2.2.1.2 - Faturamento da Eletrobras Eletro Nuclear S.A - Exercício 2017

Período	SUPRIMENTO DE ENERGIA			RECEITA DE VENDA DA ELETRONUCLEAR				
	Garantia Física no Centro de Gravidade (com perda apurada) (MW/med)	Suprimento Líquido no Centro de Gravidade (MW/med)	Diferença entre Suprimento Líquido e Garantia Física de Referência (ambos no CG) (MW/med)	PLD Médio Anual (R\$/MWh)	Parcela Variável do Próximo Ano (R\$)	Receita Fixa (R\$)	Parcela Variável do Ano Anterior (R\$)	Total (R\$)
Jan a Dez	1.572	1.649	77	323,82	109.385.027,07	3.087.027,07	32.338.425	3.120.462.000
Parâmetros de Comercialização								
Garantia Física no Centro de Gravidade	13.793.284,039 MWh (1.574,58MW/médios)							
Receita Fixa	R\$3.087.988.768,76 (224,25 R\$/MWh)							
Desvio Positivo	Parcela Variável: 50% do desvio anual, valorado pelo PLD médio anual e faturado no ano seguinte, em duodécimos.							
Desvio Negativo	Ressarcimento: 100% do desvio anual, valorado pelo maior valor entre o PLD médio anual e a Receita Fixa em R\$/MWh e será descontado, no ano seguinte em duodécimos.							

Fonte: Diretoria de Operação e Comercialização – DO

3.2.2.2 Ação 5E88 - Implantação da Usina Termonuclear de Angra III (RJ)

Quadro 3.2.2.2.1 - Dados Gerais da Ação 5E88

Identificação da Ação			
Ação: 5E88	Denominação: Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3 (RJ).		
Finalidade da Ação: 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.			
Objetivo Geral: A implementação de Angra 3 requer o equacionamento de fontes de recursos em moeda nacional e estrangeira, prevendo-se que, até a consolidação de um modelo de engenharia financeira, que contemple inclusive a parceria com agentes privados, as atividades do empreendimento estão concentradas nos seguintes itens: armazenamento e preservação dos equipamentos já adquiridos; conservação do site; gerenciamento dos contratos existentes; manutenção das equipes técnicas; atualização dos estudos de viabilidade técnico-econômica; incluindo estudos de tarifa e modelagem do empreendimento; planejamento e execução das medidas preliminares, constantes ações junto aos órgãos de governo, necessárias para a retomada do empreendimento.			
Unidade Responsável pelas decisões estratégicas:		Eletrobras Eletronuclear S.A	
Coordenador Nacional da Ação:		Carlos Antonio Rodrigues Ferreira	
Unidades Executoras:		Diretoria Executiva da Eletronuclear	
Áreas responsáveis por gerenciamento ou execução:		Superintendência de Gerenciamento de Empreendimentos – SG.T	
Competência institucional requerida para a execução da ação:		Diretoria Executiva da Eletronuclear e Superintendência de Gerenciamento de Empreendimentos – SG.T	
Metas e Resultados da Ação			
Ação	Meta Física LOA	Meta Física Revisão LOA	Execução Física%
Implantação da Usina Termonuclear de Angra III	9,0%	1,0%	1,49%
Orçamento: Lei Nº 13.553 /2017			
Metas e Resultados da Ação			
META	PREVISÃO	EXECUÇÃO	EXECUÇÃO/PREVISÃO %
Financeira	644.725.973	332.303.288	51,54%

Fonte: Departamento de Planejamento e Controle – DPC.A

Nota: A realização informada é referente a custos diretos e indiretos (PMSO) apropriados neste exercício.

Justificativas:

Angra 3 representa o maior empreendimento corporativo do sistema Eletrobras, representando um aumento de 70% na potência instalada da Eletronuclear. Todavia, desde o final de 2015 a construção de Angra 3 encontra-se virtualmente paralisada, devido às dificuldades financeiras por que passa a Eletronuclear e também como consequência das denúncias de corrupção no âmbito da “Operação Lava Jato”, conduzida pelo Ministério Público Federal. Diante desse cenário, houve uma série de rescisões de contratos de engenharia, paralisação da maioria dos contratos de fornecimentos nacionais, forte redução no ritmo dos contratos de bens e serviços importados e um contínuo esforço da ELETRONUCLEAR em reduzir os custos na manutenção e preservação equipamentos instalados ou armazenados, bem como das estruturas civis no canteiro de obras.

Em dezembro de 2017, o avanço físico global realizado atingiu 62,01%, contra o planejado de 60,52% nas condições atuais de preservação do canteiro. A diferença observada entre o avanço físico realizado e o previsto se deve às realizações mínimas, que não foram interrompidas quando da paralisação do

empreendimento, nas disciplinas de Engenharia e Suprimentos (em sua maioria, bens importados, com pequena contribuição da parcela de suprimentos nacionais). Além da realização física indicada, estão mantidas atividades mínimas (por exemplo, preservação da obra, armazenamento de equipamentos, consultorias e seguros) para a manutenção da viabilidade e retomada do empreendimento, que não compõem o avanço físico do empreendimento.

Portanto, em razão das justificativas acima a execução econômica (contabilização de faturas), que é diferente da execução financeira (pagamento das faturas), do orçamento de 2017 ficou abaixo do limite estabelecido pelo PDG 2017. Foi executado economicamente, conforme pode ser verificado no sistema SAP/ECC no ano de 2017 para o empreendimento Angra 3 o total de R\$ 232,3 milhões.

O foco principal da Eletronuclear, no momento, são as atividades de preservação do canteiro de obras, das estruturas já edificadas e dos equipamentos e materiais já adquiridos e estocados no próprio local da Central Nuclear e em galpões de armazenagem da NUCLEP, em Itaguaí.

O planejamento atual trabalha com a premissa de que as atividades de obras civis e montagem eletromecânica sejam retomadas em junho de 2020 após autorização governamental, em 2018, e que o término da construção se dê em dezembro de 2024, para início de operação em janeiro 2025.

Com respeito à comercialização de energia de Angra 3, atendendo ao disposto pela Portaria do Ministério de Minas e Energia - MME N° 980, de 21 de dezembro de 2010, a Eletronuclear e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) assinaram, no dia 26 de agosto de 2011, o Contrato de Venda de Energia de Reserva CER/126 para a comercialização de 1.184 MW médios. O prazo de suprimento contratual é de 35 anos, com início em 1° de janeiro de 2016. O preço de venda da energia contratada, na modalidade por quantidade de energia, será de R\$ 148,65/MWh (base setembro de 2009), conforme fixado pela já citada portaria do MME.

Em dezembro de 2015, devido a postergação da entrada em operação comercial da usina Angra 3, o Despacho da ANEEL n° 4.043 autorizou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE a não recolher dos Usuários de Energia de Reserva a parcela da Receita Fixa correspondente ao Contrato de Energia de Reserva – CER vinculado à usina Angra 3 para os anos de 2016 e 2017.

Em agosto de 2016, a ANEEL, através do ofício n° 379/2016-SFG/ANEEL, informou a reclassificação da viabilidade da implantação da usina Angra 3 da categoria “média” para “baixa” e da alteração da data de início de operação comercial para a condição “sem previsão”, em função das dificuldades financeiras que impactam o empreendimento.

Em dezembro de 2017, foi efetuada a atualização monetária do preço de venda da energia contratada, equivalente a R\$ 243,95/MWh (base novembro 2017) para vigorar a partir de janeiro de 2018.

Resultados:

A ELETRONUCLEAR vem se esforçando com providências para sanear as irregularidades apontadas em contratos do empreendimento, como parte das ações visando à retomada e conclusão da obra, tendo sido instaurados processos administrativos em 3 frentes, conforme apontados pelo TCU: Obras Cívicas, Montagem Eletromecânica e Projetos, para anulação ou encerramento dos respectivos contratos.

A situação atual de paralisação é extremamente onerosa e a postergação de uma decisão de retomada elevará em muito as dificuldades e o custo de preservação do patrimônio constituído, estimados em cerca de R\$ 6 milhões/mês.

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

O processo de decisão sobre retomada do empreendimento prevê um posicionamento do CNPE em janeiro.

As tratativas com a participação do Ministério de Minas e Energia–MME, ELETROBRAS, e Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social–BNDES, no sentido de equacionar de forma definitiva a estrutura de financiamento do empreendimento e garantir condições para sua plena retomada.

Uma série de estudos entre Eletronuclear e Eletrobras que subsidiem o valor a ser reavaliado, pelo MME, de tarifa de venda de energia para Angra 3, estão sendo finalizadas, bem como identificando ações para o ano de 2017, que permitam a retomada plena do empreendimento em 2018 e sua conclusão em um horizonte estimado de 55 meses, a partir da efetiva retomada das obras civis (junho de 2018).

Nota Técnica com a proposta do novo valor de tarifa e apresentação das premissas adotadas para o cálculo. Será submetida ao MME ainda no início de janeiro como parte do processo da revisão tarifária.

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

Quando o valor justo se mostra inferior ao ativo investido, está configurado um *impairment*. Caso o déficit do empreendimento seja superior ao próprio ativo, o excesso representa uma perda por contrato oneroso.

Essa é a situação da Usina Angra 3, cuja provisão total de perda de *impairment* e contrato oneroso, registrados nas demonstrações financeiras, representam em setembro de 2017, os seguintes valores:

R\$ 9.655 milhões > Provisão para *impairment*

R\$ 826 milhões > Provisão para contrato oneroso

R\$ 10.481 milhões > Provisão total

A ELETRONUCLEAR juntamente com a ELETROBRAS, estão participando de um fórum em busca de soluções que possam reativar o projeto. Participam também deste fórum o Ministério das Minas e Energia, Ministério da Fazenda, Ministério do Planejamento e Gestão e o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social BNDES. Várias soluções estão sendo estudadas na esfera superior, no sentido de que as necessidades econômicas e de ordem conjuntural possam ser viabilizadas para a retomada do projeto de construção da usina.

Além disso, a ELETRONUCLEAR contratou a Empresa Alvarez & Marsal do Brasil LTDA para estudar e definir o modelo ideal de negócio que possa trazer a participação de investimento de terceiros como participante do empreendimento. A possibilidade da participação de terceiros no projeto é muito elevada, já tendo a Empresa realizado conversações e entendimentos com diversos interessados, como a China, Coreia, Rússia e França.

Todas essas providências estão intrinsecamente ligadas à necessidade de revisão da tarifa contratual, sem a qual certamente não será possível dar prosseguimento ao processo. Nas condições atuais, uma tarifa em torno de R\$ 380/MWh anularia o *impairment* do empreendimento. Entretanto, isso, por si só, não garantiria retorno econômico ao investimento realizado.

Espera-se que, tão logo que estejam formalizadas, documentadas e aprovadas todas as novas premissas (tarifa, cronograma, orçamento, financiamento, novos capitais etc), o empreendimento estará com a capacidade econômica revigorada. Naturalmente, essas premissas serão utilizadas para o cálculo de um novo teste de *impairment* e se refletirão de forma positiva em seu resultado. Estando o resultado do novo teste reduzido ou sem indicação de *impairment*, os valores anteriormente registrados como provisão, serão estornados, total ou parcialmente no resultado do exercício em que ocorrerem as alterações das premissas.

b) Objetivo 0034 – Planejar o atendimento das demandas futuras de energia elétrica para orientar o desenvolvimento do setor.

Iniciativa: Realização de Estudos e projetos do Setor Elétrico

3.2.3 Ação 6508 - Estudos de Viabilidade para Ampliação de Geração de Energia Elétrica

Quadro 3.2.3.1 – Dados Gerais da Ação 6508

Identificação da Ação			
Ação: 6508	Denominação: Estudos de Viabilidade para Ampliação de Geração de Energia Elétrica		
Finalidade da Ação: Realizar estudos de inventário e desenvolver projetos de viabilidade de empreendimentos novos e realizar estudos de viabilidade técnica e econômica de empreendimentos concessionados, visando a ampliação da capacidade de geração de energia elétrica. Realizar estudos de viabilidade e de localização de novas unidades de geração termonuclear.			
Objetivo Geral: Esta ação visa contemplar os estudos preliminares e detalhados para a escolha de sítios para localização de novas usinas nucleares em todo o território nacional, para atendimento da expansão prevista no Plano Decenal de Energia – PDE e no Plano Nacional de Energia – PNE. Incluem todos os estudos necessários para avaliação dos sítios conforme critérios técnicos, econômicos e sociais adequados.			
Unidade Responsável pelas decisões estratégicas:		Eletrobras Eletronuclear S.A	
Coordenador Nacional da Ação:		Marcelo Gomes da Silva	
Unidades Executoras:		Presidência – P.	
Áreas responsáveis por gerenciamento ou execução:		Presidência – P.	
Competência institucional requerida para a execução da ação:		Presidência – P.	
Metas e Resultados da Ação			
Ação	Meta Física LOA	Meta Física Revisão LOA	Execução Física
Estudos de Viabilidade para Ampliação da Geração de Energia Elétrica.	1,0%	1,0%	0,0%
Orçamento: Lei Nº 13.553 /2017			
Metas e Resultados da Ação			
META	PREVISÃO	EXECUÇÃO	EXECUÇÃO/PREVISÃO %
Financeira	4.981.738	946.483	19,00%

Fonte: Departamento de Planejamento e Controle – DPC.A

Justificativa:

A execução dos investimentos nessa ação foi frustrada pelas severas restrições orçamentárias enfrentadas pela empresa ao longo do exercício de 2017.

Adicionalmente, com a suspensão das obras de Angra 3 e o fato de sua retomada ser remetida a deliberação do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, as atividades de planejamento da expansão nuclear pós-Angra 3 foram reduzidas ao mínimo, até uma efetiva definição deste quadro.

Departamento de Desenvolvimento de Novos Empreendimentos – DDE.T

3.2.4 Programa de Gestão e Manutenção do Ministério das Minas e Energia – N123

Ação 4102 – Manutenção e Adequação de Bens Móveis, Veículos, Máquinas e Equipamentos

Quadro 3.2.4.1 - Dados Gerais da Ação 4102

Identificação da Ação			
Ação: 4102	Denominação: Manutenção e Adequação de Bens Móveis, Veículos, Máquinas e Equipamentos		
Finalidade da Ação: Realizar despesas com manutenção e obras de adequação que prolonguem a vida útil dos bens móveis, veículos, máquinas e equipamentos proporcionando melhor qualidade dos serviços prestados aos usuários.			
Objetivo Geral: Realização de serviços de manutenção e adequação nos bens móveis, veículos, máquinas e equipamentos de propriedade das empresas estatais que sejam contabilizados no imobilizado.			
Unidade Responsável pelas decisões estratégicas:		Eletrobras Eletronuclear S.A	
Coordenador nacional da ação:		Não há coordenador vinculado	
Unidades Executoras:		Não definida no SIGPlan	
Áreas responsáveis por gerenciamento ou execução:		Não definida no SIGPlan	
Competência institucional requerida para a execução da ação:		Não há coordenador vinculado	
Orçamento: Lei N° 13.553/2017			
Metas e Resultados da Ação			
META	PREVISÃO	EXECUÇÃO	EXECUÇÃO/PREVISÃO %
Financeira	4.286.640	2.074.658	48,40%
Física	N.A.	N.A.	-

Fonte: Departamento de Planejamento e Controle – DPC.A

3.2.5 Ação 4103 - Manutenção e Adequação de Ativos de Informática, Informação e Teleprocessamento

Quadro 3.2.5.1 - Dados Gerais da Ação 4103

Identificação da Ação			
Ação: 4103	Denominação: Manutenção e Adequação de Ativos de Informática, Informação e Teleprocessamento		
Finalidade da Ação: Realizar despesas com manutenção e adequação e aquisição de bens nas áreas de informática, informação e teleprocessamento que prolonguem a vida útil dos ativos das respectivas áreas e proporcionem melhor qualidade dos serviços prestados aos usuários.			
Objetivo Geral: Aquisição de bens e serviços de manutenção e adequação de equipamentos das áreas de informática, informação e teleprocessamento de propriedade das empresas estatais que sejam contabilizados no imobilizado.			
Unidade Responsável pelas decisões estratégicas:		Eletrobras Eletronuclear S.A	
Coordenador nacional da ação:		Não há coordenador vinculado	
Unidades Executoras:		Não definida no SIGPlan	
Áreas responsáveis por gerenciamento ou execução:		Não definida no SIGPlan	
Competência institucional requerida para a execução da ação:		Não há coordenador vinculado	
Orçamento: Lei Nº 13.553/2017			
Metas e Resultado da Ação			
META	PREVISÃO	EXECUÇÃO	EXECUÇÃO/PREVISÃO %
Financeira	15.900.000	2.640.023	16,60%
Física	N.A.	N.A.	-

Fonte: Departamento de Planejamento e Controle – DPC.A

Justificativa: A realização orçamentária do Investimento em 2017 foi de 17%. A sobra no saldo orçamentário foi devido ao atraso e adiamento de diversos projetos previstos para 2017 que só deverão ser realizados em 2018, em função de indisponibilidade financeira.

Os projetos que impactaram a realização orçamentária foram:

- Aquisição de novos microcomputadores, adiado para 2018;
- Adequação do SAP para o PROERP, atraso no processo de contratação;
- Implantação da Central de Monitoramento da Rede, atraso no processo de contratação;
- Implantação da Gestão do Empreendimento, encerrado por prazo sem executar todo o escopo contratado;
- Implantação do E-Social, atraso na execução do projeto.

Fonte: Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação – ST.A

3.3 Desempenho Operacional

A ELETROBRAS ELETRONUCLEAR, por intermédio de sua Diretoria de Operação, estabelece ao final de cada exercício as metas a serem atingidas pelas unidades de produção (usinas) no ano seguinte. Essas metas são estabelecidas e acompanhadas por um extenso número de indicadores, que aferem desde o montante total de produção de energia até itens de gestão e segurança de trabalho além de vários outros de caráter técnico.

A evolução desses indicadores é acompanhada mensalmente, e ações corretivas são tomadas ao longo do ano para assegurar o cumprimento das metas.

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 ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)

- 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 Eletrobras 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.

3.4 Apresentação e Análise de Indicadores de Desempenho Operacional no Exercício de 2017

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

Os indicadores que não alcançaram a meta se referem aos de produção a seguir: Fator de Disponibilidade, Fator de Capacidade, Fator de Perda de Disponibilidade Não Planejada, Taxa de Perda Forçada e Indicador Químico que foram afetados pelas paradas não planejadas decorrente de problemas durante o ano.

A análise dos indicadores relacionados à segurança permite concluir que a Unidade operou durante todo o ano de maneira segura e confiável.

Em **Angra 2**, dos indicadores sugeridos pela WANO / AIEA e adotados pela Usina para avaliar a operação segura e confiável, além de medir e acompanhar a eficácia dos programas de operação e manutenção, todos os indicadores relativos à segurança nuclear atingiram as metas estabelecidas.

Em relação aos indicadores de geração, apesar das metas não terem sido atingidas, foram obtidos altos índices nos Fatores de Disponibilidade (97,04%) e Capacidade (97,48%) que acompanharam a excelente geração de energia da Usina no ano. Tais indicadores alcançaram valores iguais ou melhores que o “Best Quartile” das Usinas reportadas à WANO e à IAEA. Adicionalmente, obteve-se ótimo desempenho no Fator de Perda de Disponibilidade Planejada, que ficou dentro da meta estabelecida.

Por outro lado, Angra 2 não obteve bom resultado nos indicadores Taxa de Perda Forçada e Fator de Perda de Disponibilidade Não Planejada, que foram diretamente impactados, principalmente, por eventos de indisponibilidade ocorridos no primeiro trimestre. Outro indicador que não obteve o resultado esperado foi o de Desarmes do Reator, devido a três desarmes ocorridos no primeiro trimestre.

Os demais indicadores avaliados tiveram bons desempenhos no ano em Angra 2: Índice de Confiabilidade do Combustível, uma vez que a Usina operou durante todo o ano de 2017 sem falha de elemento combustível; Indicador Químico; Exposição Coletiva à Radiação; Produção de Rejeitos Sólidos Radioativos e Taxa de Acidentes Industriais.

A análise dos indicadores de Angra 2 permite concluir que a Usina operou durante o ano de 2017 de maneira segura, confiável e com alta produtividade.

As tabelas abaixo apresentam uma coletânea dos principais Indicadores de Desempenho de Angra 1 e Angra 2, mostrando os valores obtidos em 2017, as metas estabelecidas para o ano e os resultados obtidos.

Tabela 3.4.1 - Fator de Disponibilidade

1) Fator de Disponibilidade – Central												
A) Utilidade:		Indicar a disponibilidade de suprimento de energia das usinas da Eletrobras Eletronuclear, ou seja, sua capacidade de atender o sistema elétrico.										
B) Tipo:		Eficiência										
C) Meta ETN:		≥ 92,89 %										
D) Fórmula de Cálculo:		Indicador: $\frac{\text{Energia de Referência} - \text{Perdas}}{\text{Energia de Referência}} \times 100$										
E) Método de Aferição:		Apuração mensal através de medições										
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:		Diretoria de Operação – DO										
G) Resultado no Exercício:		2017										
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	97,49	89,63	88,89	99,67	95,07	87,10	95,87	86,41	67,70	79,62	99,88	90,55
Acu.	89,98	89,16	88,22	88,20	87,78	87,86	89,52	89,52	85,73	84,00	87,21	89,85
Fonte: Superintendência de Manutenção – SM.O												
H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador:												
Angra 1												
Angra 1 nos 5 últimos meses:												
Ago/17 a Out/17 - Redução de carga da Unidade para 580MWe em função de manutenções na LT Angra x São José.												
- Parada programada para recarregamento e manutenções - 1P23, até 13/10/17.												
- Desligamento da Unidade para balanceamento da Excitatriz em 28/10/17.												
Dez/17 - Parada 1P23A (Parada para Alinhamento do Turbogenerador e Balanceamento da Excitatriz).												
Angra 2												
Angra 2 nos 5 últimos meses:												
Sem comentários em agosto e outubro/17.												
02/09/17 - redução de potência devido a falha na bomba PAC20.												
15/11/17 - redução de potência para testes das válvulas e dispositivos de proteção da Turbina.												
02/12/17 - redução de potência devido a desarme da PAC10AP001.												
14 e 16/12/17 - reduções de potência devido à falha em dois detectores externos de faixa de potência JKT03CX052/56.												
I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis.												
Equipamentos reparados com sucesso.												
Responsável: Diretoria de Operação – DO												

Tabela 3.4.2 - Fator de Perda de Disponibilidade não Planejada

2) Fator de Perda de Disponibilidade não Planejada	
A) Utilidade:	Contabiliza perdas forçadas (não planejadas) na geração de energia.
B) Tipo:	Eficiência

C) Meta ETN:	Angra 1 $\leq 1,10\%$ Angra 2 $\leq 1,23\%$											
D) Fórmula de Cálculo:	Indicador: <u>Perda de Geração de Energia não Planejada no Período</u> Max. Quantidade de Energia Possível Gerada no Período											
E) Método de Aferição:	Apuração mensal através de medições											
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:	Diretoria de Operação – DO											
G) Resultado no Exercício:	2017											
Angra 1: Fator de Perda não Planejada no Período (%)												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	0,00	0,00	0,00	0,00	14,96	36,61	12,85	0,00	0,00	8,82	0,00	29,35
Acu.	0,08	0,08	0,08	0,08	1,35	4,60	5,70	5,70	5,70	6,44	6,37	8,86
Fonte: Superintendência de Angra 1 – SU.O												
Angra 2: Fator de Perda não Planejada no Período (%)												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Mens.	3,70	15,16	16,37	0,49	0,06	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,02
Acu.	1,76	2,93	4,32	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,38	4,38	4,38	2,93
Fonte: Superintendência de Angra 2 – SD.O												
H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador:												
Angra 1												
Mai/17 e Jun/17 - 1P22A (Reparo no Turbo Gerador, devido à alta vibração nos mancais 8 e 9). - 1P22B (Reparo de vazamento no Sistema de Óleo de Selagem do Gerador Principal - OSG).												
Jul/17 - 1P22B (Reparo de vazamento no Sistema de Óleo de Selagem do Gerador Principal - OSG). - Desligamento da Unidade para fechamento da Chave-faca de aterramento do Gerador Elétrico Principal.												
Out/17 - Desligamento da Unidade para balanceamento da Excitatriz.												
Dez/17 - 1P23A (Parada para Alinhamento do Turbogenerador e Balanceamento da Excitatriz)												
Angra 2												
#14 e 15/01/17 - Redução de potência em duas ocasiões devido a desarme da PAC50AP001 por falha em sensor de temperatura. #23/01/17 - desarme do Reator devido a atuação da proteção de sobrepresão do Transformador de 525kV - BAT03. #08/02/17 - desarme da Usina devido a vazamento de óleo lubrificante pela válvula JEB10AA100. #11/02/17 - redução de potência em função da falha do acoplamento da PAC20AP001. #20/02/17 - desligamento do turbo-gerador (TUSA) para sanar vazamento no Sistema de Água de Refrigeração do Gerador Principal. #21/02/17 - desligamento da Usina para reparo no atuador da válvula de bloqueio LAB20AA003. #06/03/17 - redução de potência devido ao desligamento da PAC20AP001 por proteção de temperatura alta no mancal do motor. #18/03/17 - desarme do Reator devido à atuação da proteção de sobrepresão de óleo do Transformador Auxiliar - BBT02. #19/03/17 - a Usina foi desligada devido a vazamento de vapor pela Válvula de Segurança do Tanque de Água de Alimentação – LAA12AA004 e dano à estrutura do LAA. #13/04/17 - redução de potência para troca do motor da PAC40AP001. #14/04/17 - redução de potência devido a desarme da PAC40AP001. #18/04/17 - redução de potência devido a desarme da PAC20AP001 por falha do sensor de temperatura do mancal do motor. # 01/05/17 - redução de potência para 1270 MW devido a desarme da PAC20AP001 por sinal espúrio de temperatura alta no enrolamento do motor. # 13/05/17 - redução de potência para 1180 MW devido à falha do circuito de refrigeração do Transformador do Gerador – BAT02 #02/09/17 - redução de potência para 1263 MW devido à falha na PAC20AP001. #02/12/17 - redução de potência devido a desarme da PAC10AP001 #14 e 16/12/17 - reduções de potência devido à falha em dois detectores externos de faixa de potência JKT03CX052/56.												
I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis. Equipamentos reparados com sucesso. Responsável: Diretoria de Operação – DO												

Tabela 3.4.3 – Desarmes Totais não Planejados

3) Desarmes Totais não Planejados	
A) Utilidade:	Acompanhar os desligamentos forçados ocorridos com o reator em operação.
B) Tipo:	Eficácia

C) Meta ETN:	Central $\leq 1,0$ Angra 1 $\leq 1,0$ Angra 2 $\leq 1,0$											
D) Fórmula de Cálculo:	Indicador: $\frac{\text{Número de Desligamentos} \times 7000h}{\text{N}^\circ \text{ de horas com o Reator Crítico}}$											
E) Método de Aferição:	Apuração mensal a partir de medições											
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:	Diretoria de Operação – DO											
G) Resultado no Exercício:	2017											
Desligamentos Automáticos não Planejados por 7.000 h Críticas da Central												
Indicador: (Angra 1 x número de horas do reator crítico em Angra 1 nos últimos 12 meses) Angra 2 x número do reator crítico nos últimos 12 meses + número do reator crítico em Angra 2 nos últimos 12 meses)												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Acu.	0,46	1,81	1,81	1,81	1,81	1,82	1,74	1,33	1,40	1,43	1,39	1,36
Fonte: Superintendência de Manutenção – SM.O												
Desligamentos Automáticos não Planejados por 7.000 h Críticas de Angra 1												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Acu.	0,880	0,880	0,880	0,880	0,893	0,887	0,841	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00
Indicador: $\frac{\text{Número de Desligamentos nos últimos 12 meses} \times 7000h}{\text{N}^\circ \text{ de Horas com o Reator Crítico nos últimos 12 meses}}$												
Fonte: Superintendência de Angra 1 – SU.O												
Desligamentos Automáticos não Planejados por 7.000 h Críticas de Angra 2												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Acu.	0,883	1,787	2,718	2,718	2,718	2,718	2,718	2,718	2,718	2,718	2,582	2,452
Indicador: $\frac{\text{Número de Desligamentos} \times 7000h}{\text{N}^\circ \text{ de Horas Crítico no período}}$												
Fonte: Superintendência de Angra 2 – SD.O												
H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador:												
Angra 1												
# Foram contabilizadas 6.814,52 horas com o Reator crítico no período de jan/17 a dez/17.												
# Foram contabilizadas no mês de dezembro 551,76 horas com Reator crítico.												
Último desarme ocorrido:												
- No dia 21/08/2016 às 19h51min: Desarme do Reator causado por baixa pressão nas Linhas de Vapor Principal (LVP), durante a resposta da Unidade a um transiente elétrico no Sistema Interligado Nacional.												
Angra 2												
23/01/17, às 22h35min, ocorreu o desarme da Turbina/Reator devido a atuação da proteção de sobre pressão do Transformador de 525kV - BAT03.												
08/02/17, às 08h00min, ocorreu redução de potência e posterior desarme da Usina às 09h00min, devido a vazamento de óleo lubrificante por rompimento do diafragma da válvula JEB10AA100 do sistema de óleo de lubrificação da Bomba de refrigeração do Reator JEB10AP001.												
18/03/17, às 23h10min, ocorreu desarme da Turbina/Reator devido a atuação da proteção de sobrepressão de óleo do Transformador Auxiliar - BBT02.												
I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis.												
Equipamentos reparados com sucesso.												
Responsável: Diretoria de Operação – DO												

Tabela 3.4.4 - Desempenho do Sistema de Injeção de Segurança Alta Pressão - SIS

4) Desempenho do Sistema de Injeção de Segurança Alta Pressão - SIS - Angra 1	
A) Utilidade:	Acompanhar a disponibilidade de SIS, sistema importante para a segurança de Angra 1.

B) Tipo:		Efetividade											
C) Meta ETN:		≤ 0,001											
D) Fórmula de Cálculo:		Indicador: <u>Número de horas de indisponibilidade do SIS</u> Nº de horas com o Reator Crítico x Nº de Trens											
E) Método de Aferição:		Contagem direta das horas paradas do SIS											
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:		Diretoria de Operação – DO											
G) Resultado no Exercício:		2017											
Mês:	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Men.	0,0000	0,0013	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Acu.	0,0000	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	
Fonte: Superintendência de Angra 1 – SU.O													
H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador: Fevereiro 2017: - CLO 4360 - Isolamento da Bomba de Injeção de Segurança nº1 para substituição do mancal. Tempo de indisponibilidade: 01h47min.													
I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis. Responsável: Diretoria de Operação – DO													

Tabela 3.4.5 - Desempenho do Sistema de Segurança de Água de Alimentação Auxiliar - AAA

5) Desempenho do Sistema de Segurança de Água de Alimentação Auxiliar - AAA - Angra 1													
A) Utilidade:		Acompanhar a disponibilidade do AAA, sistema importante para a segurança de Angra 1.											
B) Tipo:		Efetividade											
C) Meta ETN:		≤ 0,001											
D) Fórmula de Cálculo:		Indicador: <u>Número de horas de indisponibilidade do AAA</u> Nº de horas com Sistema requerido x Nº de Trens											
E) Método de Aferição:		Contagem direta das horas paradas do AAA											
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:		Diretoria de Operação – DO											
G) Resultado no Exercício:		2017											
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Men.	0,0006	0,0009	0,0000	0,0026	0,0000	0,0000	0,0009	0,0000	0,0000	0,0018	0,0000	0,0000	
Acu.	0,0001	0,0001	0,0001	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0005	0,0006	0,0006	0,0006	
Indicador: <u>Número de horas de indisponibilidade do AAA</u> Nº de horas com Sistema requerido x Nº de Trens													
Fonte: Superintendência de Angra 1 – SU.O													
H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador: - Janeiro: CLO 4347 - Isolamento da Moto Bomba de Água de Alimentação Auxiliar AF-1A para troca de óleo do mancal 1 do motor (LT 201616550). Tempo de indisponibilidade: 1h22min. - Fevereiro: CLO 4358 - Isolamento da Moto Bomba de Água de Alimentação Auxiliar AF-1A para substituição do mancal 1 do motor. (LT 201700703). Tempo de indisponibilidade: 1h47min. - Abril: CLO 4377 - Isolamento da Moto Bomba de Água de Alimentação Auxiliar AF-1B para troca de óleo, inspeção do mancal 1 do motor, troca de óleo no mancal 3 do motor devido a presença de partículas metálicas e a substituição do disjuntor por outro reserva. Tempo de indisponibilidade: 5h40min - Julho: CLO 4406: Isolamento da Bomba de Água de Alimentação Auxiliar AF-2 para troca de óleo dos mancais. Tempo de indisponibilidade: 1h51min. - Outubro: CLO 4457: Isolamento da Bomba de Água de Alimentação Auxiliar AF-1B para troca de óleo do mancal 3 do motor. Tempo de indisponibilidade: 2h18min.													
I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis. Responsável: Diretoria de Operação – DO													

Tabela 3.4.6 – Desempenho do Sistema Gerador Diesel de Emergência GDD – 4,16 Kv

6) Desempenho do Sistema de Gerador Diesel de Emergência – 4,16 Kv- Angra 1 e Angra 2												
A) Utilidade:	Acompanhar a disponibilidade do GGD, sistema importante para a segurança de Angra 1 e Angra 2.											
B) Tipo:	Efetividade											
C) Meta ETN:	Angra 1 $\leq 0,001$ Angra 2 $\leq 0,005$											
D) Fórmula de Cálculo:	Indicador: <u>Número de horas de indisponibilidade do GDE</u> Nº de horas com Sistema requerido x Nº de Trens											
E) Método de Aferição:	Contagem direta das horas paradas do GDE e posterior cálculo.											
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:	Diretoria de Operação – DO											
G) Resultado no Exercício:	2017											
Performance dos Sistemas de Segurança do Gerador Diesel – Angra 1												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	0,0000	0,0000	0,0020	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Acu.	0,0000	0,0000	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
Indicador: <u>Número de horas de indisponibilidade do GGD</u> Nº de horas com Sistema requerido x Nº de Trens												
Fonte: Superintendência de Angra 1 – SU.O												
Performance dos Sistema do Gerador Diesel – Angra 2												
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
Indicador: <u>Número de horas de indisponibilidade do GGD</u> Nº de horas com Sistema requerido x Nº de Trens												
Fonte: Superintendência de Angra 2 – SD.O												
H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador:												
Angra 1												
Março 2017:												
- CLO 4366 - Indisponibilidade do GD-3 e do GD-1A causada pelo isolamento do TREM A do Sistema de Água de Serviço devido a necessidade de efetuar teste de resistência de isolamento do motor da SW-1A. Tempo de indisponibilidade: 00h18min.												
Angra 2												
- Não houve disfunção no período.												
I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis.												
Responsável: Diretoria de Operação – DO												

Tabela 3.4.7 - Desempenho do Sistema de Injeção de Segurança Alta Pressão - JND

7) Desempenho do Sistema de Injeção de Segurança Alta Pressão - JND - Angra 2

A) Utilidade:	Acompanhar a disponibilidade do JND, sistema importante para a segurança de Angra 2.											
B) Tipo:	Efetividade											
C) Meta ETN:	$\leq 0,0001$											
D) Fórmula de Cálculo:	Indicador: <u>Número de horas de indisponibilidade do JND</u> Nº de horas com Sistema requerido x Nº de Trens											
E) Método de Aferição:	Contagem direta das horas paradas do JND e posterior cálculo											
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:	Diretoria de Operação – DO											
G) Resultado no Exercício:	2017											
Performance dos Sistemas de Segurança JND – Angra 2												
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
Fonte: Superintendência de Angra 2 – SD.O												
H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador: - Não houve disfunção no período.												
I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis. Responsável: Diretoria de Operação – DO												

Tabela 3.4.8 – Desempenho do Sistema de Segurança de Água de Alimentação de Emergência - LAR

8) Desempenho do Sistema de Segurança de Água de Alimentação de Emergência - LAR - Angra 2												
A) Utilidade:	O propósito deste indicador é monitorar a disponibilidade dos sistemas de Água de Alimentação de Emergência, sistema importante para a segurança de Angra 2.											
B) Tipo:	Efetividade											
C) Meta ETN:	$\leq 0,0001$											
D) Fórmula de Cálculo:	Indicador: <u>Número de horas de indisponibilidade do LAR</u> Nº de horas com Sistema requerido x Nº de Trens											
E) Método de Aferição:	Contagem direta das horas paradas do LAR e posterior cálculo											
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:	Diretoria de Operação – DO											
G) Resultado no Exercício:	2017											
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
Fonte: Superintendência de Angra 2 – SD.O												
H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador: - Não houve disfunção no período.												
I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis. Responsável: Diretoria de Operação – DO												

Tabela 3.4.9 – Total de Acidentes Industriais

9) Acidentes Industriais com Perdas Ocorridos com Empregados da Eletronuclear

A) Utilidade:		Indicador padrão da Indústria Nuclear para acompanhamento da segurança industrial.											
B) Tipo:		Efetividade											
C) Meta ETN:		$\leq 0,50$ Acidentes											
D) Fórmula de Cálculo:		Indicador: abaixo discriminado.											
E) Método de Aferição:		Medição mensal e cálculo											
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:		Diretoria de Operação – DO											
G) Resultado no Exercício:		2017											
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Men.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,73	1,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Acu.	0,63	0,64	0,64	0,54	0,54	0,64	0,65	0,58	0,49	0,49	0,24	0,27	
Indicador: $\frac{\text{N}^\circ \text{ acidentes c/perda de tempo na Área Protegida nos últimos 12 meses} \times 200.000 \text{ HH trabalhadas}}{\text{N}^\circ \text{ HH Trabalhadas na Área Protegidas nos últimos 12 meses}}$													
Fonte: Superintendência de Angra 2 – SD.O													
H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador: - 23/06/17, técnico mecânico estava a 1 m de altura montando a tubulação do turbo compressor quando a chave combinada escapou o que causou o desequilíbrio e queda do trabalhador. - 07/07/2017, Especialista de segurança ao cortar alimento utilizando uma faca e por descuido a faca escorregou e cortou o dedo da mão esquerda.													
I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis. Todos os acidentes são investigados para determinar e corrigir as suas causas e evitar novas ocorrências. Responsável: Diretoria de Operação – DO													

Tabela 3.4.10 - Exposição Coletiva à Radiação

10) Exposição Coletiva à Radiação													
A) Utilidade:		Indicador padrão da Indústria Nuclear que visa medir a dose total de exposição à radiação dos trabalhadores das usinas.											
B) Tipo:		Efetividade											
C) Meta ETN:		$\leq 0,033$ PSv no ano											
D) Fórmula de Cálculo:		Indicador: É o total de Homem – Sieverts contabilizados no período											
E) Método de Aferição:		Medida direta											
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:		Diretoria de Operação – DO											
G) Resultado no Exercício:		2017											
Exposição Coletiva à Radiação (HSv)													
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Acu.	0,003	0,009	0,011	0,013	0,017	0,019	0,022	0,158	0,460	0,491	0,496	0,502	
Indicador Angra 1 + Indicador Angra 2 Fonte: Superintendência de Manutenção – SM.O													
H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador: - Não houve disfunção no período.													
I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis. Responsável: Diretoria de Operação – DO													

Tabela 3.4.11 – Índice de Confiabilidade do Combustível

11) Índice de Confiabilidade do Combustível (u Ci/g) - Angra 2

A) Utilidade:	Acompanhar a confiabilidade do combustível na geração de energia.											
B) Tipo:	Eficiência											
C) Meta ETN:	≤19,0 Becq/g											
D) Fórmula de Cálculo:	$\left[J1 \times \left(0,047619 + \frac{J3}{0,000021} \right) - 0,0318 \times J2 \left(0,916667 + \frac{J3}{0,00024} \right) \right] \times \left[\left(\frac{Ln}{J5} \right) \left(\frac{100}{J4} \right) \right]$ <p> J1 = Iodo 131 (μ Curie/g) J2 = Iodo 134 (μ Curie/g) J3 = Constante de Taxa de Purificação J4 = Nível de Potência (%) J5 = Taxa Linear de Geração de Calor (kW/foot) Ln = 5.5 kW/foot </p>											
E) Método de Aferição:	Através de medições e cálculos mensais											
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:	Diretoria de Operação – DO											
G) Resultado no Exercício:	2017											
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
ICC.	0,063	0,051	0,037	0,103	0,109	0,125	0,156	0,116	0,159	0,145	0,156	0,160
Fonte: Superintendência de Manutenção – SM.O												
H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador: - Não houve disfunção no período.												
I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis. Responsável: Diretoria de Operação – DO												

Tabela 3.4.12 - Indicador Químico

12) Indicador Químico – Angra 1 Angra 2												
A) Utilidade:	Indica a existência ou não de risco de alguma deterioração das linhas e equipamentos, se superior a 1 (um) ano.											
B) Tipo:	Efetividade											
C) Meta ETN:	Angra 1 = 1,00 Angra 2 = 1,00											
D) Fórmula de Cálculo:	Angra 1: $(Na)_{GV} / VL_{Na} + Cl)_{GV} / VL_{Cl} + SO_4)_{GV} / VL_{SO_4} + Fe)_{AAP} / VL_{Fe} + Cu)_{AAP} / VL_{Cu}$ Angra 2: $(Na)_{GV} / VL_{Na} + Cl)_{GV} / VL_{Cl} + SO_4)_{GV} / VL_{SO_4} + CC)_{GV} / VL_{CC} + Fe)_{AAP} / VL_{Fe} + O_2)_{AAP} / VL_{O_2}$ VL _X = Valor limite para cada parâmetro GV = Gerador de vapor AAP = Água de Alimentação Principal CC = Condutividade Catiônica											
E) Método de Aferição:	Medições mensais e cálculos.											
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:	Diretoria de Operação – DO											
G) Resultado no Exercício:	2017											
Indicador Químico – Angra 1												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,12	1,00	-	3,45	1,00	1,04
Acu.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	-	1,15	1,02	1,02
Fonte: Superintendência de Angra 1 – SU.O												
Indicador Químico – Angra 2												

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Acu.	1,03	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Fonte: Superintendência de Angra 2 – SD.O

H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador:

Angra 1

- Não houve disfunção no período.

Angra 2

- Jan/17 - O valor maior que 1,00 do indicador químico é devido aos altos valores de ânions (Cloreto, sulfato) e sódio no sistema de purga dos geradores de vapor - LCQ, em função do desarme da usina em 23/01/2017.

- Fev/17 - 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 ocorrido no dia 21.

- O indicador químico de novembro é considerado até o dia 13/11, pois em 14/11 iniciou-se a 2P13.

Não foi reportado o IQ mensal de dezembro, devido a 2P13.

I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis.

Responsável: Diretoria de Operação – DO

Tabela 3.4.13 - Energia Bruta Gerada – EBG

13) Energia Bruta Gerada – EBG (GWh)	
A) Utilidade:	Medir a quantidade de energia produzida pela geração das usinas.
B) Tipo:	Eficiência
C) Meta ETN:	Não se aplica.
D) Fórmula de Cálculo:	Indicador: Energia Bruta no Período
E) Método de Aferição:	Medição direta
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:	Diretoria de Operação – DO
G) Resultado do indicador no exercício:	Produção de 15.741 GWh de energia bruta
H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador.	
I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis.	
- Meta Atingida.	

Tabela 3.4.14 - Volume de Rejeito Sólido Gerado (m³)

14) Volume de Rejeito Sólido Gerado (m³)	
A) Utilidade:	Controlar e gerenciar os rejeitos gerados pelas usinas durante suas atividades de operação e manutenção
B) Tipo:	Efetividade
C) Meta ETN:	≤ 88,0 m³ ao ano
D) Fórmula de Cálculo:	Indicador: Contagem direta do volume de rejeito gerado
E) Método de Aferição:	Através de contagem direta do volume de rejeito gerado
F) Área responsável pelo cálculo e/ou medição:	Diretoria de Operação – DO
G) Resultado no Exercício:	2017

Volume de Rejeito Sólido (m³) – Central

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Men.	3,500	3,680	4,300	1,830	0,000	0,000	6,270	8,060	31,530	10,410	1,660	3,060
Acu.	3,500	7,180	11,470	13,300	13,300	13,300	19,570	27,630	59,160	69,570	71,250	74,310

Fonte: Superintendência de Manutenção – SM.O

H) Descrição das disfunções estruturais ou situacionais que impactaram o resultado obtido neste indicador:

- Dentro da meta.

I) Descrição das principais medidas implementadas e/ou a implementar para tratar as causas de insucesso neste indicador e quem são os responsáveis.

Responsável: Diretoria de Operação – DO

3.5 Renúncia de Receitas

3.5.1 Renúncias Tributárias sob Gestão da Eletronuclear

A Eletrobras Eletronuclear esteve habilitada aos benefícios do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – REIDI para a construção de Angra 3 entre o período de 02/10/2009 a 01/10/2014 e, atualmente, está habilitada aos benefícios do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Usinas Nucleares - RENUCLEAR com prazo de vigência até 31/12/2020.

Quadro 3.5.1.1 - Renúncias Tributárias sob Gestão da Eletronuclear

Tributo/Contribuição	Legislação	Natureza da Renúncia (LRF, art. 14, § 1º)	Objetivos Socioeconômicos	Contrapartida Exigida	Prazo de Vigência	Medidas de Compensação
PASEP / COFINS	Lei 11.488/2007	Suspensão de Exigência	Implantação de Obras de Infraestrutura	Não há	5 (cinco) anos após habilitação ocorrida em 02/10/2009	Não há
II / IPI	Lei 12.431/2011	Suspensão de Exigência	Implantação de Obras de Infraestrutura	Não há	Até 31/12/2020*	Não há
PASEP / COFINS II / IPI	Lei 13.043/2014	Suspensão de Exigência	Implantação de Obras de Infraestrutura	Não há	Até 31/12/2020	Não há

* Novo prazo de vigência concedido conforme disposto no artigo 86 da Lei nº 13.043/2014

Fontes: Departamento de Contabilidade - DCT.A

3.5.2 Contribuintes Beneficiados pela Renúncia

Quadro 3.5.2.1 - Contribuintes Beneficiados pela Renúncia – Pessoas Jurídicas

UF	2017		2016		2015	
	Quantidade	Valor Renunciado	Quantidade	Valor Renunciado	Quantidade	Valor Renunciado
DF	-	-	-	-	-	-
MG	2	6.247,83	1	310.994,82	2	6.631.491,54
GO	-	-	-	-	1	3.381,12
PR	1	1.211,93	-	-	4	979.656,62
RJ	55	3.246.853,79	13	6.599.082,94	37	27.342.410,78
RS	1	2.733,20	1	7.843,75	1	6.500,69
SC	-	-	-	-	1	93.525,50
SP	38	2.388.937,20	8	2.267.275,22	34	16.890.249,55
Total	97	5.645.983,95	23	9.185.196,73	80	51.947.215,80
Não Aplicável	2017		2016		2015	
	Quantidade	Valor Renunciado	Quantidade	Valor Renunciado	Quantidade	Valor Renunciado
EXTERIOR	1	31.167.029,67	3	128.648.907,64	6	13.342.303,05

Fontes: Departamento de Contabilidade - GCT.A

4 GOVERNANÇA, GESTÃO DE RISCOS E CONTROLES INTERNOS

4.1 Descrição das Estruturas de Governança

A atual estrutura organizacional da Empresa foi apresentada para Conselho de Administração da Eletronuclear em sua 359^a Reunião, de 04/05/2017, e Deliberada a extinção a Diretoria de Planejamento, Gestão e Meio Ambiente no Conselho de Administração em sua 360^a reunião, de 25/05/2017. Em 28/06/2017 na 361^a Reunião do Conselho de Administração foi aprovada a revisão Estrutural da Organização e implementada a partir de 01/07/2017. Posteriormente, na 94^a Assembleia Geral Extraordinária, de 18/01/2018, foi revisado o Estatuto Social da Empresa, visando adequá-lo à legislação vigente, os princípios gerais da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961 e suas alterações posteriores, além de obedecer a Lei nº 13.303, de 2016 e sua regulamentação, bem como, as políticas e normas estabelecidas pela Eletrobras e da Secretaria de Coordenação e Governança das empresas Estatais – SEST.

• **O Conselho de Administração** é um órgão Colegiado superior da Eletronuclear, com funções deliberativas, integrado por 07 (sete) membros todos brasileiros e domiciliados no país, eleitos pela Assembleia Geral, com prazo de gestão unificado de 02 (dois) anos, sendo permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas. O Conselho de Administração observará a seguinte composição: I – 01 (um) conselheiro indicado pelo Ministro de Estado do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão na forma da legislação vigente; II – 01 (um) conselheiro eleito representante dos empregados, escolhido nos termos da legislação vigente; III – 01 (um) conselheiro de administração indicado pelo acionista controlador, que será eleito Diretor-Presidente; e IV – 04 (quatro) conselheiros indicados pela holding Eletrobras, dentre os quais 2 (dois) serão independentes, nos termos da legislação aplicável. O Conselho fixará as regras gerais e estratégicas dos negócios da Empresa, sempre em observância às diretrizes da holding Eletrobras, sem prejuízo, ainda, das competências definidas pela Lei nº 6.404/76, pelo Estatuto Social e por seu Regimento Interno e demais atribuições previstas na Lei nº 13.303/2016 e no Decreto nº 9.845/2016, sem prejuízo das normas legais e regulamentares que lhe sejam aplicáveis.

O Conselho de Administração se reúne, ordinariamente, uma vez ao mês e extraordinariamente, sempre que se fizer necessário.

• **A Auditoria Interna** está subordinada ao Presidente do Conselho de Administração e funcionalmente à Presidência da Empresa. A designação e a exoneração do titular da Auditoria Interna deve ser submetida, pela Diretoria Executiva, à aprovação do Conselho de Administração e, após, à aprovação da Controladoria Geral da União – CGU.

Conforme o Regulamento Interno da Auditoria Interna, cabe à Auditoria Interna, coordenar e examinar, com inteira liberdade de acesso, as atividades desenvolvidas pelas unidades organizacionais da Empresa, com o objetivo de analisar a gestão das mesmas, verificando, para tanto, os procedimentos, controles aplicados, sistemas informatizados, registros, arquivos de documentos e dados, bem como o fiel cumprimento das diretrizes, normas internas e preceitos da legislação vigente.

• **A Ouvidoria Interna** está subordinada ao Presidente do Conselho de Administração e funcionalmente à Presidência da Empresa. A designação e a exoneração do titular da Ouvidoria deve ser submetida, pela Diretoria Executiva, à aprovação do Conselho de Administração é um importante canal de comunicação da empresa, voltada para o atendimento tanto do público interno quanto do público externo.

- **O Conselho Fiscal** de caráter permanente, compõe-se de 03 (três) membros efetivos e respectivos suplentes, todos brasileiros e domiciliados no país, acionistas ou não, com prazo de atuação de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 02 (duas) reconduções consecutivas, assim constituído: 01 (um) membro e respectivo suplente indicados pelo Ministério da Fazenda, como representante do Tesouro Nacional, que deverão ser servidores públicos com vínculo permanente com a administração pública federal; 01 (um) membro e respectivo suplente indicados pelo Ministério de Minas e Energia; e 01 (um) membro e respectivo suplente indicados pela holding Eletrobras.

Ao Conselho Fiscal, como colegiado não integrante dos órgãos da Administração, cabe substituir e representar os acionistas na sua função fiscalizadora, acompanhando a ação dos administradores, para verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários e defender os interesses da Empresa e dos acionistas. Suas atividades regem-se pela Lei nº 6.404/76, pelo Estatuto Social e por seu Regimento Interno, sem prejuízo das normas legais e regulamentares que lhe sejam aplicáveis.

O Conselho Fiscal se reúne, ordinariamente, uma vez ao mês e extraordinariamente, sempre que se fizer necessário.

- **A Diretoria Executiva** é o órgão executivo de administração e representação, cabendo-lhe, dentro da orientação traçada pela Assembleia Geral e pelo Conselho de Administração, assegurar o funcionamento regular da Eletronuclear.

A Diretoria Executiva compor-se-á do Diretor-presidente e até 05 (cinco) diretores brasileiros, respeitando o mínimo de 03 (três) membros, eleitos pelo Conselho de Administração, que exercerão suas funções em regime de tempo integral, com prazo de gestão unificado de 02 (dois) anos, sendo permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas.

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

A essas diretorias estão subordinadas Superintendências, Departamentos e divisões responsáveis pelas atividades de linha da Empresa.

Compete à Diretoria Executiva a direção geral e a administração da Eletronuclear, respeitadas as diretrizes do Conselho de Administração. Suas atividades regem-se pela Lei nº 6.404/76, pelo Estatuto Social e por seu Regimento Interno, sem prejuízo das normas legais e regulamentares que lhe sejam aplicáveis.

A Superintendência de Governança, Gestão de Riscos e Conformidade está subordinada à Presidência da Empresa, atua de forma integrada com a Auditoria Interna – AI.CA e com a Ouvidoria, com o suporte da Superintendência Jurídica – S.J.P e da Comissão de Ética, quando aplicável, favorecendo o processo de transformação institucional permanente, orientada pelo tripé transparência, segurança e qualidade. As Unidades Organizacionais diretamente à ela vinculadas: Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos e o Departamento de Conformidade, responsável ainda pelas atividades relacionadas à Secretaria Geral da Eletronuclear, também desenvolve suas atividades em estreita cooperação com os órgãos congêneres da holding e das empresas Eletrobras, sobretudo com a Diretoria de Conformidade da Eletrobras.

Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos subordinado à Superintendência de Governança, Gestão de Riscos e Conformidade, tem como principais atribuições Gerenciar o planejamento, gerir as práticas e garantir a aplicação de metodologias envolvendo a gestão de riscos corporativos, conformidade de controles internos dos processos de negócio e escritório de processos na

Eletronuclear; Prover a Alta Administração da Eletronuclear com informações estratégicas nas discussões referentes à gestão de riscos corporativos e controles internos dos processos de negócio e Gerenciar o aprimoramento do ambiente de controles sobre as demonstrações financeiras e a consolidação das informações quanto à efetividade deste ambiente, em atendimento às melhores práticas exigidas pela Lei Sarbanes-Oxley.

Departamento de Conformidade subordinado à Superintendência de Governança, Gestão de Riscos e Conformidade, tem como principal atribuição o desenvolvimento de atividades de controle de conformidade, incluindo questões de desvio de conduta ética e a investigação e a redução de riscos de fraude e corrupção reportando à Superintendência as ações exercitadas, bem como a apresentação dos resultados de conformidade.

4.1.1 Atendimento à Lei das Estatais

A Eletronuclear adota a versão revisada e atualizada em 2016, do Código de Ética e de Conduta das Empresas Eletrobras, lançada e divulgada pela Eletrobras Holding e suas subsidiárias, em 09/12/2016.

O referido código, disponível no site da Eletronuclear, através do link <http://www.eletronuclear.gov.br/Aempresa/PoliacuteticasEmpresariais.aspx>, em português e inglês, dispõe de itens exclusivamente dedicados aos princípios éticos, compromissos de conduta, conflito de interesses e vedação de atos de corrupção e fraude, sendo a aplicação destes e dos demais dispositivos que o compõem, uma atribuição do Departamento de Conformidade – DEC.P, subordinada a Superintendência de Governança Gestão de Riscos e Conformidade – SG.P, esta, se reportando a Diretoria da Presidência da Eletronuclear.

As informações quanto missão, visão e valores da Eletronuclear estão descritas no documento denominado Plano Estratégico do Sistema Eletrobras, disponível no site da Eletronuclear, através do link (<http://www.eletronuclear.gov.br/LinkClick.aspx?fileticket=CCQsUovZs2c%3d&tabid=81>).

Existe um espaço próprio no site eletrônico da empresa (Intranet e Internet) destinado a denúncias, que pode ser acessado por um link na página inicial.

O referido canal informatizado protocola e permite tratar, tramitar, prover mediação e por fim responder adequadamente as denúncias que se façam às questões de integridade. Privilegia o denunciante com um protocolo, o seu anonimato e a tramitação para a área afetada, seja administrativa, de fraude e/ou corrupção, entre outras especificidades que a suportem.

É assegurado que não haverá retaliações e é garantido que serão envidados esforços para que nenhum Colaborador seja alvo de represálias com relação a qualquer informação fornecida de boa-fé (Manual de Compliance, Guia do Colaborador e Código de Ética).

Encontra-se em fase de elaboração: Estratégia de planejamento e controle das capacitações relacionadas aos temas de integridade para garantir que sejam atingidos os públicos necessários para cada tema, com a periodicidade prevista.

O Regulamento Disciplinar Interno que assegure a adequada aplicação de medidas disciplinares (aplicação de sanções disciplinares) está contemplado no planejamento de atividades a serem desempenhadas no decorrer dos anos 2017 e 2018, sendo a iniciativa quanto a sua elaboração da Eletrobras Holding.

Quanto a criação do Comitê de Auditoria, ressaltamos que não se faz necessário instituir o órgão na estrutura da Eletronuclear, uma vez que a esta foi criada pela Eletrobras Holding (Inciso 5º, do Art. 24, do Decreto 8945 de 27/12/2016).

Foram implementados no decorrer do ano de 2017 o Canal de Denúncias externo, bem como o Comitê do Sistema de Integridade, para o recebimento, tratamento e encerramento de denúncias.

Foram realizadas diligências (análise curricular/due diligence/background check) para todos os diretores e conselheiros que tomaram posse após a Lei 13.303 de 30 de junho de 2016. As adaptações, de modo a atender às prescrições/determinações contidas na Nova Lei das Estatais (13.303 de 30 de junho de 2016), que se aplicam a Eletronuclear, serão implementadas até 30 de junho de 2018.

4.2 Informações sobre os Dirigentes e Colegiados

A ELETRONUCLEAR é administrada por um Conselho de Administração, órgão colegiado de funções deliberativas, com atribuições previstas na lei e no Estatuto Social, e uma Diretoria Executiva.

É privativo de brasileiros o exercício dos cargos integrantes da administração da ELETRONUCLEAR.

Os membros do Conselho de Administração e Diretores indicados deverão atender aos atributos necessários ao exercício do cargo, conforme previsto na legislação pertinente.

As atas de Assembleia Geral ou de reunião do Conselho de Administração que elegerem, respectivamente, Conselheiros de Administração e Diretores da ELETRONUCLEAR deverão conter a qualificação de cada um dos eleitos e o prazo de gestão e, quando a lei exigir certos requisitos para a investidura, somente poderão ser eleitos e empossados aqueles que tenham exibido os necessários comprovantes, dos quais se arquivará cópia autenticada na sede da ELETRONUCLEAR.

São inelegíveis para os cargos de administração da ELETRONUCLEAR as pessoas declaradas inabilitadas em ato da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, as impedidas por lei especial ou condenadas por crime de qualquer espécie contra a economia, a fé pública ou a propriedade, ou à pena criminal que vede, ainda que temporariamente, o acesso a cargos públicos.

Cada membro dos órgãos da administração deverá, antes de entrar no exercício das funções e ao deixar o cargo, apresentar declaração de bens.

A investidura em cargos de administração da ELETRONUCLEAR observará as condições impostas pela legislação vigente, não podendo, também, ser investidos no cargo os que no Conselho de Administração, na Diretoria Executiva, ou no Conselho Fiscal tiverem ascendentes, descendentes ou colaterais até o terceiro grau.

O termo de posse deverá conter, sob pena de nulidade: a indicação de pelo menos um domicílio no qual o administrador receberá citações e intimações em processos administrativos e judiciais relativos a atos de sua gestão, as quais reputar-se-ão cumpridas mediante entrega no domicílio indicado, o qual somente poderá ser alterado mediante comunicação por escrito à ELETRONUCLEAR.

Se o termo de posse não for assinado nos 30 (trinta) dias seguintes à eleição, esta se tornará sem efeito, salvo justificativa aceita pelo órgão da administração para o qual tiver sido eleito;

Os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva responderão, nos termos da legislação vigente, individual e solidariamente, pelos atos que praticarem e pelos prejuízos que deles decorram para a ELETRONUCLEAR.

O Conselho de Administração e a Diretoria Executiva se reunirão e deliberarão com a presença da maioria de seus membros.

Nas deliberações do Conselho de Administração e resoluções da Diretoria Executiva, os respectivos Presidentes terão, além do voto pessoal, o de desempate.

As decisões dos administradores deverão observar as políticas corporativas e as diretrizes estratégicas estabelecidas pela controladora.

O Conselho de Administração será integrado por até sete membros, com reputação ilibada e idoneidade moral, eleitos pela Assembleia Geral, os quais, dentre eles, designarão o Presidente, todos com prazo de gestão de dois anos, admitida a reeleição, sendo permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas.

Um dos membros do Conselho de Administração será indicado pelo Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão e outro membro eleito como representante dos empregados, escolhido pelo voto direto de seus pares dentre os empregados ativos e em eleição organizada pela empresa em conjunto com as entidades sindicais que os representem, nos termos da legislação vigente.

O conselheiro representante dos empregados não participará das discussões e deliberações sobre assuntos que envolvam relações sindicais, remuneração, benefícios e vantagens, inclusive matérias de previdência complementar e assistenciais, hipóteses em que fica configurado o conflito de interesse.

Nas matérias em que fique configurado conflito de interesses do conselheiro de administração representante dos empregados, nos termos do parágrafo anterior, a deliberação ocorrerá em reunião especial exclusivamente convocada para essa finalidade, da qual não participará o referido conselheiro.

Em caso de vacância do cargo de conselheiro representante dos empregados, o substituto será escolhido na forma da legislação vigente.

Em caso de ausência ou impedimento temporário do titular, a Presidência do Conselho de Administração será exercida por substituto a ser eleito dentre os demais conselheiros.

Além das hipóteses previstas em lei, perderá o mandato o conselheiro que deixar de comparecer a duas reuniões consecutivas sem motivo justificado.

Em caso de vacância de cargo de membro do Conselho de Administração, o substituto, exceto o indicado pelo Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão, será indicado pela controladora e nomeado pelos conselheiros remanescentes, devendo servir até a primeira Assembleia Geral subsequente.

O substituto eleito pela Assembleia Geral, para preencher o cargo, completará o prazo da gestão do substituído.

O prazo de gestão se prorrogará até a investidura dos novos membros.

O Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, uma vez por mês, e, extraordinariamente, sempre que se fizer necessário.

O Conselho de Administração será convocado pelo seu Presidente e as suas reuniões serão registradas em atas, que serão assinadas por todos os membros presentes, as quais, quando contiverem deliberações destinadas a produzir efeitos perante terceiros, serão arquivadas na Junta Comercial competente e publicadas.

O Conselho de Administração reunir-se-á, ao menos uma vez ao ano, sem a presença do Diretor-Presidente da empresa, para avaliação dos membros da Diretoria Executiva.

A Diretoria é o órgão executivo de administração e representação, cabendo-lhe, dentro da orientação traçada pela Assembleia Geral e pelo Conselho de Administração, assegurar o funcionamento regular da ELETRONUCLEAR.

O Diretor-Presidente e os Diretores não poderão exercer funções de direção, administração ou consultoria em empresas de economia privada, concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, ou em empresas de direito privado ligadas de qualquer forma ao objeto social da ELETRONUCLEAR, salvo na controladora, nas subsidiárias ou controladas e empresas concessionárias sob controle estatal ou privado, em que tenha participação acionária, onde poderão exercer cargos no conselho de administração, observadas as disposições da legislação vigente quanto ao recebimento de remuneração.

A Diretoria Executiva compor-se-á do Diretor-Presidente e até cinco Diretores, eleitos pelo Conselho de Administração, que exercerão suas funções em regime de tempo integral, com prazos de gestão de 2 (dois) anos, permitidas reeleições, sendo, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas.

Os integrantes da Diretoria Executiva não poderão afastar-se do exercício do cargo por mais de trinta dias consecutivos, salvo em caso de férias ou licença, sob pena de perda do cargo, exceto nos casos autorizados pelo Conselho de Administração nos termos do Estatuto Social.

No caso de impedimento temporário, licença ou férias de qualquer dos membros da Diretoria Executiva, o substituto será indicado dentre os demais membros da Diretoria Executiva.

4.3 Política de Designação de Representantes nas Assembleias e nos Colegiados de Controladas e Sociedades

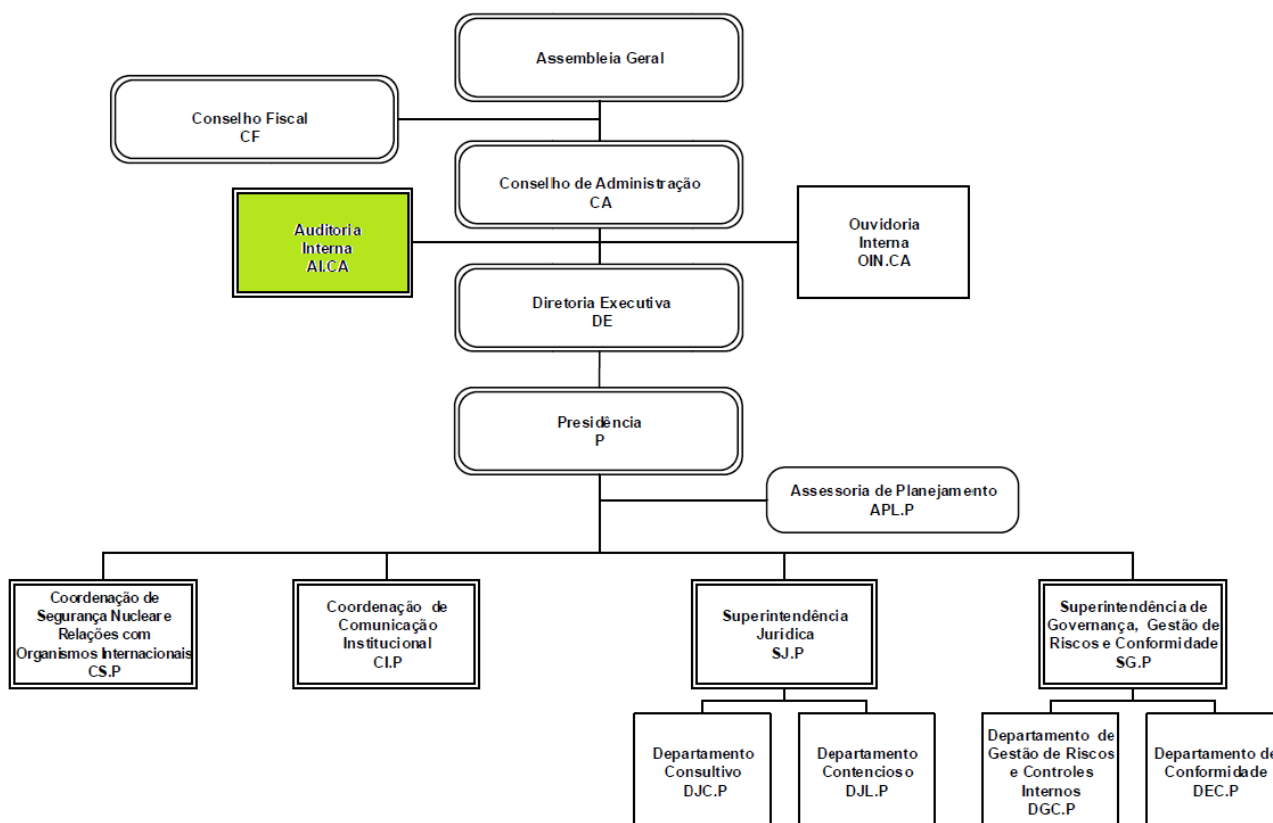
Não há Política de Designação de Representantes nas Assembleias e nos Colegiados de Controladas e Sociedades, uma vez que não há, por parte da Eletronuclear, envolvimento em operações societárias, originando participação da empresa, nos colegiados de controladas, coligadas e de sociedades de propósito específico.

4.4 Atuação da Unidade de Auditoria Interna

As diretrizes de atuação da Auditoria Interna, bem como as suas competências e organização, estão definidas no “Regulamento Interno da Auditoria Interna da Eletronuclear”, em anexo, aprovado pelo Conselho de Administração através da DCA-272.007/12, de 21/03/2012, em conformidade com a Resolução nº 2, de 31/12/2010, da CGPAR.

A Auditoria Interna da Eletronuclear está vinculada ao Conselho de Administração e reporta-se à Presidência, em caráter funcional e para efeito de supervisão, mantendo o mesmo posicionamento na estrutura organizacional da Eletronuclear em relação ao exercício de 2016. A designação e a exoneração do titular da Auditoria Interna deve ser submetida, pela Diretoria Executiva, à aprovação do Conselho de Administração e, após, à aprovação do Ministério da Transparência e Controladoria Geral da União – CGU.

Organograma das Unidades da Administração Superior



Conforme o Regulamento Interno da Auditoria Interna, cabe à Auditoria Interna, coordenar e examinar, com inteira liberdade de acesso, as atividades desenvolvidas pelas unidades organizacionais da Empresa, com o objetivo de analisar a gestão das mesmas, verificando, para tanto, os procedimentos, controles aplicados, sistemas informatizados, registros, arquivos de documentos e dados, bem como o fiel cumprimento das diretrizes, normas internas e preceitos da legislação vigente.

A Auditoria Interna da Eletronuclear está situada no Edifício Sede da Companhia na Rua da Candelária, 65 / 11º andar na cidade do Rio de Janeiro. Não existem subunidades descentralizadas.

O quadro de pessoal da Auditoria Interna da Eletronuclear está composto da seguinte forma:

Descritivo	Quantidade
Auditor-Chefe	1
Auditores	4
Secretária	1
Total	6

A Auditoria Interna teve uma redução de 2 auditores no seu quadro de pessoal em relação ao exercício de 2016.

O desenvolvimento dos trabalhos da Auditoria se dá em consonância com o Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna, previamente submetido ao Ministério da Transparência e Controladoria Geral da União – CGU e aprovado pelo Conselho de Administração da Eletronuclear. Os Relatórios correspondentes a esses trabalhos, contendo as avaliações, constatações e respectivas recomendações e planos de ação, são encaminhados ao Presidente, às Unidades Organizacionais gestoras dos processos auditados e às Diretorias hierarquicamente superiores, para ciência e implementação das ações corretivas necessárias. Os referidos relatórios também são encaminhados aos Conselhos Fiscal e de Administração.

O prazo de atendimento das recomendações pelas Unidades Organizacionais auditadas está atrelado à criticidade atribuída ao achado de auditoria, conforme a seguir:

- Criticidade ALTA: prazo de até 30 dias úteis;
- Criticidade MEDIA: prazo de até 60 dias úteis; e
- Criticidade BAIXA: prazo de até 90 dias úteis.

Após definido o prazo inicial para implementação do plano de ação, o mesmo só poderá ser prorrogado, em igual período, com a anuência do(a) Diretor(a) da Unidade Organizacional gestora do processo auditado. Uma segunda prorrogação, por igual período, só será concedida mediante anuência do Conselho de Administração.

Mensalmente a Auditoria Interna encaminha, às Diretorias que foram objeto de auditoria, formulários correspondentes aos Relatórios de Auditoria emitidos, nos quais constam as não conformidades constatadas e os respectivos planos de ações, cujos os status se encontram “pendentes”, para que essas Diretorias informem as providências adotadas ou a adotar. A Auditoria Interna consolida os resultados e os insere no documento denominado “Síntese dos Relatórios de Auditoria”, o qual é enviado para o Conselho de Administração e ao Conselho Fiscal.

Nota: O Regulamento Interno da Auditoria Interna da Eletronuclear encontra se no Anexo II.

4.5 Atividade de Correição e Apuração de Ilícitos Administrativos

As normas disciplinares da Eletronuclear estão definidas no Código de Ética e de Conduta (lançado e divulgado pela Eletrobras Holding em 09/12/2016), no Manual de Compliance, no Guia dos Colaboradores e nos demais normativos internos correlatos.

Tais normativos estão em consonância com a lei anticorrupção brasileira nº 12.846, de 01/08/2013, e a Foreign Corrupt Practices Act – FCPA, Lei de Prática Estrangeira contra Corrupção dos Estados Unidos, em razão da Eletrobras Holding ter suas ações listadas e negociadas na bolsa do mercado mobiliário de Nova York.

Ao longo do ano de 2017, ocorreram 2 (dois) eventos relacionados a desvios praticados por empregados, resultando na instauração de Comissões de Sindicância.

As Comissões foram instauradas com intuito de averiguar a prática de adulteração documental para obtenção de empréstimo consignado, bem como a violação do sistema do registro de ponto. Em ambos os casos, demonstrou-se a responsabilidade dos empregados, com aplicação da sanção de suspensão dos funcionários envolvidos.

É importante destacar que a CEC (Comissão Executiva de Correição) foi substituída, em julho de 2017, pelo CSI (Comitê do Sistema de Integridade), formado por representantes de todas as Empresas do Sistema Eletrobras.

O CSI realiza a apuração das ocorrências recebidas pelo Canal de Denúncias (plataforma eletrônica), envolvendo os colaboradores, sejam eles empregados, prestadores de serviços ou fornecedores, com autonomia, inclusive, para instaurar Comissões de Sindicância, se for o caso.

Os procedimentos para utilização do sistema CGU-PAD, viabilizando o registro das atividades de apuração de responsabilidade administrativa, encontram-se em fase de implantação.

4.6 Gestão de Riscos e Controles Internos

Considerando que não há estrutura padronizada para as informações solicitadas neste item, optamos por agrupá-las nos quadros abaixo de forma análoga ao que fizemos no ano anterior:

Quadro 4.6.1 - Avaliação do Sistema de Controles Internos da Eletronuclear

ELEMENTOS DO SISTEMA DE CONTROLES INTERNOS A SEREM AVALIADOS	VALORES				
	1	2	3	4	5
Ambiente de Controle					
1. A alta administração percebe os controles internos como essenciais à consecução dos objetivos da unidade e dão suporte adequado ao seu funcionamento.				X	
2. Os mecanismos gerais de controle instituídos pela UJ são percebidos por todos os servidores e funcionários nos diversos níveis da estrutura da unidade.				X	
3. A comunicação dentro da UJ é adequada e eficiente.				X	
4. Existe código formalizado de ética ou de conduta.					X
5. Os procedimentos e as instruções operacionais são padronizados e estão postos em documentos formais.					X
6. Há mecanismos que garantem ou incentivam a participação dos funcionários e servidores dos diversos níveis da estrutura da UJ na elaboração dos procedimentos, das instruções operacionais ou código de ética ou conduta.				X	
7. As delegações de autoridade e competência são acompanhadas de definições claras das responsabilidades.					X
8. Existe adequada segregação de funções nos processos e atividades da competência da UJ.				X	
9. Os controles internos adotados contribuem para a consecução dos resultados planejados pela UJ.				X	

Avaliação de Risco	1	2	3	4	5
10. Os objetivos e metas da unidade jurisdicionada estão formalizados.				X	
11. Há clara identificação dos processos críticos para a consecução dos objetivos e metas da unidade.					X
12. É prática da unidade o diagnóstico dos riscos (de origem interna ou externa) envolvidos nos seus processos estratégicos, bem como a identificação da probabilidade de ocorrência desses riscos e a consequente adoção de medidas para mitigá-los.			X		
13. É prática da unidade a definição de níveis de riscos operacionais, de informações e de conformidade que podem ser assumidos pelos diversos níveis da gestão.			X		
14. A avaliação de riscos é feita de forma contínua, de modo a identificar mudanças no perfil de risco da UJ ocasionadas por transformações nos ambientes interno e externo.			X		
15. Os riscos identificados são mensurados e classificados de modo a serem tratados em uma escala de prioridades e a gerar informações úteis à tomada de decisão.			X		
16. Não há ocorrência de fraudes e perdas que sejam decorrentes de fragilidades nos processos internos da unidade.			X		
17. Na ocorrência de fraudes e desvios, é prática da unidade instaurar sindicância para apurar responsabilidades e exigir eventuais ressarcimentos.				X	
18. Há norma ou regulamento para as atividades de guarda, estoque e inventário de bens e valores de responsabilidade da unidade.					X
Procedimentos de Controle	1	2	3	4	5
19. Existem políticas e ações, de natureza preventiva ou de detecção, para diminuir os riscos e alcançar os objetivos da UJ, claramente estabelecidas.			X		
20. As atividades de controle adotadas pela UJ são apropriadas e funcionam consistentemente de acordo com um plano de longo prazo.			X		
21. As atividades de controle adotadas pela UJ possuem custo apropriado ao nível de benefícios que possam derivar de sua aplicação.			X		
22. As atividades de controle adotadas pela UJ são abrangentes e razoáveis e estão diretamente relacionadas com os objetivos de controle.			X		
Informação e Comunicação	1	2	3	4	5
23. A informação relevante para UJ é devidamente identificada, documentada, armazenada e comunicada tempestivamente às pessoas adequadas.				X	
24. As informações consideradas relevantes pela UJ são dotadas de qualidade suficiente para permitir ao gestor tomar as decisões apropriadas.				X	
25. A informação disponível para as unidades internas e pessoas da UJ é apropriada, tempestiva, atual, precisa e acessível.				X	
26. A Informação divulgada internamente atende às expectativas dos diversos grupos e indivíduos da UJ, contribuindo para a execução das responsabilidades de forma eficaz.				X	
27. A comunicação das informações perpassa todos os níveis hierárquicos da UJ, em todas as direções, por todos os seus componentes e por toda a sua estrutura.				X	
Monitoramento	1	2	3	4	5
28. O sistema de controle interno da UJ é constantemente monitorado para avaliar sua validade e qualidade ao longo do tempo.					X
29. O sistema de controle interno da UJ tem sido considerado adequado e efetivo pelas avaliações sofridas.			X		
30. O sistema de controle interno da UJ tem contribuído para a melhoria de seu desempenho.				X	
Análise crítica e comentários relevantes:					
O ambiente de controle na Eletronuclear é testado anualmente em dois momentos: nos testes da Administração conduzidos pela Auditoria Interna e nos testes de controle realizados pelo auditor externo, na Certificação SOX. A definição da materialidade feita anualmente antecede os testes e norteia a definição do escopo dos processos/controles a serem testados. Estes controles apresentam-se como de maior impacto na elaboração das demonstrações financeiras. Para os controles considerados ineficazes, são elaborados planos de ação mitigatórios.					

A partir de 2014, os testes dos controles internos estão sob a responsabilidade da KPMG que, além da Certificação SOX, atua também com auditor externo das demonstrações financeiras.

Os riscos a que a Eletronuclear está exposta foram identificados e detalhados na matriz de riscos em 2010 e são revisados anualmente, em consonância com as decisões internas e do Comitê de Riscos Corporativos da Eletrobras *holding*.

Para mitigar os riscos de concessão, revisão e revogação de acesso ao sistema corporativo SAP/ECC foi implantado o módulo *GRC Access Control*, que sistematizou o controle de acesso ao SAP. Desde 2015, data de início da operação do sistema, este controle tornou-se mais rigoroso e melhor auditável.

Escala de valores da Avaliação:

(1) **Totalmente inválida:** Significa que o conteúdo da afirmativa é integralmente **não observado** no contexto da UJ.

(2) **Parcialmente inválida:** Significa que o conteúdo da afirmativa é **parcialmente observado** no contexto da UJ, porém, **em sua minoria**.

(3) **Neutra:** Significa que **não há como avaliar** se o conteúdo da afirmativa é ou não observado no contexto da UJ.

(4) **Parcialmente válida:** Significa que o conteúdo da afirmativa é **parcialmente observado** no contexto da UJ, porém, **em sua maioria**.

(5) **Totalmente válida:** Significa que o conteúdo da afirmativa é integralmente **observado** no contexto da UJ.

Fonte: Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos – DGC.P

O processo de gestão de riscos na Eletrobras Eletronuclear é amparado pelas melhores práticas de gestão de riscos empresariais, e reforçado por padrões de operação emanados pelo Comitê de Riscos Corporativos da Eletrobras *holding*. É composto basicamente de 5 etapas:

1-Identificação dos riscos: A identificação de riscos reconhece e descreve os riscos aos quais a empresa está exposta. Eles estão organizados em uma Matriz de Riscos, constituída por quatro pilares (Estratégico, Financeiro, Operacional e Conformidade); dentro de cada pilar, são organizados em categorias, onde são identificados os eventos de risco. Por exemplo, a categoria Governança Corporativa pertence ao pilar Estratégico; nela encontra-se identificado o evento de risco Fraude e Corrupção, com sua descrição e a enumeração dos fatores que podem materializar o risco.

2-Avaliação dos riscos: Após a identificação dos riscos, são realizadas análises qualitativas e/ou quantitativas, visando à definição dos atributos de impacto e vulnerabilidade, utilizados na priorização dos riscos a serem tratados. Por exemplo, a avaliação do risco de Compliance foi feita de forma qualitativa em 2015, e revisada em 2016, através do formulário chamado Lista de Verificação onde a avaliação é feita com base nos controles implantados na Empresa para mitigar este risco;

3-Tratamento dos riscos: Posteriormente à avaliação, define-se o tratamento que será dado aos riscos priorizados e como esses deverão ser monitorados e reportados às diversas partes envolvidas. Tratar os riscos consiste em decidir entre:

- evitá-los;
- mitigá-los, pela definição de planos de ação e controles internos;
- compartilhá-los; ou
- aceitá-los.

A decisão sobre a estratégia adotada para tratar cada risco depende principalmente do grau de apetite ao risco da empresa, previamente homologado pelo seu Conselho de Administração.

4-Monitoramento dos riscos: O processo de monitoramento consiste em: supervisionar a implantação e manutenção dos planos de ação; verificar o alcance das metas das ações estabelecidas, através de atividades gerenciais contínuas e/ou avaliações independentes; garantir que os controles sejam eficazes e eficientes; detectar mudanças no contexto externo e interno, identificando riscos emergentes; e analisar as mudanças nos eventos de risco, tendências, sucessos e fracassos e aprender com eles. As avaliações independentes ficam a cargo da auditoria externa nos testes da Certificação SOX.

5-Comunicação dos riscos: A comunicação durante as etapas do processo de gestão de riscos atinge todas as partes interessadas, sendo realizada de maneira clara e objetiva, respeitando as boas práticas de governança exigidas pelo mercado.

O processo de controles internos, essencial para a gestão de riscos corporativos, é baseado nas estruturas definidas pelo COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), organização criada nos Estados Unidos da América em 1985 para prevenir e evitar fraudes nos procedimentos internos das empresas. Com a evolução e padronização internacional dos procedimentos de auditoria, as recomendações do COSO estão atualizadas na versão 2013, adotada pela empresa.

A estrutura de controles internos vigente na empresa prevê etapas de gestão dos controles, a saber:

- Mapeamento;
- Testes dos controles internos;
- Remediação;
- Informação e Comunicação; e
- Monitoramento

A gestão propriamente dita prevê a interação entre as auditorias externa e interna, as áreas de negócio e o Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos (DGC.P), no sentido de atingir o maior grau de precisão da definição, aplicação e monitoramento dos controles internos dos processos de negócio da empresa. O reporte da gestão é feito para a Diretoria Executiva e Conselho de Administração, incluindo os achados de auditoria e os planos de ação estabelecidos para melhoria dos controles.

A norma interna que rege a estrutura de gestão de riscos e controles internos é a IN 13.21 – Gestão de Riscos e Controles Internos, vigente desde 16/10/2017.

4.7 Política de Remuneração dos Administradores e Membros de Colegiados

A Remuneração da Diretoria Estatutária e dos Conselhos de Administração e Fiscal é fixada anualmente em Assembleia Geral Ordinária – AGO, onde é fixado o valor da remuneração nominal mensal dos membros da Diretoria Executiva.

Este valor é definido por negociação entre a controladora – ELETROBRAS e o Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, não havendo vinculação dessa remuneração a indicadores de desempenho cabendo, contudo, o direito à Participação em Lucros e/ou Resultados da empresa.

A remuneração global definida para os membros da Diretoria Executiva inclui todas as verbas que compõe a remuneração, tais como honorários mensais, 13º salário, adicional e abono pecuniário de férias, seguro de vida em grupo e seguro funeral, auxílio-refeição, cobertura de despesas médicas, auxílio moradia, ajuda de custo de transferência bem como a citada participação nos lucros e/ou resultados e a contribuição a entidade previdenciária privada da qual a empresa é patrocinadora. Esses benefícios são similares não sendo, contudo, repassados aos respectivos honorários os benefícios que eventualmente sejam concedidos aos empregados da empresa por ocasião da formalização do Acordo Coletivo de Trabalho.

A remuneração dos Conselhos é fixada em 10% dos honorários médios mensais e do 13º salário pagos aos membros da Diretoria Executiva, nos termos da Lei no. 9.292 de 12.07.1996, não sendo computados para ambos os colegiados os demais benefícios.

Para o período de 1º de abril de 2016 a 31 de março de 2017 esses valores foram estabelecidos na XXª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 29/04/2016, sendo aprovado o valor de até R\$ 4.487.791,59 (quatro milhões, quatrocentos e oitenta e sete mil, setecentos e noventa e um reais e cinquenta e nove centavos) para o pagamento dos honorários dos membros da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração da ELETRONUCLEAR, e fixado o valor de R\$ 39.692,13 (trinta e nove mil, seiscentos e noventa e dois reais e treze centavos) para a remuneração mensal do Diretor-Presidente e o valor de R\$ 37.802,04 (trinta e sete mil, oitocentos e dois reais e quatro centavos) para a remuneração mensal dos demais diretores.

Quadro 4.7.1 - Remuneração dos Conselhos de Administração e Fiscal

Valores em R\$ 1,00

Conselho de Administração				
Nome do Conselheiro	Período de Exercício		Remuneração (R\$)	
	Início	Fim	Média Mensal	Total no Exercício
RICARDO DE PAULA MONTEIRO	01.01.2017	31.12.2017	4.136	49.634
ALEXANDRE VAGHI DE ARRUDA ANIZ	01.01.2017	31.12.2017	4.136	49.634
JAILOR CAPELOSSI CARNEIRO	01.01.2017	31.12.2017	4.136	49.634
FÁBIO LUIZ TEIXEIRA DE SOUZA	01.01.2017	18.07.2017	4.136	27.426
BRUNO CAMPOS BARRETO	01.01.2017	06.11.2017	4.136	42.125
CARLOS EDUARDO GONZALEZ BALDI	01.01.2017	17.10.2017	4.136	49.772
PAULO ARTUR PIMENTEL TAVARES DA SILVA	19.07.2017	31.12.2017	4.136	22.208
Conselho Fiscal				
Nome do Conselheiro	Período de Exercício		Remuneração (R\$)	
	Início	Fim	Média Mensal	Total no Exercício
PEDRO PAULO DA CUNHA	01.01.2017	26.04.2017	4.136	16.035
CINTHIA DE FÁTIMA ROCHA	01.01.2017	26.04.2017	4.136	16.035
CHRISTIANE DIAS FERREIRA	01.01.2017	03.05.2017	4.136	16.926
MARCOS JOSE LOPES	27.04.2017	31.12.2017	4.136	33.598
MARCELO SARAIVA CAVALCANTI	27.04.2017	31.12.2017	4.136	33.598
LUCIANA CORTES RORIS PONTES	04.05.2017	31.12.2017	4.136	32.707

Fonte: Departamento de Acompanhamento de Pessoal e Previdência Complementar – DAP.A

Quadro 4.7.2 - Síntese da Remuneração dos Administradores

Valores em R\$ 1,00

Identificação do Órgão		
Órgão: Diretoria Estatutária		
Remuneração dos Membros	EXERCÍCIO	
	2017	2016
Número de membros:	03	05
I – Remuneração Fixa	1.779.007	2.050.703
a) Salário ou pró-labore	1.757.407	2.050.703
b) Outros	21.600	0
II – Remuneração variável	0	280.374
III – Total da Remuneração (I+II)	1.779.007	2.331.078

Fonte: Departamento de Acompanhamento de Pessoal e Previdência Complementar – DAP.A

4.8 Informações sobre a Empresa de Auditoria Independente Contratada

A contratação de auditoria independente é feita pela Eletrobras Holding para todas as empresas Eletrobras que compõe o escopo da Certificação SOX e também para realizar auditoria nas demonstrações contábeis de cada empresa. A empresa de auditoria independente é contratada pelo prazo de 5 anos, quando deve ser substituída por outra. A partir de 2014 a KPMG audita os processos inerentes à Certificação SOX e as demonstrações contábeis de todas as empresas Eletrobras.

Serviços de Auditoria

Atual Auditor: KPMG Auditores Independentes

Forma de Contratação: Licitação – Edital de Concorrência DAC nº 01/2013 – Aviso Publicado em 27/08/2013 no DOU.

Prazo: 36 meses

Valor atual do contrato: R\$ 30.401.426,99

Serviços Contratados: Serviços regulares e especiais de auditoria independente sobre as Demonstrações Financeiras individuais e consolidadas, para fins locais (CVM/CPC), e IASB/SEC, dos exercícios de 2014, 2015 e 2016 e a revisão trimestrais (1ITR2014,2ITR2014, 3ITR2014, 1ITR2015, 2 ITR2015, 3ITR2015, 1ITR2016, 2ITR2016 E 3ITR2016). Inclui também, a revisão dos procedimentos fiscais de tributários, o exame das Demonstrações Financeiras e informações complementares requeridas pela ANEEL, CVM e Instituições Financeiras, emissão de relatórios especiais e documentos decorrentes dos serviços prestados, além do exame dos controles internos segundo normas do IBRACON e a Lei Norte Americana Sarbanes-Oxey-SOX, com emissão de relatórios requeridos.

Alcance dos serviços: Será executado para as empresas Eletrobrás, Furnas, Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Eletronuclear, CGTEE, Eletropar, Amazonas GT, Amazonas Energia D, Boavista Energia, CEPISA, CERON, CEAL, ELETROACRE, e CELG Distribuição.

4.9 Participação Acionária de Membros de Colegiados da Eletronuclear

A Eletronuclear tem como membros de colegiados, os componentes da Diretoria Executiva, os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal. Para essas pessoas não existe registro de propriedade de ações preferenciais, nem ordinárias no cadastro oficial de acionistas da Empresa.

Não há registro de política específica de aquisição e venda de participações acionárias por membros dos colegiados.

A quantidade de ações é inexistente para todos os relacionados.

Os membros do colegiado constam no ROL DE RESPONSÁVEIS, no item 9, ao final do relatório.

5 ÁREAS ESPECIAIS DA GESTÃO

5.1 Gestão de Pessoas

Política de Capacitação

A política de capacitação e treinamento do pessoal existente na Eletrobras Eletronuclear tem como diretriz dois documentos:

O **Projeto IV.6.3 – Plano de Desenvolvimento e Capacitação de Pessoas do Sistema Eletrobras**, onde o modelo educativo é apresentado. No item abaixo, é explicitada as políticas adotadas para a Educação Corporativa das empresas Eletrobras:

Políticas para a Educação Corporativa do Sistema Eletrobras

As políticas de Educação Corporativa do Sistema Eletrobrás constituem as bases norteadoras para a atuação integrada e cooperativa da UNISE e das Unidades de Educação Corporativa das Empresas.

À luz dos sete princípios da Educação Corporativa foram identificados os temas para os quais deveriam ser estabelecidas as políticas a serem adotadas por todas as Empresas do Sistema Eletrobrás. Os seguintes temas foram destacados:

- . Atuação integrada, cooperativa e alinhada da Educação Corporativa do Sistema Eletrobrás;
- . Concepção e estruturação dos Programas/Ações Educacionais;
- . Sistema de Avaliação dos Programas e Ações Educacionais;
- . Alinhamento da Educação Corporativa às práticas de Gestão de Pessoas do Sistema Eletrobrás;
- . Desenvolvimento das competências dos empregados;
- . Desenvolvimento de uma cultura do Sistema Eletrobrás;
- . Desenvolvimento das lideranças do Sistema Eletrobrás;
- . Valorização do empregado educador;
- . Parcerias interna e externa;
- . Avaliação de Competências;
- . Integração da Educação Corporativa com Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação;
- . Modelo Educativo;
- . Recursos Financeiros da UNISE e das Unidades de Educação Corporativa das empresas;
- . Valorização da diversidade e promoção da equidade de gênero.

O Plano de Desenvolvimento e Capacitação apresenta as políticas e disposições gerais a serem adotadas para a implementação de ações de acordo com cada tema a ser desenvolvido.

INSTRUÇÃO NORMANTIVA 22.02 – tem por finalidade estabelecer conceitos, diretrizes e procedimentos a serem adotados para regulamentar a participação dos empregados da Eletrobras Eletronuclear em programas de desenvolvimento e capacitação de pessoal - "Treinamentos em Geral, cursos de pós-graduação Lato Sensu e Stricto Sensu e cursos de Idiomas" - visando torná-los mais produtivos e inovadores, contribuindo para agregar valor à empresa.

5.1.1 Demonstrativo das Despesas com Pessoal da Eletronuclear

Quadro 5.1.1.1 - Despesas do Pessoal da Eletronuclear

(Valores em R\$1,00)

Tipologias/ Exercícios	Vencimentos e Vantagens Fixas	Despesas Variáveis						Despesas de Exercícios Anteriores	Decisões Judiciais	Total
		Retribuições	Gratificações	Adicionais	Indenizações	Benefícios Assistenciais e Previdenciários	Demais Despesas Variáveis			
Membros de poder e agentes políticos										
Exercícios	2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exercícios	2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidores de Carreira vinculados ao órgão da unidade										
Exercícios	2017	234.216.527	17.359.296	87.343.424	58.138.385	83.717.441				480.775.073
Exercícios	2016	245.689.043	15.799.698	78.148.440	951.801	59.810.070	-	-	-	400.399.052
Servidores de carreira SEM VÍNCULO com o órgão da unidade										
Exercícios	2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exercícios	2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidores SEM VÍNCULO com a administração pública (exceto temporários)										
Exercícios	2017	2.218.344								2.218.344
Exercícios	2016	2.274.251	-	-	-	-	30.600	-	-	2.304.851
Servidores cedidos com Ônus para a Eletronuclear										
Exercícios	2017	4.748.015	359.655	200.370	3.515.396	106.465				8.929.902
Exercícios	2016	-	1.326.226	-	-	-	-	-	-	1.326.226
Servidores com contrato temporário										
Exercícios	2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exercícios	2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fontes: Departamento de Administração de Pessoal – DAP.A

Observações:

- a) Na rubrica – Vencimentos e Vantagens Fixas – estão inseridas as seguintes despesas: Salários e Diferenças Salariais; Complemento Piso Engenheiro; Salário Maternidade; Abono Salarial – ACT; 13º Salário; Abono Pecuniário; Férias e Gratificação de Férias e PLR;
- b) Na rubrica – Adicionais – estão inseridas as seguintes despesas: Temporalidade; Tempo de Serviço; Ats s/Gtf. Incorporada; Periculosidade; Transferência; Turno e Penosidade; Qualificação Operacional;

- c) Na rubrica – Indenizações – estão inseridas as despesas com Verbas Rescisórias e Indenizações relativas ao PDI;
- d) Na rubrica – Benefícios Assistenciais e Previdenciários – estão inseridas as despesas com: Auxílios (Creche e Funeral); Complemento de Aux. Doença; Reembolsos (Auxílio Instrução, Curso Idioma; Tratamento Excepcional; Medicamentos; Óculos; Aparelhos Auditivo/Similares); Benefícios INSS; constam ainda os custos da empresa com os Benefícios do Plano Médico Assistencial (PMA); O custo total contempla dos empregados e seus beneficiários habilitados ao benefício;
- e) Na rubrica – Demais Despesas Variáveis – estão inseridas as seguintes despesas: Auxílio Instrução; Curso idioma; Adicional Noturno; Horas Extras; Repouso Semanal Remunerado; Sobreaviso;
- f) Na tipologia – Requisitados com Ônus para a Eletrouclear – estão inseridas somente a despesa com complementação por Cessão, paga através da folha de pagamento;
- g) Não estão sendo consideradas na composição dos Custos do Pessoal, as seguintes despesas: Diárias/Ajuda de Custos de Viagens País/Exterior; Bolsa Educacional; Salário Aprendiz; Vale Alimentação e Vale Transporte.

5.1.2 Gestão de Riscos Relacionados ao Pessoal

Os diferentes planos de desligamento, realizados entre 2014 e 2018, têm provocado importantes distorções, uma vez que propiciaram a adesão de um número expressivo de empregados preparados no contexto do Plano de Sucessão Programada dos Empregados da Eletronuclear - PSPE, precipitando a promoção de substitutos com menor grau de maturidade. Nos últimos 5 anos, a Eletronuclear reduziu 31% de sua força de trabalho (dez.12 a dez.17), totalizando 806 empregados, sem reposição. Além desse processo, vários outros podem sofrer impactos com essas saídas em curto e médio prazos.

A Superintendência de Recursos Humanos criou um grupo de trabalho de Gestão de Conhecimento, com o objetivo de mitigar os riscos da perda de conhecimento. Os participantes do grupo de trabalho estão sendo capacitados para que suas ações sejam mais efetivas e eficientes.

No primeiro semestre será disponibilizado a todos os gestores da empresa uma ferramenta de gestão de pessoas, o Simulador, que possibilitará que cada gestor identifique os maiores riscos de perda de empregados em sua equipe bem como os conhecimentos críticos para a estratégia de seu negócio.

Paralelamente, o grupo de trabalho está reavaliando as ações educacionais com foco na Gestão de Conhecimento realizadas no Programa de Preparação de Substitutos e iniciando o mapeamento das demais ações existentes na empresa, com o propósito de identificar melhorias no processo.

A qualificação de novos operadores de usinas nucleares, segundo os critérios internacionais e as normas da CNEN, é um processo intensivo e exigente, que demanda em média 5 anos para sua consecução. A falta de reposição de empregados impacta profundamente essa questão bem como aumenta a preocupação com a operação das usinas de Angra 1 e 2.

Prejuízos à condução do empreendimento Angra 3, uma vez autorizada sua retomada e maiores dificuldades na realização do Programa de Extensão de Vida Útil de Angra 1, com renovação de sua Licença de Operação, também devem ser citados pois decorrem da incapacidade de comprovação, perante a CNEN, de que a Eletronuclear possui pessoal capacitado e suficiente para cumprimento das exigências técnicas e legais associadas, bem como para o esforço de engenharia de suporte necessário.

Diante desse quadro, o Conselho de Administração da Eletronuclear, visando a Gestão de Conhecimento, solicitou uma diferenciação no atual Plano de Desligamento Consensual – PDC, no qual apenas empregados de atividades de Suporte poderão aderir em 2018.

5.1.2.1 – Risco de Gestão de Pessoas

Quanto aos riscos identificados na gestão de pessoas, no que diz respeito aos processos de Recursos Humanos podemos ressaltar a Gestão de Conhecimento.

Desde de 2013 a Eletronuclear vem apresentando a importância e necessidade da realização de um Programa de Preparação de Substitutos no seu quadro funcional.

O Plano de Sucessão Programada dos Empregados da Eletronuclear – PSPE foi aprovado pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração. É baseado num Programa de Preparação de Substitutos, sendo um instrumento de Planejamento da Gestão de Pessoas, voltado a diminuir o risco à performance do fator humano decorrente de saídas não programadas de alguns de seus colaboradores.

Na elaboração do Programa de Preparação de Substitutos foi executado um mapeamento do quadro existente na época (em processo de atualização), com o objetivo de atender as necessidades da Eletronuclear no que se refere à renovação do quadro de pessoal com a formação de substitutos, o que possibilita a retenção de empregados por determinados prazos, visando à disseminação dos

conhecimentos inerentes aos objetivos sociais estatutários da Empresa.

Ressaltamos que, a Diretoria Executiva da Eletronuclear orientou a elaboração do aludido Programa frente ao case da usina europeia de Vandellós, que após a implementação de um Programa de Demissão incentivada - PID teve queda significativa na performance da Empresa, risco este que, certamente, poderia ocorrer na Eletronuclear se não adotássemos o PSPE conforme concebido, ou seja, através de um conjunto de regras e políticas para a sucessão dos empregados que se desligariam do quadro da empresa a partir de 2013.

No contexto apresentado, considerando as responsabilidades empresariais e institucionais da Eletronuclear, por ser a única empresa no Brasil detentora da tecnologia nuclear para geração de energia elétrica, que presta essencialmente serviço público de caráter ininterrupto e que exige qualidade, confiabilidade e, sobretudo, segurança em níveis de excelência, entendeu-se que a organização tem a obrigação de desenvolver os esforços necessários para garantir a performance do fator humano, através da sucessão programada dos empregados que se desligaram do quadro de pessoal, mantendo e disseminando internamente os conhecimentos imprescindíveis ao pleno cumprimento da missão da empresa.

O cenário atual aponta, dentre outras necessidades, que para a Eletrobras Eletronuclear é fundamental planejar e adequar o seu quadro de profissionais no seu dimensionamento e nas suas competências, e para tanto se torna indispensável que a empresa pratique o seu Programa de Preparação de Substitutos - PPS, na forma em que foi concebido e aprovado pelo Conselho de Administração, como um instrumento de gestão de recursos humanos capaz de responder aos desafios que a prestação de um serviço público qualificado e de caráter ininterrupto exige.

Indicadores

Em relação aos processos de gestão de pessoas, temos os seguintes indicadores:

- carga horária mensal de treinamentos realizados;
- número de participantes;
- investimento em cursos de pós-graduação;
- avaliações psicológicas realizadas;
- número de desligamentos e causas;
- investimento em idiomas;
- investimento em cursos em geral;
- investimento por empregado;
- número de avaliação de novos empregados;

5.1.2.2 – Indicadores de Acidentes de Trabalho

Quadro 5.1.2.2.1 – Indicadores de Acidentes de Trabalho

2017	
Indicadores de acidentes de Trabalho	
Descrição	Quantidade
Número total de acidentes de trabalho com empregados efetivos.	9
Média de acidentes de trabalho por empregado/ano.	0,0047
Acidentes de trabalho com afastamento temporário de empregados (%).	0,21
Acidentes que resultaram em morte de empregados e/ou de prestadores de serviço (%).	0,0
Acidentes que resultaram em mutilação de empregados e/ou de prestadores de serviço (%).	0,0
Acidentes que resultaram em mutilações ou outros danos à integridade física e/ou prestadores de serviço, com afastamento permanente do cargo (incluindo LER) (%).	0,0
Índice TF (taxa de frequência) total da empresa no período, para empregados.	1,03
Índice TF (taxa de frequência) total da empresa no período, para terceirizados/contratados.	2,38

Fonte: Departamento de Segurança e Medicina do Trabalho – DSM.A

5.1.3 Contratação de Pessoal de Apoio e de Estagiários

Quadro 5.1.3.1 - Contratos de Prestação de Serviços não abrangidos pelo Plano de Cargos da Eletronuclear

Nota: O quadro contendo as informações encontra-se no o Anexo III

5.1.3.1 Contratação de Estagiários

Trata-se de programa adotado pela empresa, no sentido de atender a lei nº 11.788, de 25 de setembro de 2008, que regula a atividade de estágios. No ano de 2017 foram contratados 132 estagiários.

Existe a Instrução Normativa nº 22.03, elaborada com base nos documentos abaixo relacionados, a qual estabelece os critérios para admissão ao estágio. Anualmente é aprovado quadro com a quantidade de vagas que poderão ser preenchidas para estágios.

Lei nº 9.394, de 20 de dezembro de 1996;

Lei nº 11.788, de 25 de setembro de 2008;

Medida Provisória 2.164-41, de 24 de agosto de 2001; e

Decreto-Lei nº 5.452, de 1º de maio de 1943.

No ano de 2017 foram contratados 73 estagiários para a área meio e 59 estagiários para a área fim.

Segue o histórico das admissões de estagiários ocorridas entre os anos de 2014 a 2017:

Ano	Quantitativo Admissões
2014	150
2015	158
2016	140
2017	132

CUSTO MENSAL ESTAGIÁRIOS (Rio/Angra) - Base Novembro 2017

NÍVEL	CARGA HORÁRIA	BOLSA (R\$)	VALE TRANSPORTE (*)	TICKET ALIMENTAÇÃO	TOTAL
TÉCNICO	4h	420,00	318,00	1.141,73	1.879,73
	6h	625,00	318,00	1.141,73	2.084,73
SUPERIOR	4h	525,00	318,00	1.141,73	1.984,73
	6h	785,00	318,00	1.141,73	2.244,73

(*) Valor Médio

Fonte: Departamento de Carreira, Remuneração e de Desenvolvimento de Pessoal – DCD.A

5.2 Gestão do Patrimônio e da Infraestrutura

5.2.1 Gestão do Patrimônio Imobiliário da União

“A Eletronuclear não faz uso do Patrimônio Imobiliário da União”

5.2.2 Informações sobre os Imóveis Locados de Terceiros

Quadro 5.2.2.1 - Bens Imóveis Locados de Terceiros no Rio de Janeiro

Valores em R\$ 1,00

LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA	Quantidade de Imóveis Locados de Terceiros pela Eletronuclear	
	Exercício 2016	Exercício 2017
Rio de Janeiro	1	1
CUSTO DE LOCAÇÃO (RS)	Exercício 2016	Exercício 2017
Custo de locação ¹	16.413.398,60	17.374.699,25
Custo de Manutenção ²	4.333.073,54	4.962.680,11
CONTRATOS/LOCADOR	ANDARES	
Contrato Previ	2º,3º,9º,10º,11º,12º,13º e 14º	
Contrato Valia	4º ao 8º	

Notas:

- 1) O custo de locação refere se aos dois contratos de locação no Edifício Candelária Corporate, onde funciona a Sede da Eletrobras Eletronuclear;
- 2) Nos custos de manutenção estão inseridos: IPTU, Taxa de Incêndio, Água, Energia Elétrica, Cessão de Espaço e Vagas de Garagens e Condomínio.

Fonte: Superintendência de Infraestrutura – SA.A

5.3 Gestão da Tecnologia da Informação

5.3.1 Principais Sistemas de Informações

a) Descrição sucinta do Plano Estratégico de TI (PETI) e/ou Plano Diretor do TI (PDTI), apontando o alinhamento destes planos com a Plano Estratégico Institucional.

O Plano Diretor de Sistemas de Tecnologia da Informação e Comunicação (PDSTIC) foi elaborado para vigorar no período de 2013 a 2016, tendo como objetivo central definir um plano de ação estratégico para evolução da arquitetura tecnológica e dos serviços de TIC, alinhado ao Planejamento Estratégico da Eletrobras Eletronuclear.

Em 2017, considerando o ambiente de incertezas e dificuldades financeiras enfrentado pela Eletronuclear, optou-se pela não elaboração de um novo PDSTIC, tendo em vista que os recursos dispendidos em sua confecção poderiam ser, em grande parte, desperdiçados face às instabilidades vivenciadas nesse período. Dessa forma, durante esse período, tratamos apenas de projetos que sustentassem o crescimento orgânico de TIC.

b) Descrição das atividades do Comitê Gestor de TI, especificando sua composição, quantas reuniões ocorreram no período e quais as principais decisões tomadas.

O Comitê Diretivo de TI (CDTI) é composto por representantes das 3 diretorias (Administração, Engenharia e Operação) e da Presidência.

O Comitê Diretivo de Tecnologia da Informação é um órgão colegiado propositivo em apoio à decisões pertinentes à Diretoria Executiva e deliberativo no âmbito de suas atribuições. Tem caráter permanente e estrutural, vinculado à Diretoria de Administração e Finanças - DA, estando sob sua responsabilidade, as seguintes atribuições:

- Estabelecer diretrizes, objetivos e metas de Tecnologia da Informação e Comunicação - TIC;
- Estabelecer o dimensionamento adequado de recursos humanos e financeiros de TIC;
- Supervisionar e orientar a integração entre a área de negócio e de TIC;
- Deliberar sobre políticas e Diretrizes, Planejamento e ações relativas à TIC no âmbito da administração da Eletronuclear;
- Assegurar integração do Modelo de Governança da ST.A. às orientações dos Comitês de Tecnologia de Informação e de Processos Organizacionais do Sistema Eletrobrás (COTISE e COPOSE);
- Assegurar a integração entre a Governança Corporativa e a Governança de TIC;
- Assegurar o desempenho estratégico de TIC;
- Assegurar o balanceamento de riscos de TIC para o negócio;
- Assegurar a entrega de benefícios dos investimentos habilitados por TIC;
- Assegurar a conformidade da ST.A às exigências mandatórias à TIC de entidades externas e internas à Eletronuclear;
- Assegurar a criação de valor agregado de TIC;
- Monitorar, otimizar e reportar questões ligadas ao desempenho do portfólio de investimento em TIC;
- Avaliar, aprovar e acompanhar os investimentos de TIC;
- Aprovar a priorização dos projetos de TIC e avaliar o desempenho dos mesmos;
- Avaliar e aprovar propostas de otimização de recursos de TIC;
- Avaliar e aprovar o Plano Diretor de Sistemas e Tecnologia da Informação (PDSTI);
- Avaliar e aprovar o Modelo de Governança de TIC da Eletronuclear;
- Avaliar o desempenho dos controles internos de TIC;
- Avaliar e aprovar oportunidades oriundas de inovação tecnológica;
- Aprovar portfólio de programas e projetos de TIC.

No exercício de 2017 foram realizadas 3 reuniões ordinárias e 2 extraordinárias, onde foram analisados e aprovados, dentre outros, os seguintes itens: revisão do regimento interno do Comitê, alteração da composição do Comitê, a previsão orçamentária e o Portfólio de Projetos de TIC para o ano.

- c) Descrição dos principais sistemas de informação da UPC, especificando pelo menos seus objetivos, principais funcionalidades, responsável técnico, responsável da área de negócio e criticidade para a unidade.**

Quadro 5.3.1.1 - Descrição dos Principais Sistemas da Eletronuclear

Sistema	Objetivos	Principais Funcionalidades	Responsável Técnico	Responsável Área de Negócio	Criticidade
SAP-FI-AP SAP-FI-TR	Controle de execução das operações financeiras.	Contas a Pagar; Tesouraria;	Osvaldo Luis	Luiz Artilheiro	ALTA
SAP-FI-GL SAP-FI-AR	Gestão financeira da empresa.	Contabilidade; Gestão Fiscal e Tributária; Contas a Receber;	Osvaldo Luis	Beatriz Silva	ALTA
SAP-FI-FM SAP-FI-CO	Planejamento de custos e controle do orçamento.	Controladoria; Orçamento;	Osvaldo Luis	Hérica Barreto	ALTA
SAP-FI-TV	Gestão de Viagens	Viagens;	Roberto Taboação	Juliana Saraça	ALTA
SAP-FI-AA	Administração de ativos da empresa.	Controle Patrimonial;	Osvaldo Luis	Hérica Barreto	ALTA
SAP-HR-PY SAP-HR-PA	Administração de pessoal.	Folha de Pagamento; Cadastro de Pessoal;	Silvio Sérgio	Luciano Destefane	ALTA
SAP-MM	Dar suporte a todas as fases de planejamento das necessidades de consumo através da gestão de compras de materiais e serviços, etc.	Compras; Contratos; Cadastro de Fornecedores; Gestão de Estoque; Gestão de Materiais;	Vitor Araujo	Pedro Coutinho	ALTA
CONTROLE DE INSTRUMENTOS JURÍDICOS	Padronizar a geração de documentos de contratações.	Controle de revisões de documentos; Aprovações; Assinatura eletrônica;	Ivandro Correa	Marcia Meira	ALTA
MAXIMO	Sistema para gestão de Ativos empresariais com foco no comissionamento, operação e manutenção de equipamentos Industriais.	Promover o planejamento e execução de ordens de manutenção corretivas e preventiva, controle de configuração, controle de estoque de sobressalentes, controle de compras, contratos, mão-de-obra e dentre outras funcionalidades relacionadas à atividade de manutenção.	Carlos Eduardo S.D.Pinheiro	DO	ALTA

d) Descrição do plano de capacitação do pessoal de TI, especificando os treinamentos efetivamente realizados no período.

Quadro 5.3.1.2 - Descrição do Plano de Capacitação de Pessoal de TI

TREINAMENTO	COLABORADOR
CIPA - COMISSÃO INTERNA DE PREVENCAO DE ACIDENTES	ALEXANDRE JOSE LOURENCO ROSALBA
INGLES	ELISABETH DE OLIVEIRA BECKMANN
INGLES	FILIFE BARROS BUARQUE DE NAZARETH
MS 10990B ANALYZING DATA SQL SERVER REPORTING SERVICES	IVANDRO CORREA DA SILVA FILHO
MS 55153 - MICROSOFT SQL ALWAYS ON AND HIGH AVAILABILITY	MARCIA CRISTINA DOS SANTOS
E SOCIAL - ANALISE PRATICA DO LEIAUTE E DA DOCUMENTACAO TECNICA	ROBERTO DE SOUZA C TABOACO
ESOCIAL - ANALISE PRATICA DO LEIAUTE E DA DOCUMENTACAO TECNICA	SILVIO SERGIO CARVALHO
CIPA NR5 - COMISSAO INTERNA DE PREVENCAO DE ACIDENTES	ALEXANDRE PEREIRA DE SOUSA TOKARSKI
INGLES	ERNANI PAES DE BARROS
INGLES	HUGO FERNANDES SOBRAL
CIPA - COMISSÃO INTERNA DE PREVENCAO DE ACIDENTES	HUGO FERNANDES SOBRAL
INGLES	HUGO FERNANDES SOBRAL
INGLES	LEONARDO GUILHERME ALMEIDA RIBEIRO
ROUTE - IMPLEMENTING CISCO IP ROUTING V 2.0	ALESSANDRO FERNANDES GOBIRA
ENGENHARIA DE REQUISITOS	HENDRISON SANTOS DE ARAUJO
PAPEIS GERENCIAIS - ACOMPANHAMENTO	THIAGO DE PAIVA RAPOSO BISQUOLO
ITXPO GARTNER	JOSE JOAQUIM CERQUEIRA FERREIRA
SYMPOSIUM ITXPO GARTNER	JOSE JOAQUIM CERQUEIRA FERREIRA

e) Descrição de quantitativo de pessoas que compõe a força de trabalho de TI, especificando servidores/empregados efetivos da carreira de TI da unidade, servidores/empregados efetivos de outras carreiras da unidade, servidores/empregados efetivos da carreira de TI de outros órgãos/entidades, servidores/empregados efetivos de outras carreiras de outros órgãos/entidades, terceirizados e estagiários.

Quadro 5.3.1.3 – Descrição do Quantitativo de Pessoal de TI

FORÇA DE TRABALHO DE TI	Quantidade
Efetivos da carreira de TI na Unidade (total)	53
Empregados	47
Cedidos	0
Licença sem vencimentos	0
Empregados anistiados	6
Empregados anistiados cedidos	0
Efetivos de outras carreiras de TI na Unidade (total)	6
Empregados	5
Cedidos	0
Licença sem vencimentos	0
Empregados anistiados	1
Empregados anistiados cedidos	0
Efetivos da carreira de TI requisitados	0
Efetivos de outras carreiras de TI requisitados	0
Estagiários	10
Terceirizados	obs
TOTAL	70

Obs. Não possuímos esta informação

Fonte: Gerência de Administração de Pessoal – GAP.A

f) Descrição dos processos de gerenciamento de serviços TI implementados na unidade, com descrição da infraestrutura ou método utilizado.

Quadro 5.3.1.4 - Descrição dos Processos de Gerenciamento de Serviços de TI

Processo	Descrição
Processos de Gerenciamento de Serviços de TI	Gerenciamento do Catálogo de Serviços; Cumprimento de Requisições; Gerenciamento de Incidentes.
Sistema de Gestão de Ativos e Serviços de TI	Gestão dos ativos de TI.

g) Descrição dos projetos de TI desenvolvidos no período, destacando os resultados esperados, o alinhamento com o Planejamento Estratégico e Planejamento de TI, os valores orçados e despendidos e os prazos de conclusão.

Quadro 5.3.1.5 - Descrição dos Projetos de TI em Desenvolvimento no Período

Nome do projeto	Pedido	Valor do Contrato	Valor Fornecido	Valor a Fornecer	Categoria	Data de término
Gestão de Empreendimento	4500151644	17.045.630,00	9.180.664,23	7.864.965,77	Software Corporativo	09/02/2018
Atualização do SAP ETN para o ProERP	4500197941	4.849.869,60	389.335,74	4.460.533,86	Software SAP	10/02/2020
SAP - Implantação do E-social	4500189335	1.000.000,00	170.000,00	830.000,00	Software SAP	01/01/2019
Aquisição Tape Library para uso z/OS	4500196782	1.322.553,26	1.267.253,26	55.300,00	Rede Corporativa	21/01/2020
Implementação Software DAM	4500175773	444.000,00	400.172,81	43.827,19	Segurança de TI	10/05/2018
Inst. de 2000 ptos - Grupo III CONNECTOM	4500193921	492.508,06	0,00	492.508,06	Rede Corporativa	03/05/2018
Instalação de 2000 ptos - Grupo I e II - CLARUS	4500193913	534.506,00	0,00	534.506,00	Rede Corporativa	04/04/2018
Instalação de 2000 ptos-Grupos III-A1	4500196760	226.382,77	0,00	226.382,77	Rede Corporativa	08/06/2018

Fonte: Departamento de Segurança e Serviços de TI – DSS.A

h) Medidas tomadas para mitigar eventual dependência tecnológica de empresas terceirizadas que prestam serviços de TI para a unidade.
 “Não se aplica”.

5.3.2 Informações sobre o Planejamento Estratégico de Tecnologia da Informação (PETI) e sobre o Plano Diretor de Tecnologia da Informação – PDTI

Item “a” acima descreve o Planejamento Estratégico.

5.4 Gestão Ambiental e Sustentabilidade

5.4.1 – Adoção de critérios de sustentabilidade ambiental na aquisição de bens e na contratação de serviços ou obras

A empresa aborda seus riscos e oportunidades, integrando a gestão ambiental e a sustentabilidade aos processos dos negócios da organização, ao direcionamento estratégico e à tomada de decisão, alinhando-os com outras prioridades de negócios e incorporando a governança ambiental em seu sistema de gestão global.

Adota uma política ambiental que prioriza a segurança nuclear, essencial para a proteção do meio ambiente, atendendo a legislação aplicável e demais requisitos ambientais, utilizando de forma sustentável os recursos naturais no desenvolvimento das suas atividades e está em consonância com diretrizes estabelecidas pela Política de Sustentabilidade das Empresas Eletrobras.

Para garantir um controle efetivo e promover ações para a proteção da biodiversidade no entorno das suas instalações, a Eletronuclear desenvolve diversos programas de monitoração. Além desses, desenvolvem programas e projetos socioambientais que visam atender as demandas socioambientais da região.

Os programas e projetos são: Monitoramento Ambiental, Gerenciamento de resíduos, Educação Ambiental, Projeto POMAR, Projeto PROMONTAR, Saúde, Educação, Inclusão social, Cultura e patrimônio histórico, Seriedade na informação e uma Era de recuperação.

Atualmente, a Eletronuclear não participa da Agenda Ambiental da Administração Pública (A3P).

A empresa vem buscando cooperativas parceiras, contudo até o momento não identificamos a presença de cooperativas ou associações de catadores que atendam todos os requisitos exigidos no Art 3º do Decreto 5.940/2006 em nossa região de Angra dos Reis e Paraty.

Neste sentido, até o momento a Eletronuclear vem utilizando como mecanismo de descarte dos resíduos recicláveis os leilões públicos.

Referente ao Decreto 7746/2012, foi observado o Artigo 4º, VII onde a Eletronuclear incorporou algumas condições do Guia para Boas Práticas de Sustentabilidade para a cadeia de Suprimentos da Eletrobras nas Minutas – Padrão previamente aprovadas pela Procuradoria Jurídica, através da IN nº13.16. Face aos requisitos de sustentabilidade apresentados, foi inserida a exigência do Cadastro Técnico Federal e da Licença Ambiental aos Editais de Materiais e Serviços.

A Eletronuclear não possui um plano de gestão de logística sustentável (PLS).

A Eletronuclear está em fase de implantação do Sistema de Gestão Ambiental – SGA baseado na norma NBR ISO 14.001 e ao final do primeiro ciclo do PDCA será realizada a reunião de análise crítica do sistema.

Fonte: Departamento de Gestão Ambiental – DGA.T

6. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE

No ano de 2017 foram feitas 362 manifestações na Ouvidoria, um número 73% maior que o de 2016.

Os tipos mais frequentes de manifestação foram as reclamações (42%), seguida por solicitações diversas (35%).

Os assuntos mais frequentes referiram-se à administração da Infraestrutura das vilas (30%), seguida por assuntos diversos e informações sobre concurso público e estágio, totalizando (28%).

Desde agosto de 2017, encontra-se disponível o canal de denúncias. Trata-se de uma ferramenta específica e oficial para recebimento e gestão centralizada de denúncias relativas às empresas Eletrobras, cujo link encontra-se disponibilizado na Internet e Intranet da Eletronuclear.

Em dezembro de 2017, a Instrução Normativa que rege a Ouvidoria foi revista para incorporar conceitos como *compliance*, comitê de ética e canal de denúncias, entre outros.

<http://www.eletronuclear.gov.br/Ouvidoria/Contatoecanaisvinculados.aspx>

6.1 Canais e acesso ao Cidadão

Nos três canais da Ouvidoria, as manifestações feitas em 2017 foram inseridas da seguinte forma:

- 288 Manifestações no sistema de ouvidoria –SOU:

<https://www.eletronuclear.gov.br>

Ouvidoria (ícone)
Fazer manifestação

- 65 Manifestações no sistema e-SIC:

<http://www.eletronuclear.gov.br>

Acesso à informação (Ícone)
Acesso ao e-SIC

- 09 Manifestações enviadas ao e-mail da Ouvidoria:

ouvidoria@eletronuclear.gov.br

- 48 Denúncias pelo canal de denúncias das empresas Eletrobras, controlado pela holding:

<https://www.canaldedenuncias.com.br/eletrobras/>

Mensalmente a Ouvidoria envia relatório ao Conselho de Administração com o status das demandas recebidas em todos os canais.

6.2 Carta de Serviços ao Cidadão

Como a Eletrobras Eletronuclear não tem relacionamento de serviços ao cidadão, a mesma não faz uso de “Carta de Serviços ao Cidadão”.

6.3 Aferição do Grau de Satisfação dos Cidadãos-usuários

A aferição do grau de satisfação dos cidadãos que demandam a Ouvidoria pelo SOU, é feita pelo preenchimento de um questionário que lhe é submetido ao final do atendimento.

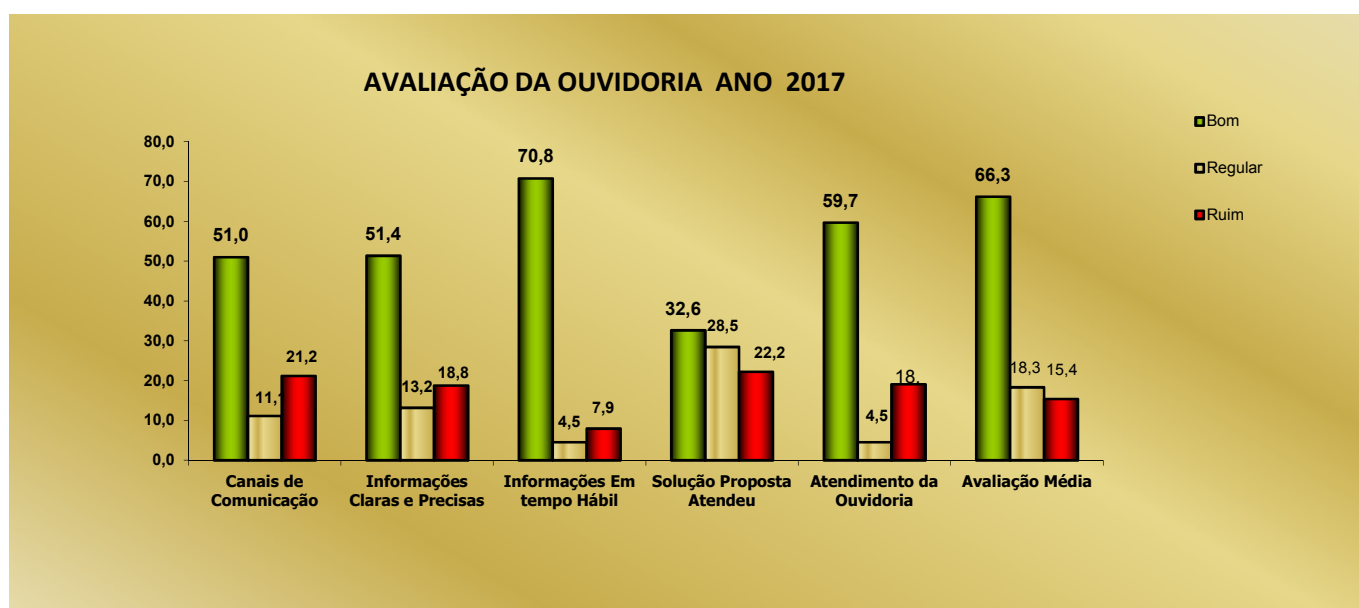
Vale ressaltar que em 2017 apenas 13% dos manifestantes se dispôs a responder o questionário de satisfação, cujos índices seguem abaixo.

A avaliação média da Ouvidoria para os quesitos Canais de comunicação adequados, informações claras e precisas, tempo de resposta, adequação e atendimento foi:

Boa: 66,3%;

Regular: 18,3%;

Ruim 15,4%.



Fonte: Sistema de Ouvidoria- SOU

6.4 Mecanismos de transparência das informações relevantes sobre a atuação da Eletronuclear.

A Eletrobras Eletronuclear não tem relacionamento de serviços ao cidadão, então a mesma não provê pesquisa de satisfação de cidadão-usuários em seu relatório de gestão.

7 DESEMPENHO FINANCEIRO E INFORMAÇÕES CONTÁBEIS

7.1 Desempenho Financeiro no Exercício

7.2 Tratamento Contábil da Depreciação, da Amortização e da Exaustão de itens do Patrimônio e Avaliação e Mensuração

As demonstrações financeiras de 2017 da Eletrobras Termonuclear S.A estão em conformidade com as normas Brasileiras de Contabilidade Aplicadas ao Setor Público.

A depreciação, apropriada ao resultado do exercício, é calculada para amortizar o custo de itens do ativo imobilizado, menos seus valores residuais estimados, utilizando o método linear baseado na vida útil estimada dos itens. Ativos arrendados são depreciados pelo menor período entre a vida útil estimada do bem e o prazo do contrato, a não ser que seja, razoavelmente, certo que a Companhia obterá a propriedade do bem ao final do prazo de arrendamento. Terrenos não são depreciados.

As taxas anuais de depreciação estão determinadas na tabela XVI, do anexo a Resolução Normativa ANEEL Nº 674, de 11.08.2015 (DOU 18.08.2015 e 07.12.2015 retificação) e na Resolução Normativa ANEEL Nº 529, de 21.12.2012 (DOU 28.12.2012), sendo 3,93% ao ano a taxa média praticada para o imobilizado em serviço das usinas de Angra 1 e 2; 16,67 % para ativos de informática; 14,29% para os veículos e 6,25% para os demais ativos utilizados administrativamente. A administração reconhece ainda como custo adicional de depreciação, através de testes individuais realizados em seus ativos, as parcelas de depreciações que, segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, excedam as datas das licenças de operação das usinas de Angra 1 e 2, sendo estas respectivamente 12/2024 e 06/2041. Desta forma, a parcela de depreciação assim considerada excedente é reconhecida de forma linear ao prazo de vida útil remanescente de cada ativo, respeitando-se os limites individuais das licenças de operação de cada Unidade Geradora de Caixa - UGC.

Itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável (*impairment*), quando aplicável. Quando partes significativas de um item do imobilizado têm diferentes vidas úteis, elas são registradas como itens separados (componentes principais) de imobilizado. Quaisquer ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado são reconhecidos no resultado.

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 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 critérios definidos nas normas contábeis são atendidos. 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.

As disponibilidades 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. Os rendimentos auferidos nos investimentos de curto prazo de liquidez imediata são registrados em contas de resultado.

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.

Os estoques são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, segregado da seguinte forma: a) Concentrado de urânio e serviços em curso (para a transformação do concentrado de urânio em elementos de combustível nuclear) estão registrados pelos seus custos de aquisição; b) Elementos de combustível nuclear (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; c) Almojarifado, classificado no ativo circulante, está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado.

Ativos não classificados como ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são avaliados em cada data de balanço para determinar se há evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável.

A perda por redução ao valor recuperável (*impairment*) é mensurada como a diferença entre o valor contábil dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados (excluindo os prejuízos de crédito futuro que não foram incorridos), descontados à taxa de juros em vigor original dos ativos. O valor contábil do ativo é reduzido e o valor da perda é reconhecido na demonstração do resultado. Se um empréstimo ou investimento, mantido até o vencimento, tiver uma taxa de juros variável, a taxa de desconto para medir uma perda por *impairment* é a atual taxa efetiva de juros determinada de acordo com o contrato.

Se, num período subsequente, o valor da perda por *impairment* diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após o *impairment* ser reconhecido (como uma melhoria na classificação de crédito do devedor), a reversão da perda por *impairment* será reconhecida na demonstração do resultado.

As contas a pagar são classificadas como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até 12 meses; caso contrário, como passivo não circulante. São reconhecidas inicialmente pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado utilizando o método de taxa efetiva de juros.

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.

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

7.3 Sistemática de Apuração de Custos no âmbito da Eletronuclear

7.4 Demonstrações Contábeis Exigidas pela Lei nº 6.404/1976 e Notas Explicativas

Nota: “Os itens 7.1, 7.3 e 7.4 encontram-se no Anexo V”, bem como no site da Eletronuclear:

<http://www.eletronuclear.gov.br/AEmpresa/Governanca/RelatoacuterioseBalancededilos/Balan231os.aspx>

8 CONFORMIDADE DA GESTÃO E DEMANDAS DE ÓRGÃOS DE CONTROLE

8.1 – Tratamento de Determinações e Recomendações do TCU

Conforme estabelecido no Manual de Organização da Eletrobras Eletronuclear, a Auditoria Interna é a Unidade Organizacional responsável pelo acompanhamento das deliberações do TCU. A Auditoria Interna informa, mensalmente, ao Conselho Fiscal sobre o andamento das providências tomadas com relação a todas as determinações e recomendações feitas em acórdãos do TCU.

No quadro abaixo, apresentamos uma visão geral sobre as deliberações feitas pelo TCU em acórdãos do exercício de 2017.

Quadro 8.1.1 – Deliberações do TCU no exercício de 2017

Deliberações do TCU no exercício de 2017			
	Quantidade deliberada	Quantidade atendida	Quantidade em implementação
Determinações	5	5	0
Recomendações	0	0	0

A seguir relacionamos todas as determinações e recomendações feitas em acórdãos do TCU decorrentes do julgamento de contas anuais de exercícios anteriores que se encontram pendentes de atendimento.

Caracterização da determinação/recomendação do TCU				
Processo	Acórdão	Item	Comunicação expedida	Data da ciência
044.336/2012-8	6885/2014 – 2ª Câmara	1.10		19/11/2014
Órgão/entidade/subunidade destinatária da determinação/recomendação				
Eletrobras Eletronuclear				
Descrição da determinação/recomendação				
Recomendar à Eletronuclear a implementação de processo de avaliação de riscos em consonância com diretrizes internacionais (Gerenciamento de Riscos - Estrutura Integrada / COSO II, INTOSAI GOV 9100 e 9130), bem como aderente à Matriz de Riscos definida em conjunto com a controladora Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobras.				
Justificativa do não cumprimento e medidas adotadas				
Em março de 2018, a Eletronuclear lançou um projeto que vai aprimorar a sua gestão de riscos corporativos. Será implementada uma nova metodologia que vai mudar a forma de avaliar e tratar os riscos dos processos empresariais. Foi contratada uma consultoria que auxiliará a companhia na implementação do projeto, previsto para durar quatro meses.				

A seguir relacionamos todas as determinações do TCU que remetem a obrigação de informar sobre o andamento das providências no relatório de gestão anual.

Caracterização da determinação/recomendação do TCU				
Processo	Acórdão	Item	Comunicação expedida	Data da ciência
013.420/2013-5	1684/2014 - Plenário	9.1		27/06/2014
Órgão/entidade/subunidade destinatária da determinação/recomendação				
Eletrobras Eletronuclear				
Descrição da determinação/recomendação				
<p>9.1. recomendar à Eletrobrás Termonuclear S.A. que:</p> <p>9.1.1. elabore e aprove formalmente um processo de aprimoramento contínuo da governança de TI, a exemplo das boas práticas contidas no capítulo 3 do guia de referência da implementação do Cobit 5, que contemple pelo menos o seguinte:</p> <p>9.1.1.1. definição de papéis e responsabilidades voltadas especificamente para a melhoria da governança de TI;</p> <p>9.1.1.2. realização de diagnósticos ou autoavaliações de governança e de gestão de TI;</p> <p>9.1.1.3. definição e acompanhamento de metas de governança de TI e das ações necessárias para alcançá-las, com base em parâmetros de governança, necessidades de negócio e riscos relevantes.</p> <p>9.1.2. defina mecanismos que possibilitem à alta administração monitorar o funcionamento do Comitê Diretivo de Tecnologia da Informação, à semelhança das orientações contidas na seção 3.2 da ABNT NBR ISO/IEC 38500:2009, bem como elabore os relatórios mensais das atividades desenvolvidas pelo referido comitê, em atenção ao art. 15, alínea "j", do Regimento Interno do CDTI;</p> <p>9.1.3. em consonância com o disposto no item 9.1.1 do acórdão 2308/2010-TCU-Plenário e com base nas boas práticas contidas na seção 3.3 da ABNT NBR ISO/IEC 38500:2009, estabeleça formalmente:</p> <p>9.1.3.1. metas de desempenho da gestão e do uso corporativos de TI para cada indicador definido;</p> <p>9.1.3.2. mecanismos para que a alta administração acompanhe o desempenho da TI da instituição;</p> <p>9.1.3.3. mecanismos de gestão dos riscos relacionados aos objetivos de gestão e de uso corporativos de TI.</p> <p>9.1.4. em atenção ao art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967, estabeleça processo de planejamento estratégico institucional que contemple, pelo menos, as práticas descritas nos itens 9.1.1.1 a 9.1.1.6 do acórdão 1233/2012-TCU-Plenário;</p> <p>9.1.5. em consonância com o art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967, faça constar do plano diretor de TI vinculação das ações de TI (atividades e projetos) a indicadores e metas de negócio;</p> <p>9.1.6. em atenção ao art. 6º, inciso I, do Decreto-Lei 200/1967 e em consonância com o item 9.1.2 do acórdão 1233/2012-TCU-Plenário, estabeleça processo de planejamento de TI que contemple, pelo menos, os elementos de caráter estratégico descritos nos itens 9.1.2.1 a 9.1.2.6 do acórdão 1233/2012-TCU-Plenário;</p> <p>9.1.7. tendo em vista o resultado da avaliação do pessoal de TI da entidade, adote providências no sentido de dotar esse setor com o quantitativo de pessoal identificado como adequado para suprir as necessidades de trabalho em TI, à semelhança das orientações contidas no Cobit 5, Prática de Gestão APO07.01 - Maintain adequate and appropriate staffing (Manter pessoal adequado e apropriado - tradução livre), levando em consideração as necessidades de pessoal das demais áreas da entidade;</p> <p>9.1.8. implemente processo de gestão de nível de serviço de TI, de forma a assegurar que níveis adequados de serviço sejam entregues para os clientes internos de TI de acordo com as prioridades do negócio e dentro do orçamento estabelecido, à semelhança das orientações contidas na seção 6.1.1 da ABNT NBR ISO/IEC 20000-2:2008;</p> <p>9.1.9. elabore, publique e mantenha atualizado catálogo de serviços de TI da empresa, à semelhança das orientações contidas no Cobit 5, Prática de Gestão APO09.02 - Catalogue IT-enabled services (Catalogar serviços de tecnologia da informação habilitados – tradução livre), bem como na seção 6.1.3.2 da norma ABNT NBR ISO/IEC 20000-2:2008;</p>				

- 9.1.10. elabore e execute processo de gestão de continuidade dos serviços de TI, à semelhança das orientações contidas no Cobit 5, DSS04.3 - Develop and implement a business continuity response (Desenvolver e implementar resposta à continuidade do negócio - tradução livre);
- 9.1.11. em consonância com o item 9.11.10 do acórdão 1233/2012-TCU-Plenário, defina processo formal de contratação e de gestão de contratos de soluções de TI, à semelhança das orientações contidas na IN - SLTI/MP 4/2010;
- 9.1.12. em atenção ao art. 5º, inciso VII, da IN - GSI/PR 1/2008, aperfeiçoe a Política de Segurança da Informação da entidade, que deve contemplar, em especial, os elementos estabelecidos no item 5.3 da NC - DSIC/GSI/PR 3/IN01, de 30 de junho de 2009, e na seção 5.1.1 da ABNT NBR ISO/IEC 27002:2005;
- 9.1.13. em atenção às disposições contidas na NC - DSIC/GSI/PR 6/IN01, de 11 de novembro de 2009, e em consonância com o item 9.2 do acórdão 1603/2008-TCU-Plenário, elabore, execute e teste periodicamente o plano de continuidade do negócio da instituição, de forma a minimizar os impactos decorrentes de falhas, desastres ou indisponibilidades significativas sobre as atividades da entidade, à semelhança das orientações contidas na seção 14 da ABNT NBR ISO/IEC 27002:2005, nas seções 8.6 e 8.7 da ABNT NBR 15999-1:2007 e no Cobit 5, DSS04.3 - Develop and implement a business continuity response (Desenvolver e implementar resposta à continuidade do negócio - tradução livre);
- 9.1.14. em atenção ao disposto na NC - DSIC/GSI/PR 10/IN01, de 30 de janeiro de 2012, elabore e execute processo de gestão de ativos de informação da entidade, à semelhança das orientações contidas na seção 7.1 da ABNT NBR ISO/IEC 27002:2005 e no Cobit 5, Processo BAI09 - Manage assets (Gerenciar ativos - tradução livre);
- 9.1.15. em atenção ao item 2.6 da NC - DSIC/GSI/PR 7/IN01, de 6 de maio de 2010, e em consonância com o item 9.2 do acórdão 1603/2008-TCU-Plenário, elabore e aprove formalmente a política de controle de acesso a informações e recursos de TI, com base nos requisitos de negócio e de segurança da informação da entidade, à semelhança das orientações contidas na seção 11.1.1 da ABNT NBR ISO/IEC 27002:2005;
- 9.1.16. em atenção ao art. 8º do Regimento Interno do Comitê de Segurança da Informação, de 14 de outubro de 2010, identifique e corrija as falhas que originaram a baixa atuação desse colegiado nos últimos dois anos, a fim de garantir o seu efetivo funcionamento;
- 9.1.17. em atenção ao art. 5º, inciso IV, da IN - GSI/PR 1/2008 c/c o item 5.3.7.2 da NC - DSIC/GSI/PR 3/IN01, de 30 de junho de 2009, designe formalmente responsável pela segurança da informação e comunicações da entidade, à semelhança das orientações contidas no item 6.1.3 da ABNT NBR ISO/IEC 27002:2005;
- 9.1.18. em atenção ao art. 5º, inciso V, da IN - GSI/PR 1/2008 e às disposições contidas na NC - DSIC/GSI/PR 5/IN01, de 14 de agosto de 2009, institua formalmente equipe de tratamento e resposta a incidentes em redes computacionais, à semelhança das orientações contidas na seção 13 da ABNT NBR ISO/IEC 27002:2005;
- 9.1.19. em atenção ao item 3.2.7 da NC - DSIC/GSI/PR 2/IN01, de 13 de outubro de 2008, elabore e execute processo de gestão de incidentes de segurança da informação, bem como institua formalmente equipe para tratar dos incidentes dessa natureza, à semelhança das orientações contidas na seção 13 da ABNT NBR ISO/IEC 27002:2005;
- 9.1.20. em atenção ao disposto na NC - DSIC/GSI/PR 4/IN01, de 15 de fevereiro de 2013, elabore e implemente processo de gestão de riscos de segurança da informação, à semelhança das orientações contidas na seção 4 da ABNT NBR ISO/IEC 27002:2005.

Justificativa do não cumprimento e medidas adotadas

Os processos, necessários ao atendimento das recomendações do referido Acórdão, já foram definidos, mapeados e documentados, faltando tão somente a operacionalização dos mesmos. Tal operacionalização não se concretizou principalmente por conta dos diversos planos de demissão voluntária/incentivada ocorridos no decorrer dos últimos anos, que afetaram de forma profunda a área de TI da Eletronuclear. A título de informação, frisamos que a perda de pessoal de TI, de 2014, data do primeiro plano, até 2018, foi da ordem de 29%. O fato dos colaboradores que aderiram ao plano serem majoritariamente os de maior experiência, conhecimento da empresa e sua cultura além de possuírem um robusto conhecimento técnico torna ainda mais impactante essa carência de pessoal.

8.2 Tratamento de Recomendações do Órgão de Controle Interno

Conforme estabelecido no Manual de Organização da Eletronuclear, a Auditoria Interna é a Unidade Organizacional responsável pelo acompanhamento das deliberações emitidas pelos Órgãos de Controle Externo e Interno – TCU e Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União -CGU.

A Auditoria Interna informa, mensalmente, ao Conselho Fiscal sobre o andamento das providências adotadas pelos gestores para regularizar ou sanear as falhas apontadas nas ações de controle.

No quadro abaixo, apresentamos uma visão geral sobre as recomendações recebidas do OCI no exercício de 2017.

Recomendações recebidas em 2017					
Relatório nº	Objeto da ação de controle	Recomendações em monitoramento pela CGU		Atendidas (conforme análise da CGU)	Total
		Em análise pela CGU ¹	Em andamento na Eletronuclear ²		
201601711	Auditoria de Integridade das Empresas Estatais	1	-	-	1

¹ Em análise pela CGU - referem-se às recomendações para as quais a Eletronuclear prestou respostas ao Órgão de Controle Interno contendo informações e documentos, com o intuito de evidenciar a regularização da recomendação. Sendo assim, a recomendação encontra-se respondida, porém aguardando manifestação da CGU quanto ao pleno atendimento ou não.

² Em andamento na Eletronuclear - referem-se às recomendações que estão sendo analisadas pelos gestores da companhia e com o prazo de atendimento acordado com a CGU, para que, tão logo possível, sejam implementadas plenamente.

Ao longo dos anos de 2016 e 2017, a CGU realizou ação de controle com o objetivo de avaliar as medidas de integridade existentes na Eletronuclear, identificando as deficiências e as oportunidades de melhoria, com a finalidade de diminuir o risco de corrupção e fraudes na companhia, bem como aumentar a capacidade de detecção e remediação das irregularidades que venham a ocorrer.

A partir das fragilidades apontadas, bem como considerando as sugestões de melhoria propostas e as providências já adotadas pelo gestor, recomendou-se à Eletronuclear que:

Elabore plano de ação contendo as providências que serão adotadas pela empresa com vistas a promover o aprimoramento de seus mecanismos de integridade. Além das atividades previstas, o plano deve apresentar um cronograma e os responsáveis por cada atividade. Ressalta-se que os desdobramentos desse plano serão acompanhados periodicamente pelo Ministério da Transparência, Fiscalização e Controladoria-Geral da União (CGU).

Esta recomendação foi respondida pela Eletronuclear em 28/03/2018 e sua análise será realizada pela CGU em futuros trabalhos de auditoria na Eletronuclear.

8.3 Medidas Administrativas para a Apuração de Responsabilidade por Dano ao Erário.

Quadro 8.3.1- Medidas administrativas adotadas para apuração e ressarcimento de danos ao Erário

Casos de dano objeto de medidas administrativas internas	Tomadas de Contas Especiais							
	Não instauradas			Instauradas				
	Dispensadas			Não remetidas ao TCU				
	Débito < R\$ 75.000	Prazo > 10 anos	Outros Casos*	Arquivamento			Não enviadas > 180 dias do exercício instauração*	Remetidas ao TCU
			Recebimento Débito	Não Comprovação	Débito < R\$ 75.000			
2	-	-	2	-	-	-	-	-

Fonte: Departamento de Conformidade – DEC.P

Nota: Os casos de dano ao erário cometidos por empregados da Eletrobras Eletronuclear são apurados por meio da instauração de Comissão de Sindicância. No exercício de 2017, a Eletrobras Eletronuclear instaurou 2 (duas) Comissões de Sindicância, para apurar: (i) violação do sistema do registro de ponto; e (ii) a prática de adulteração documental para obtenção de empréstimo consignado. É importante ressaltar que em ambos os casos, demonstrou-se a responsabilidade dos empregados, com aplicação da sanção de suspensão dos funcionários envolvidos.

8.4 Demonstração da conformidade do cronograma de pagamentos de obrigações com o disposto no art. 5º da Lei 8.666/1993

Em cumprimento ao disposto na Lei nº 8.666/1993, a Eletronuclear implementou a Instrução Normativa nº 36.01 de 01/09/1997 que tem por finalidade estabelecer conceitos, critérios e procedimentos para o registro e controle dos compromissos e documentos de cobrança, através do Sistema SAPR/3, referentes às obrigações assumidas pela Eletronuclear no país, com pessoas físicas, jurídicas ou órgãos públicos para posterior pagamento.

Diante, da ciência do inteiro teor do Acórdão nº551/2016 TCU Plenário, através de Ofício Circular nº 295/2016-MP de 14 de abril de 2016, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, a Eletronuclear tomará as providências necessárias quanto ao teor da Instrução Normativa nº 36.01 de forma a atender ao Acórdão nº551/2016 TCU.

8.5 Informações sobre as Ações de Publicidade e Propaganda

a) PUBLICIDADE LEGAL

Seguem os valores das despesas com Publicidade da Eletronuclear em 2017:

Quadro 8.5.1- Despesas com Publicidade

Publicidade	Programa/Ação orçamentária	Valores empenhados	Valores pagos
Institucional	Programa de Dispendios Globais 2017	3.821.171,00	-
Legal		2.357.034,00	1.538.443,35
Mercadológica		-	-
Patrocínio		4.963.282,00	100.000,00
Utilidade pública		-	-

Os valores para as despesas com Publicidade foram aprovados no Programa de Dispendios Globais - PDG 2017, conforme informados na coluna “Valores empenhados” do quadro acima. Foi inserida uma linha para despesas com Patrocínio, que também compõe o grupo de “Propaganda e Publicidades Oficiais” do PDG, assim como as demais contas de publicidade do quadro encaminhado pelo Tribunal de Contas da União – TCU, em suas orientações para as informações do item 8.5.

O uso do item de Publicidade Legal não é exclusivo de nenhuma área e todas as UO’s que precisem dar conhecimento de informações com o objetivo de atender a prescrições legais podem utilizar esta classificação. Segue a execução desta rubrica por Diretoria e UO’s subordinadas:

Quadro 8.5.1.1- Despesas com Publicidade por UO’s

Publicidade Legal	Valores pagos
Presidência	226.434,88
SG.P	226.434,88
Diretoria de Administração e Finanças	1.308.902,97
ARS.A	2.160,28
SH.A (DCD.A)	1.758,46
SF.A (DCT.A)	649.832,00
SA.A (Gabinete, DAI.A, DAN.A, DRAA.A, DCO.A, DIN.A)	655.152,23
Diretoria Técnica	3.105,50
ALI.T	3.105,50
Total	1.538.443,35

O valor pago para o item de Patrocínio, R\$ 100.000,00 (Cem mil reais), refere-se ao Patrocínio à ABEN - Associação Brasileira de Energia Nuclear, para a realização do International Nuclear Atlantic Conference - INAC 2017, no período de 22 a 27 de outubro de 2017.

b) PUBLICIDADE E PATROCÍNIO

Atualmente não há contrato com agência de publicidade, porém existe um processo licitatório em andamento.

Obs. Em complemento, informamos que a Eletronuclear não veicula publicidade mercadológica.

OUTROS ITENS DE INFORMAÇÃO

9 INFORMAÇÕES SUPLEMENTARES

9.1 Previdência Privada

A seguir são apresentadas as ações empreendidas pela ELETRONUCLEAR na supervisão e fiscalização das atividades das EFPC's patrocinadas de modo a dar efetividade ao que dispõe o artigo 25, da Lei Complementar no 108/2001, ou seja, a saber:

- ✓ Real Grandeza – Fundação de Previdência e Assistência Social – CNPJ 34.269.803/0001-68 – Plano BD – CNPB 1971.0001-83
 - ✓ NUCLEOS – Instituto de Seguridade Social – CNPJ 30.022.727/0001-30 – Plano Básico de Benefícios – CNPB 1979.0022-74
- Instituição do normativo interno que orienta as ações para fiscalização e supervisão dos processos relativos à previdência complementar e criação de área específica

Através do Manual de Organização 2017 da ELETRONUCLEAR foi instituído o Departamento de Acompanhamento de Pessoal e Previdência Complementar, que tem, entre as suas atribuições, aquelas de caráter privativo para fiscalização e supervisão dos processos relativos às atividades das Fundações de Previdência Complementar (Real Grandeza e NUCLEOS).

A seguir estão elencados os itens que compõem as atribuições referentes à área de previdência complementar:

Fiscalizar a gestão das Entidades Fechadas de Previdência Complementar – EFPC's, patrocinadas pela Eletrobras Eletronuclear, através da:

- ✓ Análise dos seus orçamentos;
- ✓ Análise da sua política de investimentos;
- ✓ Análise de sua política de gestão de riscos;
- ✓ Análise das suas avaliações atuariais e dos seus estudos de aderência das hipóteses e premissas atuariais;
- ✓ Análise de suas demonstrações contábeis.

Fornecer orientação e assessoramento técnico aos membros indicados pela Eletrobras Eletronuclear aos Conselhos Deliberativo e Fiscal das EFPC's por ela patrocinadas;

Gerenciar, anualmente, a coleta e o envio das informações anuais necessárias para as avaliações atuariais das EFPC's, principalmente sobre as premissas atuariais de crescimento real de salários e rotatividade;

Gerenciar a tramitação dos processos diversos demandados pelas EFPC's, tais como: alteração de estatuto e de regulamento; aprovação de novos planos de benefícios e de novas alíquotas de custeio dos planos atuais, bem como submetê-los à apreciação da Diretoria Executiva;

Gerenciar a coleta e o envio à Eletrobrás Holdind das informações referentes aos benefícios pós-emprego necessárias à elaboração das suas demonstrações contábeis;

Gerenciar a elaboração do relatório referente ao Inciso III do artigo 2º da Resolução CGPAR 09, bem como encaminhá-lo à Secretaria da Presidência;

Gerenciar a elaboração de programa para identificação e capacitação de candidatos para ocuparem cargos nos órgãos de governança das EFPC's patrocinadas pela Eletrobras Eletronuclear.

- Comissão de Apoio/Suporte aos Conselheiros das Entidades Patrocinadas – CASCEP

A Diretoria Executiva da ELETRONUCLEAR criou, em 05.05.2006, a Comissão de Apoio/Suporte aos Conselheiros das Entidades Patrocinadas – CASCEP, a qual compete:

- ✓ Proporcionar apoio e suporte técnico aos representantes da empresa nas Entidades Patrocinadas para que os mesmos possam atuar em consonância com as diretrizes da ELETRONUCLEAR;
- ✓ Analisar os assuntos que forem submetidos pelos Conselheiros das Entidades Patrocinadas, desde que devidamente instruídos e fundamentados;
- ✓ Encaminhar ao Diretor-Presidente parecer sobre os atos de gestão das Entidades Patrocinadas que possam afetar a situação socioeconômica financeira da ELETRONUCLEAR;
- ✓ Subsidiar a Diretoria Executiva na tomada de decisão concernente às disposições estatutárias que necessitam da aprovação prévia da ELETRONUCLEAR, bem como apresentar sugestões de aprimoramento dos Estatutos Sociais das Entidades;
- ✓ Analisar e opinar sobre eventuais dúvidas a respeito da interpretação das normas, procedimentos e dispositivos estatutários das Entidades Patrocinadas, que afetem a ELETRONUCLEAR;

Todos os assuntos discutidos e analisados nas reuniões mensais da CASCEP são registrados em Ata e é realizado um acompanhamento da evolução das questões debatidas até a sua finalização.

- Publicação da Instrução Normativa 21.30 – Indicação de Conselheiros para as Entidades Fechadas de Previdência Complementar - EFPC

Em 17 de janeiro de 2017 foi publicada pela ELETRONUCLEAR a Instrução Normativa número 21.30 que estabelece os procedimentos para a indicação de empregados da Empresa para integrarem, na qualidade de representantes (efetivos / suplentes), os Conselhos Deliberativos e Fiscais das Entidades de Previdência Complementar – EFPC.

O texto da referida IN foi fundamentada na Lei Complementar 109/2001, na Resolução CGPC 13/2004, nas Instruções PREVIC 28/16 e 30/16 e na Portaria PREVIC 297/2016.

- Procedimentos padrão adotados para atendimento do artigo 2º da CGPAR 09

Com o intuito de atender ao artigo 2º, inciso III, da CGPAR 09, a ELETRONUCLEAR adotou, em 2017, os procedimentos descritos abaixo:

- ✓ As duas Fundações, Real Grandeza e NUCLEOS, realizam apresentações semestrais de acompanhamento à Diretoria Executiva da ELETRONUCLEAR nas quais abordam o conteúdo do art. 2º, inciso III, da CGPAR 09:
 - a) aderência dos cálculos atuariais;
 - b) a gestão dos investimentos;

-
- c) a solvência, a liquidez e o equilíbrio econômico, financeiro e atuarial dos planos;
 - d) o gerenciamento de riscos; e,
 - e) a efetividade dos controles internos.

Os membros da Diretoria, após a exposição das Fundações, fazem as observações que julgam pertinentes, e estas ficam registradas em ata.

- ✓ O material das apresentações é encaminhado para a apreciação do Conselho de Administração da ELETRONUCLEAR.
- ✓ Em até 30 dias após a avaliação do Conselho de Administração, os dados fornecidos pelas Fundações são enviados à Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST e à Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC, conforme determinado no parágrafo único do art. 2º da CGPAR 09.
- Realização de Auditoria Interna da ELETRONUCLEAR nas referidas Entidades de Previdência Complementar (NUCLEOS e Fundação Real Grandeza)

A Eletronuclear realiza, por intermédio de sua equipe de Auditoria Interna, análises sobre os processos e controles internos das entidades de previdência complementar NUCLEOS e Fundação Real Grandeza.

Na Fundação Real Grandeza, a última auditoria foi executada no período de 25/01/2017 a 19/04/2017. No NUCLEOS - Instituto de Seguridade Social, a última auditoria foi executada em conjunto com representantes das empresas INB e NUCLEP, no período de 19/06/2017 a 10/10/2017. Durante os trabalhos foram abordados assuntos de competências de diversas áreas das Fundações, listados a seguir, os quais tiveram seus controles testados:

- ✓ Programa de Investimentos
- ✓ Gestão de Benefícios
- ✓ Governança corporativa e controles internos
- ✓ Gestão administrativa

Os exames, conferências e avaliações dos controles internos foram realizados com base em testes, compreendendo o exercício de 2016, estendendo-se a outros períodos à medida que os testes assim o requeriam, por amostragem na documentação apresentada à Auditoria Interna, em conformidade com as normas usuais de auditoria, na extensão julgada necessária às circunstâncias, tendo sido verificadas também as pendências decorrentes de auditorias anteriores.

A abordagem da auditoria consistiu na realização de entrevistas com o pessoal, consulta a sistemas computacionais, revisão da documentação e testes transacionais, de acordo com as normas internacionais para a prática profissional de auditoria interna, publicadas pelo Instituto de Auditores Internos (IIA).

Informamos, adicionalmente, que a auditoria interna da Eletronuclear realiza o acompanhamento mensal das não conformidades apontadas em ambas as Fundações.

- Resumo dos resultados das Avaliações e Pareceres Atuariais de 2017 das Entidades Patrocinadas

- Real Grandeza – Fundação de Previdência e Assistência Social

O último parecer atuarial, elaborado pela empresa de consultoria MERCER-GAMA, sobre a situação atuarial do Plano de Benefício Definido da Fundação Real Grandeza, foi finalizado em

16/02/18, e a data base dos dados individuais relativos aos participantes, ativos e autopatrocinados foi 31/08/2017.

Abaixo está descrito o conjunto das principais hipóteses atuariais e econômicas utilizadas na apuração das provisões matemáticas desta avaliação atuarial:

Taxa Real Anual de Juros	5,70% a.a.
Projeção de Crescimento Real de Salário	Furnas: 2,00% a.a. Eletronuclear: 2,01% a.a.
Projeção de Crescimento Real do Maior Salário de Benefício do INSS	0,00% a.a.
Projeção de Crescimento Real dos Benefícios do Plano	0,00% a.a.
Fator de Capacidade para os Salários	1,00
Fator de Capacidade para os Benefícios	1,00
Hipótese de Rotatividade	T1 Service Table suavizada em 20%
Tábua de Mortalidade Geral	AT-2000
Tábua de Mortalidade de Inválidos	RP 2000 Disabled segregada por sexo
Tábua de Entrada em Invalidez	Álvaro Vindas
Tábua de Entrada em Aposentadoria	Experiência Real Grandeza
Outras Hipóteses Biométricas Utilizadas	Composição Familiar

Hipóteses Atuariais modificadas com relação ao parecer atuarial do exercício anterior

A hipótese de crescimento salarial real das patrocinadoras Furnas Centrais Elétricas S.A. e Eletrobras Termonuclear S.A. – Eletronuclear foram alteradas de 2,49% a.a. e 3,03% a.a. para 2,00% a.a. e 2,01% a.a., respectivamente, com o objetivo de refletir mais fielmente as expectativas de concessão de aumentos salariais reais pelas patrocinadoras.

Adicionalmente, A Real Grandeza – Fundação de Previdência e Assistência Social aprovou a alteração da hipótese de composição familiar dos participantes ativos, passando a considerar a diferença de idade de 4 anos para 5 anos entre homem e mulher.

As alterações das hipóteses atuariais mencionadas acima acarretaram na redução de R\$ 9.798.348 nas provisões matemáticas do plano.

A taxa real anual de juros foi mantida em 5,70% a.a., após proposição da Diretoria Executiva e aprovação do Conselho Deliberativo.

Déficit Técnico Acumulado

Na avaliação atuarial de 31/12/2017 foi apurado déficit de R\$ 77.551.802,19. A parcela do déficit, dentro do limite estabelecido pelo artigo 28º da Resolução CGPC 26/2008, calculado pela fórmula “1% x (duração do passivo -4) x provisão matemática”, será mantida na conta de Déficit Técnico Acumulado.

O déficit apresentado em 31/12/2017 tem origem conjuntural e foi apurado a partir da manutenção daquele contabilizado no encerramento do exercício de 2015, originado, principalmente, em função da rentabilidade ocorrida no exercício de 2015 (4,87%) ter sido abaixo da meta atuarial (17,40%).

Nos exercícios de 2016 e 2017 as rentabilidades ocorridas de 23,70% e 12,16% superaram consideravelmente as metas atuarias de 12,66% e 7,89%, respectivamente, contribuindo para a redução do déficit técnico acumulado.

Conclusão

A MERCER-GAMA certificou que o Plano de Benefício Definido da Real Grandeza – Fundação de Previdência e Assistência Social está deficitário em 31/12/2017. No entanto, o equacionamento deste déficit não será necessário dado que o mesmo é inferior ao limite estabelecido no artigo 28, da Resolução CGPC nº 26, de 29 de setembro de 2008.

- NUCLEOS – instituto de Seguridade Social

O último parecer atuarial (em anexo), elaborado pela empresa de consultoria MERCER-GAMA, sobre a situação atuarial do Plano de Benefício Definido do NUCLEOS – Instituto de Seguridade Social, foi finalizado em 05/02/18, e a data base dos dados individuais relativos aos participantes, ativos e autopatrocinados foi 30/06/2017.

Abaixo está descrito o conjunto das principais hipóteses atuariais e econômicas utilizadas na apuração das provisões matemáticas desta avaliação atuarial:

Taxa de Rotatividade	GAMA – Experiência Rotatividade NUCLEOS
Composição Familiar – Ativos	GAMA – Experiência NUCLEOS 2017
Composição Familiar – Aposentados	Família Real
Composição Familiar – Pensionistas	Família Real
Taxa Real Anual de Juros	5,61% a.a.
Projeção de Crescimento Real de Salário	2,01% a.a
Fator de Capacidade para os Salários	0,9814
Fator de Capacidade para os Benefícios	0,9814
Atualização dos Benefícios	INPC
Mortalidade Geral	AT-2000, suavizada em 10%, segregada por sexo
Mortalidade de Inválidos	AT-1949, agravada em 100%, segregada por sexo
Entrada em Invalidez	Álvaro Vindas
Auxílio Doença	GABA – Experiência NUCLEOS 2015

- Hipóteses Atuariais modificadas com relação ao parecer atuarial do exercício anterior

Dentre as hipóteses atuariais adotadas na Avaliação Atuarial do exercício de 2017, comparativamente às adotadas para o exercício de 2016, procedeu-se às seguintes alterações:

Fator de Capacidade: 9,9814 em substituição a 0,9764.

Taxa de Juros: 5,61% a.a. em substituição a 5,83% a.a.

Custo de Pensão (BAC): Experiência NUCLEOS 2017 – Fator de reversão médio em substituição a sexo feminino 4 anos mais jovem que o sexo masculino e fator de Reversão : 0,95.

Custo de pensão (BC): família em substituição a hipóteses para aposentados do sexo feminino 4 anos mais jovem que o sexo masculino.

- Conclusão

A MERCER-GAMA certificou que a situação econômico-financeira do Plano Básico de Benefícios, em 31 de dezembro de 2017, é superavitária em R\$ 263.064.072,05, observada através do confronto entre as provisões matemáticas e o Patrimônio de Cobertura do Plano, de forma que o referido montante foi integralmente alocado em Reserva de Contingência.

- Avaliação Atuarial - CPC 33 – Benefícios Pós-Emprego

Anualmente, a ELETRONUCLEAR, atendendo às exigências da ELETROBRAS Holding, em conformidade com o processo de elaboração das demonstrações financeiras, apresenta uma série de documentos que, de acordo com o Comitê de Pronunciamentos Contábeis, têm como objetivo estabelecer a contabilização e a divulgação dos benefícios concedidos aos empregados.

É nomeado um gestor de benefícios na ELETRONUCLEAR, que tem a responsabilidade de coordenar o estabelecimento do plano de ação de remediação da deficiência de controles internos relacionada aos benefícios pós-emprego. Através da ferramenta SharePoint, são encaminhadas as seguintes informações das ELETRONUCLEAR e das Fundações:

- ✓ Regulamento ou norma vigente do RH;
- ✓ Nota Técnica Atuarial;
- ✓ Demonstrativo Atuarial referente ao último exercício;
- ✓ Relatório de Estudos de Aderência de hipóteses e premissas atuariais;
- ✓ Balancete analítico dos Planos Previdenciários;
- ✓ Ativo Justo;
- ✓ Plano de Custeio;
- ✓ Manifestação formal da Patrocinadora à Entidade sobre as hipóteses econômicas e financeiras;
- ✓ Contribuições por tipo (normais e extraordinárias), contabilizadas por competência nas demonstrações de resultados da Patrocinadora;
- ✓ A taxa de inflação anual e adotada enquanto Patrocinadora, para fins de elaboração dos demonstrativos dos valores de despesas a serem reconhecidas, em conformidade com a Deliberação CVM 695/12;
- ✓ A taxa de juros de desconto anual;
- ✓ A taxa de rentabilidade de ativos do Plano;
- ✓ Indicação das bases de hipóteses e premissas atuariais a serem utilizadas para o Plano de Benefícios Previdenciais a ser avaliado, com as justificativas para subsidiar a auditoria externa;
- ✓ Os percentuais de alocação dos Ativos, segregados em renda fixa, renda variável, empréstimos e imóveis;
- ✓ Valores provisionados no Passivo da Patrocinadora, especificando aqueles de curto prazo (vincendos no próximo ano) e de longo prazo (a vencer após o próximo ano), relativos às obrigações com o plano de benefícios (contrato de dívida);
- ✓ Valor bruto dos benefícios pagos aos ex-empregados;

Além desses dados, é realizada a conferência das bases de dados da ELETRONUCLEAR e das Fundações (NUCLEOS e REAL GRANDEZA). O Gestor de Benefícios atesta, através do

preenchimento e assinatura do Formulário de Consistência de Dados, a correção das bases e possíveis inadequações que são prontamente corrigidas.

Após o recebimento das bases de dados, o atuário externo realiza testes de consistência e encaminha para o Gestor de Benefícios da Holding relatórios de críticas.

- Síntese da Manifestação da Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC

- Real Grandeza – Fundação de Previdência e Assistência Social

A partir do Ofício nº 035/ERRJ/PREVIC de 29/03/16, a PREVIC adotou o modelo de Supervisão Fiscal Contínua.

Informamos que não houve, até então, emissão de relatório baseado nesse modelo.
- NUCLEOS – Instituto de Seguridade Social

Por meio do Ofício nº 27/2017/ERRJ/DIFIS/PREVIC, datado de 4 de abril de 2017, o Nucleos foi informado que não foi selecionado, segundo os critérios adotados pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar – PREVIC, para ser objeto de Supervisão Permanente no ano de 2017.

O ofício assinala que, “caso esta situação seja alterada durante este exercício, ou anos subsequentes, haverá comunicação oficial por parte da PREVIC neste sentido”. No referido ofício a PREVIC ressalta também que, “mesmo não sendo objeto de Supervisão Permanente, a Entidade será monitorada por esta Superintendência, podendo, caso se verifique alguma inconsistência, ser objeto de novas ações fiscais”.

- Links de Acesso às Demonstrações Contábeis:

- ✓ **Nucleos**

<http://www.nucleos.com.br/gestao-dos-recursos/relatorios/demonstracoes-contabeis/>

- ✓ **Fundação Real Grandeza**

<https://www2.frg.com.br/cgi/cqilua.exe/sys/start.htm?inford=2114&sid=191>

A tabela a seguir apresenta as participações (empresa e empregados) nas entidades de Previdência Privada no exercício de 2017.

Tabela 9.1.1 - Participação em Entidade de Previdência Privada

Mês	Patrocinadora				Participantes		Total (R\$)
	Núcleos		FRG		Núcleos	FRG	
	Quant.	Valor	Quant.	Valor			
Janeiro	1.345	2.648.870,53	359	372.039,49	1.753.628,93	987.839,27	5.762.378,22
Fevereiro	1.343	2.137.530,66	358	329.546,75	1.475.071,98	948.104,53	4.890.253,92
Março	1.341	2.077.171,25	359	332.993,11	1.456.079,89	994.909,07	4.861.153,32
Abril	1.339	1.740.373,88	359	266.534,11	1.422.607,11	943.597,79	4.373.112,89
Maiο	1.341	1.893.153,97	359	280.863,75	1.537.069,91	952.327,32	4.663.414,95
Junho	1.340	1.825.845,22	359	281.997,53	1.479.984,61	965.573,61	4.553.400,97
Julho	1.328	1.913.441,92	359	292.948,00	1.552.505,04	999.303,25	4.758.198,21
Agosto	1.330	1.781.212,55	352	264.393,15	1.443.615,23	930.563,81	4.419.784,74
Setembro	1.328	1.955.199,17	348	291.622,99	1.589.572,37	971.112,07	4.807.506,60
Outubro	1.329	2.187.421,75	344	303.569,17	1.756.686,62	975.959,19	5.223.636,73
Novembro	1.327	2.482.060,75	343	304.444,82	1.825.078,67	969.527,18	5.581.111,42
Dezembro	1.259	1.818.498,25	339	260.508,34	1.460.792,30	1.043.041,91	4.582.840,80
1 3º Salário	1.257	1.967.805,81	339	280.739,42	1.323.510,13	280.739,42	3.582.794,78
Total	-	26.428.585,71	-	3.862.200,63	20.076.202,79	11.962.598,42	62.329.587,55
Valor Total da Patrocinadora				30.290.789,34			
Valor Total dos Participantes				32.038.801,21			

Fonte: Departamento de Acompanhamento de Pessoal e Previdência Complementar DAP.A

10 ENCERRAMENTO

Sem mais a relatar, encerramos o Relatório de Gestão da Eletronuclear relativo ao exercício 2017, colocando-nos à disposição dos Órgãos de Controle para quaisquer esclarecimentos adicionais que se façam necessários.

Rio de Janeiro, 31 de maio de 2018.

ANEXO I

ORGANOGRAMA- INFORMAÇÕES SOBRE ÁREAS OU
SUBUNIDADES ESTRATÉGICAS.

2.4.1 Informações sobre áreas ou subunidades estratégicas

Áreas/ Subunidades Estratégicas	Competências	Titular	Cargo	Período de atuação	
Conselho de Administração – CA	O Conselho de Administração é um órgão colegiado, de orientação superior da Eletronuclear, com funções deliberativas. Suas atividades regem-se pela Lei No.6.404/76, pelo Estatuto Social e por seu Regimento Interno, sem prejuízo das normas legais e regulamentares que lhes sejam aplicáveis.	Carlos Eduardo Gonzales Baldi	Presidente	15/09/2016	20/12/2017
		Alexandre Vaghi de Arruda Aniz	Presidente em exercício	22/12/2017	31/01/2018
		Bruno Campos Barretto	Conselheiro	15/09/2016	20/11/2017
		Leonam dos Santos Guimarães	Conselheiro	20/12/2017	-
		Alexandre Vaghi de Arruda Aniz	Conselheiro	15/09/2016	-
		Ricardo de Paula Monteiro	Conselheiro	15/09/2016	-
		Jailor Capelossi Carneiro	Conselheiro	01/12/2016	-
		Fábio Luiz Teixeira de Souza	Conselheiro	02/05/2016	18/07/2017
Auditoria Interna – AI.CA	A Auditoria Interna tem as seguintes atribuições dentre outras: Coordenar e examinar, com inteira liberdade de acesso, as atividades desenvolvidas pelas unidades organizacionais da Empresa, com o objetivo de analisar a gestão das mesmas, verificando, para tanto, os procedimentos, controles aplicados, sistemas informatizados, registros, arquivos de documentos e dados, bem como o fiel cumprimento das diretrizes, normas internas e preceitos da legislação vigente; Certificar-se de que os atos normativos e regulamentos estabelecidos pela Empresa ou por Poderes Públicos são internamente cumpridos.	André Ribeiro Mignani	Auditor Chefe	14/09/2014	-

Diretoria Executiva – DE	Compete à Diretoria Executiva a direção geral e a administração da Eletronuclear, respeitadas as diretrizes do Conselho de Administração.	Bruno Campos Barretto	Presidente	08/07/2016	08/10/2017
		Leonam dos Santos Guimarães		09/10/2017	-
Diretoria de Administração e Finanças – DA	A Diretoria de Administração e Finanças – DA é a responsável pela condução das atividades relacionadas com a administração Financeira e Comercial, a administração de Recursos Humanos, das Instalações Prediais, da Relação Sindical, da Política Inserção Regional da Empresa, atuando, para tanto, em estreita articulação com os demais membros da Diretoria Executiva.	Rogério Cesar Neves Aranha	Diretor	25/11/2016	03/05/2017
		Monica Regina Reis		04/05/2017	-
Diretoria de Operação e Comercialização – DO	A Diretoria de Operação e Comercialização – DO tem as seguintes atribuições dentre outras: Estabelecer, submeter à apreciação da Diretoria Executiva e promover a implantação de políticas, diretrizes e normas a serem adotadas nas atividades de operação das Usinas Nucleares de Angra, bem como na comercialização da energia gerada nestas unidades.	João Carlos da Cunha Bastos	Diretor	30/09/2015	-

Diretoria Técnica – DT	A Diretoria Técnica – DT tem como responsabilidade estabelecer, submeter à apreciação da Diretoria Executiva e promover a implantação de políticas, diretrizes e normas a serem adotadas na empresa para as atividades de Gerenciamento de Empreendimentos, Engenharia, Construção, Combustível Nuclear e Análise de Segurança, bem como dirigir a execução dessas atividades, além de coordenar as ações referentes a Pesquisa, Desenvolvimento Tecnológico e Inovação, respondendo, através das Superintendências e Gerências a ela subordinadas	Paulo César Carneiro	Diretor	15/04/2016	03/04/2017
		Leonam dos Santos Guimarães		04/05/2017	-
Diretoria de Planejamento, Gestão e Meio Ambiente - DG	A Diretoria de Planejamento, Gestão e Meio Ambiente – DG tem as seguintes atribuições dentre outras: Estabelecer, submeter à apreciação da Diretoria Executiva e promover a implantação de políticas, diretrizes e normas a serem adotadas na Empresa, para as atividades de Planejamento, Gestão Empresarial, Informática, Licenciamento Nuclear e Meio Ambiente e Gestão pela Qualidade.	Leonam dos Santos Guimarães	Diretor	15/04/2014	Diretoria Extinta em 03/07/2017

ANEXO II

Regulamento Interno da Auditoria Interna



REGULAMENTO DA AUDITORIA INTERNA - CAA

Rio de Janeiro – março/2012

ELETROBRAS ELETRONUCLEAR - ELETRONUCLEAR
REGULAMENTO DA AUDITORIA INTERNA

CAPÍTULO I

DA FINALIDADE

Art. 1º Este Regulamento tem por finalidade estabelecer as competências, organização e diretrizes da Auditoria Interna da Eletrobras Eletronuclear, visando ao desenvolvimento de suas atividades, de acordo com os normativos vigentes e com as Resoluções CGPAR nº 2 e nº 3, de 31 de dezembro de 2010.

CAPÍTULO II

DAS COMPETÊNCIAS DA AUDITORIA INTERNA

Art. 2º A Auditoria Interna, vinculada ao Conselho de Administração, em conformidade com o disposto no art. 15, § 3º, do Decreto nº 3591, de 6 de setembro de 2000, sujeita-se à orientação normativa e à supervisão técnica do Sistema de Controle Interno do Poder Executivo, tendo por finalidade básica assegurar a legalidade e a legitimidade dos atos e fatos administrativos, bem como avaliar a eficácia da gestão, do controle e das práticas administrativas, orientando-se por uma filosofia de atuar preventivamente no sentido de adicionar valor à Empresa, fortalecendo seus controles e operações.

Art. 3º Compete à Auditoria Interna:

- I - estabelecer as regras operacionais para seu próprio funcionamento;
- II - atuar, independentemente de provocação, sobre as atividades operacionais, administrativas e econômico-financeiras da Empresa, zelando pelo cumprimento dos objetivos e metas estabelecidas, quanto à economicidade, eficiência, eficácia, legalidade e legitimidade dos atos;
- III - avaliar o desempenho dos processos organizacionais, estimulando o aperfeiçoamento contínuo das práticas gerenciais, incentivando a eficiência no uso dos recursos e o adequado gerenciamento dos processos;
- IV - promover a realização de auditorias internas, visando à verificação da regularidade, eficácia dos serviços e à sugestão de providências necessárias ao seu aprimoramento;
- V - avaliar a efetividade das auditorias realizadas, inclusive quanto à verificação do cumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Empresa;
- VI - recomendar à Diretoria da Empresa a correção ou aprimoramento de políticas, práticas e procedimentos identificados no âmbito de suas atribuições;

VII - avaliar o cumprimento, pelas áreas, das recomendações ou determinações feitas pela auditoria interna e pelos órgãos de controle interno e externo;

VIII - participar das reuniões do Conselho Fiscal e do Conselho de Administração, para manifestação sobre os assuntos de sua área de atuação;

IX - comunicar ao Sistema de Controle Interno do Poder Executivo e ao Conselho de Administração, na forma e nos prazos estabelecidos pelas normas específicas, a existência ou evidência de fraudes, falhas ou erros que coloquem em risco a continuidade da Empresa ou a fidedignidade de suas demonstrações contábeis;

X - acompanhar, apoiar e manter relacionamento institucional com a Controladoria-Geral da União - CGU e o Tribunal de Contas da União - TCU;

XI - examinar e emitir parecer sobre a prestação de contas anual da Companhia e sobre as tomadas de contas especiais que vierem a ser instauradas;

XII - submeter ao órgão ou à unidade de controle interno a que estiver jurisdicionada, para efeito de integração das ações de controle, no prazo e na forma estabelecidos nos normativos vigentes, sua proposta de Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna para o exercício seguinte;

XIII - submeter o Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna do exercício seguinte à aprovação do Conselho de Administração, no prazo e na forma estabelecidos nos normativos vigentes;

XIV- encaminhar o Relatório Anual de Atividades de Auditoria Interna do exercício anterior ao órgão ou à unidade de controle interno a que estiver jurisdicionada, no prazo e na forma estabelecidos nos normativos vigentes, bem assim aos Conselhos de Administração e Fiscal da Empresa e

XV- encaminhar os relatórios de auditoria emitidos, consubstanciando o resultado dos trabalhos realizados, ao órgão ou à unidade de controle interno a que estiver jurisdicionada, no prazo estabelecido em normativo.

Art. 4º A Auditoria Interna se restringe à execução de suas atividades típicas, evitando o desvio de funções e preservando sua isenção e imparcialidade.

Parágrafo único. Os órgãos de direção podem fazer uso da auditoria interna no assessoramento quanto às decisões importantes da Empresa, quando for o caso.

CAPÍTULO III

DA ORGANIZAÇÃO DA AUDITORIA INTERNA

Art. 5º A Auditoria Interna da Companhia é composta pelo Auditor Chefe, Supervisores e por um corpo técnico capaz de atender suas finalidades, devendo ser provida dos recursos materiais adequados, com o objetivo de fortalecer a gestão e racionalizar as ações de controle.

§1º A designação e a exoneração do titular da Auditoria Interna deve ser submetida, pela Diretoria Executiva, à aprovação do Conselho de Administração e, após, à aprovação da Controladoria-Geral da União - CGU.

§ 2º É exigido como requisito básico para nomeação ao cargo de titular da Auditoria Interna a conclusão de curso de nível superior, além de comprovada experiência e competência para o seu exercício.

Art. 6º O titular da Auditoria Interna é substituído, em suas faltas e impedimentos legais e eventuais, por empregado devidamente habilitado e lotado na própria Auditoria Interna, designado de acordo com os normativos vigentes.

Art. 7º Os membros da Auditoria Interna estão obrigados a cumprir todas as normas aplicáveis aos demais empregados da Empresa, inclusive o Código de Ética.

CAPÍTULO IV

DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 8º Os trabalhos de auditoria devem ser realizados com adequado planejamento e programa de trabalho específico, que estabeleça os objetivos dos exames, o universo a ser examinado e as técnicas apropriadas a empregar, consubstanciando-se seus resultados em relatórios de auditoria a serem encaminhados às Diretorias das áreas auditadas e das áreas responsáveis pela implementação das recomendações que apresenta, com cópia para o Presidente da Empresa.

Parágrafo Único. Constatando-se, no decorrer dos trabalhos, indícios do cometimento de irregularidades deve ser dado o devido tratamento, com vistas a permitir que os responsáveis da Empresa possam adotar as providências cabíveis.

Art. 9º Caso a Auditoria Interna, no decorrer da realização de qualquer trabalho, necessite da ajuda de especialista, em razão da especificidade ou singularidade da matéria, pode ser requerida a participação de outros empregados da Empresa.

Art. 10 Os membros da Auditoria Interna, no exercício de suas competências, têm livre acesso a todas as dependências da Empresa, assim como a documentos, valores e livros considerados indispensáveis ao cumprimento de suas atribuições, não lhes podendo ser sonogado, sob qualquer pretexto, qualquer processo, documento ou informação, devendo as informações e documentos de que tiver conhecimento ser tratados de forma confidencial e ser utilizadas tão somente para consubstanciar o resultado do trabalho que realizam.

Art. 11 Os membros da Auditoria Interna devem adotar comportamento ético, cautela e zelo profissional no exercício de suas atividades, manter atitude de independência que permita a imparcialidade de seu julgamento, bem como ter o comprometimento técnico-profissional e estratégico necessário à capacitação permanente, à utilização de tecnologias atualizadas e ao cumprimento das suas competências.

Parágrafo Único. O espírito de cooperação entre os membros das equipes deve prevalecer sobre posicionamentos pessoais, de maneira que cada um colabore com o seu conhecimento, talento e profissionalismo para agregar o máximo valor aos trabalhos realizados.

Art. 12 O corpo técnico da Auditoria Interna deve ser submetido a programa de capacitação contínua que abranja treinamentos voltados não só à realização de trabalhos de auditoria, mas também ao desenvolvimento do conhecimento dos negócios da Empresa.



ANEXO III

Contratos de Prestação de Serviços não abrangidos pelo Plano de Cargos da Eletronuclear

5.1.4 Contratação de Pessoal de Apoio e de Estagiários

Quadro 5.1.4.1 - Contratos de Prestação de Serviços não abrangidos pelo Plano de Cargos da Eletronuclear

Unidade Contratante						
Nome: ELETROBRAS ELETRONUCLEAR S.A – CNPJ: 42.540.211/0001-67						
UG/Gestão: SUPERINTENDÊNCIA DE AQUISIÇÃO E CONTROLE CONTRATUAL SA.A						
Informações sobre os Contratos						
Ano do Contrato	Objeto	Empresa Contratada (CNPJ)	Período Contratual de Execução das Atividades Contratadas		Nível de escolaridade mínimo exigido dos trabalhadores contratados	Sit.
			Início	Fim		
2017	4500198771 – SERVIÇOS DE MANUTENÇÃO PREDIAL, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DA INFRAESTRUTURA DE APOIO A CNAAA, VILAS RESIDENCIAIS E ADJACÊNCIAS EM ANGRA DOS REIS, PARATI E RIO CLARO.	NORMATEL ENGENHARIA LTDA CNPJ: 05.353.545/0001-03	17/11/2017	17/11/2018	Não disponível	A
2012	4500152560 – Serviços Técnicos Especializados de Descontaminação em Áreas de Controle Radiológico da CNAAA.	G4S Interativa Service Ltda. CNPJ: 28.127.400/0001-58	01/10/2012	01/04/2018	Não disponível	A
2013	4500164465 – Serviço de Limpeza, Conservação e Asseio das Dependências e Bens Móveis da Eletronuclear.	FB Terceirização LTD-ME. CNPJ: 12.313.874/0001-88	21/06/2013	26/06/2017	Não disponível	A

2014	4500167170 – Prestação de Serviços Gerais para Atendimento a Eletrobras Eletronuclear.	Personal Service Recursos Humanos. CNPJ: 27.710.060/0001-37	01/02/2014	31/01/2018	Não disponível	A
2014	4500171206 – Prestação de Serviços de Limpeza, e Conservação das Áreas Externas da CNAAA, Vilas Residenciais e Áreas Adjacentes.	NOVA RIO SERVIÇOS GERAIS LTDA CNPJ: 29.212.545/0001-43	01/01/2018	01/01/2019	Não disponível	A
2014	4500171606 – Prestação de Serviços de Vigilância Patrimonial na Área da CNAAA e Vilas Residenciais e Escolta Armada Interestadual.	Angel's Segurança e Vigilância Ltda. CNPJ: 33.723.040/0001-78	05/11/2014	29/04/2018	Não disponível	A
2015	4500199482 – SERVIÇOS GERAIS E MANUTENÇÃO PREDIAL	BK Consultoria e Serviços Ltda CNPJ: 03.022.122/0001-77	01/12/2017	01/06/2018	Não disponível	A
2015	4500178801 – SERVIÇO DE LIMPEZA E ARRUMAÇÃO E HIGIENIZAÇÃO PREDIAL NA CNAAA, VILAS RESIDENCIAIS E ÁREAS ADJACENTES	MATOS TEIXEIRA CONS. TERRAPL. LTDA. CNPJ: 30.329.197/0001-78	16/07/2015	16/07/2018	Não disponível	A

2016	4500190627 – SERVIÇOS DE NUTRIÇÃO PARA SUPORTE E ACOMPANHAMENTO DO FORNECIMENTO DE REFEIÇÕES NA CNAAA.	LEANDRA DE AQUINO CNPJ: 23.166.877/0001-52	01/08/2016	01/08/2018	Não disponível	A
------	--	---	------------	------------	----------------	---

Fonte: Superintendência de Aquisição e Controle Contratual – SA.A

Nota: Ressaltamos que tais contratos não se referem a locação de mão de obra e são firmados à luz das disposições do Decreto nº 2.271 de 07/07/97, onde se encontra vedada a inclusão de disposições que caracterizam o objeto como fornecimento de mão de obra.

ANEXO V

Demonstrações Contábeis da Eletrobras Eletronuclear, incluindo Parecer dos Auditores e do Conselho Fiscal

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DE RESPONSABILIDADE SOCIAL - 2017

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 2017, 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.

O PERFIL DA EMPRESA

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 – CNAAA, 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 – CNAAA, cuja potência nominal é de 1.990 MW, além das atividades de projeto e construção da usina Angra 3, a ELETRONUCLEAR conta com um efetivo de **1.338** empregados.



A empresa em números	
Potência total das usinas	1.990 MW
Número de empregados	1.780
Área ocupada pela CNAAA	1,6 km ²
Energia produzida em 2017	15.741 GWh
Faturamento total em 2017	R\$ 3.087.989 Mil



As usinas de Angra 1, 2 e 3

OS SETORES ELÉTRICO E NUCLEAR

No Brasil, a participação da energia elétrica de fonte nuclear em **2017 foi de 2,54%** da geração total. A característica predominantemente hidroelétrica do parque gerador nacional assegura uma posição única para o Brasil, por apresentar uma matriz elétrica majoritariamente baseada em fonte renovável e, portanto, com muito baixa emissão de gases geradores de efeito estufa.

Contudo, dada a variabilidade característica dos regimes hidrológicos, há uma necessidade de complementação por meio de energia térmica de base, de forma a assegurar o suprimento de eletricidade em anos mais secos. De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a participação da geração elétrica por fonte térmica tem constantemente aumentado nos últimos anos. Essa trajetória de crescimento manteve-se em **2017**, em função da baixa afluência nos reservatórios das grandes hidrelétricas. Nesse contexto, a geração termonuclear desempenha um papel fundamental, por sua característica de operar na base com reduzido custo de combustível.

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

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

France - 72.3% Slovakia - 54.1% Ukraine - 52.3% Belgium - 51.7% Hungary - 51.3% Sweden - 40.0% Slovenia - 35.2% Bulgaria - 35.0% Switzerland - 34.4% Finland - 33.7% Armenia - 31.4% South Korea - 30.3% Czech Republic - 29.4%.

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

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

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

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

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

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

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

AVALIAÇÃO DO ANO

No ano de 2017 as metas propostas para os Indicadores de Desempenho relacionados à Segurança Operacional das usinas Angra 1 e 2 foram alcançadas ou superadas.

Acompanhando o excelente desempenho em relação à segurança das Usinas, cabe destacar que em 2017, Angra 1 e Angra 2 geraram um total de 15.739.846,3 MWh tendo sido a terceira melhor geração elétrica na história da Central.

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

Angra 1 operou durante 276,4 dias em 2017 sincronizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e realizou sua Parada programada para reabastecimento de combustível, manutenções e testes periódicos com destaque para a substituição dos Transformadores Principais T1 A/B/C e reserva. A parada 1P23 foi realizada em 58,0 dias.

A Unidade realizou três Paradas Não Programadas, equivalente a 30,6 dias.

A Unidade operou com potência reduzida, equivalente a 2,7 dias de potência máxima, devido à manutenção em Linhas de Transmissão de 500kV por FURNAS, variação de carga após os desligamentos não programados, e para atender execução de testes periódicos obrigatórios.

A Unidade produziu 4.204.308,8 MWh de Energia Elétrica Bruta gerada e Fator de Capacidade de 74,29%. Os períodos de indisponibilidade ocorridos durante o ano foram devido às paradas não programadas 1P22A (Parada para Troca do Rotor da Excitatriz / Reparo do Mancal 8 e 9), 1P22B (Reparo de vazamento no Sistema de Óleo de Selagem do Gerador Principal – OSG) e 1P23A (Parada para Alinhamento do Turbogenerador e Balanceamento da Excitatriz) e a parada programada 1P23 (Abastecimento), totalizando 88,6 dias. Angra 1 opera sem falha de elemento combustível desde 2010.

Angra 2, operou durante 355 dias em 2017 sincronizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), sem Parada programada para reabastecimento de combustível. A Unidade produziu 11.535.537,5 MWh de Energia Bruta, o melhor resultado na história de Angra 2. A energia gerada no ano superou em 982.365,5 MWh a sua Garantia Física. O Fator de Capacidade alcançou 97,48%, apesar de alguns eventos de indisponibilidade no início do ciclo, e também foi o melhor desempenho na história da Unidade. Angra 2 operou no ano de 2017 sem falha de combustível.

Os principais períodos de indisponibilidade ocorridos durante o ano foram devidos a desarmes e reparos nas Bombas de Água de Refrigeração Principal – PAC; desarme do Reator devido a atuação da proteção de sobrepressão do Transformador de 525kV - BAT03; redução de potência e posterior desarme manual



da Usina devido a vazamento de óleo pelo diafragma da válvula JEB10AA100 do Sistema de Óleo Lubrificante da Bomba de Refrigeração do Reator Redundância 10; desligamento do turbo-gerador (TUSA) para reparar vazamento no Sistema de Água de Refrigeração do Gerador Principal – MKF; desligamento da Usina para reparo no atuador da válvula de bloqueio LAB20AA003; desarme da Usina devido à atuação espúria da proteção de sobrepressão de óleo do Transformador Auxiliar – BBT02; desligamento da Usina devido a dano à estrutura do Tanque de Água de Alimentação – LAA; redução de potência devido à falha do circuito de refrigeração do Transformador do Gerador – BAT02; e teste de válvulas e dispositivos de proteção da turbina.

No ano de 2017, Angra 1 e 2 passaram por uma Missão de Suporte Técnico (TSM), conduzida pela World Association of Nuclear Operators (WANO), sobre redução de desarmes de Reator. A missão teve como objetivo identificar lacunas nas Usinas na referida área e, a partir dos pontos de melhoria encontrados, propor ações para as Usinas elevarem seus desempenhos visando a redução de desarmes. Após a missão a WANO enviou o relatório da missão à Eletronuclear detalhando as áreas para melhoria identificadas com suas respectivas ações propostas, cujo progresso das mesmas será avaliado durante a próxima WANO Peer Review, a ser realizada em julho de 2018.

No ano de 2017, a produção de **15.739.846,3** MWh de energia bruta representou a terceira melhor geração elétrica da história da CNAEA.

Neste ano Angra 1 ultrapassou o valor de 100 milhões de MWh brutos gerados em seus 35 anos de operação.

Destaca-se também o desempenho de Angra 2 neste ano, onde atingiu o recorde histórico de 11.535.537,5 MWh de Energia Bruta gerada e Fator de Capacidade de 97,48%, o melhor resultado dentre todos os anos de operação da Unidade.

A produção histórica acumulada das duas unidades alcançou o valor de 274,9 milhões de MWh.

PLANO ESTRATÉGICO – A IDENTIDADE DA EMPRESA

MISSÃO, VISÃO E VALORES

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

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

VISÃO – Em 2020, ser o maior sistema empresarial global de energia limpa, com rentabilidade comparável a das melhores empresas do setor elétrico.

VALORES

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

Declaração de Posicionamento

Adicionalmente, a individualidade da ELETRONUCLEAR é explicitada por meio da Declaração de posicionamento que orienta seus negócios e ações:

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

Desenvolvendo conceitualmente os atributos dessa declaração:

Protagonista

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

Expansão da Geração Nucleoeletrica

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

Investindo de forma independente ou em parceria

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

Energia limpa

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

Segurança

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

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

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

Este trabalho foi realizado tanto para os Objetivos Finalísticos quanto para os de Gestão. Adicionalmente, e em sintonia com sua Declaração de Posicionamento, a Empresa estabeleceu um conjunto de Objetivos Estratégicos Específicos, de forma a completar o seu arcabouço do seu Planejamento Estratégico.

Princípios e Normas Gerais de Conduta

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

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

Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras

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

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A estrutura de governança da ELETRONUCLEAR inclui as seguintes instâncias:

- **O Conselho de Administração**, constituído de seis conselheiros, todos brasileiros, eleitos pela Assembleia Geral, com mandatos unificados de 2 (dois) anos, permitidas até no máximo até 3 (três) reconduções consecutivas, sendo um deles representante do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, e outro representante dos empregados, eleito por voto direto dentre empregados ativos, cabendo a um dos membros, que não poderá ser o Diretor-Presidente da ELETRONUCLEAR, a presidência do Conselho. O Conselho de Administração, ao qual a Auditoria Interna e a Ouvidoria se reportam, se reúne, ordinariamente, uma vez ao mês e, extraordinariamente, sempre que se fizer necessário.
- **O Conselho Fiscal**, constituído de 3 (três) membros efetivos e 3 (três) suplentes, todos brasileiros, eleitos pela Assembleia Geral com mandatos unificados de 2 (dois) anos, permitidas no máximo 2 (duas) reconduções consecutivas. Entre os membros do Conselho Fiscal, um membro efetivo e o respectivo suplente são representantes do Tesouro Nacional.
- **A Diretoria Executiva**, constituída pelo Diretor-Presidente e mais 3 (três) diretores, totalizando 4 (quatro) membros, todos brasileiros, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato unificados de 2 (dois) anos, permitidas até 3 (três) reconduções consecutivas, exercem suas funções em regime de tempo integral, a saber:
 - Presidência;
 - Diretoria de Administração e Finanças;
 - Diretoria de Operação e Comercialização;
 - Diretoria Técnica.

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

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

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

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

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

Ambiente Institucional e Regulatório

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

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

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

Em 2017, o montante de energia associado às cotas-parte proveniente das usinas Angra 1 e Angra 2 foi de 1.572,22 MWh médios, o equivalente a 13.772.647,20 MWh. A Receita Fixa estabelecida pela Resolução Homologatória ANEEL 2.193, de 16 de dezembro de 2016 foi de R\$ 3.087.988.768,76 (três bilhões, oitenta e sete milhões, novecentos e oitenta e, setecentos e sessenta e oito reais e setenta e seis centavos), acarretando uma tarifa de venda de energia elétrica no valor de 224,21 R\$/MWh.

O faturamento correspondente à Receita Fixa foi pago a Eletronuclear, em 12 parcelas mensais, descontadas dos devidos tributos, dos custos administrativos, financeiros e tributários (CAFT) incorridos pela CCEE, e da Parcela Variável relativa à 2016, equivalente a R\$ 32.338.425,15.

No ano de 2017 o montante de energia entregue pela Eletronuclear, de 1.652,25 MWmédios, foi superior à garantia física regulatória, abatida do consumo interno de referência e das perdas apuradas, equivalente à 1.582,40 MWmédios, gerando um superávit de energia de 69,854 MWmédios (ou 611.920,840 MWh). Desta forma, em 2018, a Empresa receberá das distribuidoras cotistas, em duodécimos, o valor de R\$ 99.183.189,34 milhões, originado pelo cálculo da parcela variável, valorada ao PLD médio anual de 324,17 R\$/MWh em 2017.

As despesas relativas ao Uso do Sistema de Transmissão e à Conexão ao Sistema de Transmissão totalizaram, respectivamente, R\$ 109.203.011,72 e R\$ 2.259.718,35.

Estrutura Societária

O capital social da ELETRONUCLEAR em **31 de dezembro de 2017**, de R\$ 6,6 bilhões, está subscrito com cerca 78% de ações ordinárias e 22% de ações preferenciais, sendo o acionista majoritário a Eletrobras, detentora de 99,91% do total das ações.

A seguir apresentamos a composição acionária e a distribuição do capital social relativa ao período de **2017**:

Capital Social e Composição Acionária 2017

CAPITAL SOCIAL E COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA EM 2017			
TIPO DE AÇÕES	QUANTIDADE DE AÇÕES	VALOR DO CAPITAL	RELAÇÃO %
ORDINÁRIAS	20.401.976.042	5.160.610.620,62	78,1051818527
PREFERENCIAIS	5.719.179.505	1.446.647.051,93	21,8948181473
TOTAL	26.121.155.547	6.607.257.672,55	100,0

As ações ordinárias são nominativas, com direito a voto.

As ações preferenciais são nominativas, sem direito a voto, não podendo ser convertidas em ações ordinárias, e terão as seguintes preferências ou vantagens, de acordo com o Estatuto da Companhia:

- Prioridade no reembolso do capital, sem direito a prêmio;
- Dividendo prioritário, mínimo cumulativo de 10% ao ano, e participação, em igualdade de condições, com as ações ordinárias nos lucros que

- remanescerem depois de pago um dividendo de 12% ao ano às ações ordinárias;
- Direito a voto nas deliberações das Assembleias Gerais Extraordinárias sobre alterações no Estatuto.

GESTÃO EMPRESARIAL

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

- **Plano de Negócios**

O Plano de Negócios e Gestão 2018-2022 da Eletronuclear apresenta as principais estratégias de gestão da companhia voltadas para a recuperação de seu equilíbrio econômico-financeiro, a melhoria de desempenho empresarial refletida em seus indicadores operacionais, financeiros, de governança, de gestão e socioambientais. Essas estratégias cobrem também a manutenção da operação segura e com elevado desempenho de Angra 1 e Angra 2 e para a retomada, de acordo com definições superiores e no menor prazo possível, das obras do empreendimento Angra 3. Neste contexto, foi construído o programa de investimento da empresa nos próximos 5 anos, onde se procede a uma avaliação econômico-financeira com premissas macroeconômicas para um Cenário Base, projeções para o período 2018-2022 e a respectiva Análise (ver item 5.3.2).

No campo da geração nuclear, de acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a participação da geração elétrica por fonte nuclear representou 2,54% (14.391 GWh) do SIN em 2017. O total da geração foi de 523.931 GWh, sendo que, as hidroelétricas participaram com 64,44% (365.822 GWh) em seguida pelas térmicas convencionais com 18,45% (104.725 GWh). A geração Eólica chegou a 6,78% (38.497 GWh), consolidando seu espaço na matriz.

- **Ouvidoria**

No ano de **2017**, foram feitas 362 manifestações na Ouvidoria, um número 73% maior que o de 2016 que totalizou 209 manifestações.

Nos três canais da Ouvidoria, as manifestações foram inseridas da seguinte forma:

288 manifestações no sistema de ouvidoria- SOU;
65 manifestações no sistema e-SIC;
09 manifestações enviadas ao e-mail da ouvidoria.

Os tipos mais frequentes de manifestação foram as reclamações (42%), seguida por solicitações diversas (35%).

Os assuntos mais frequentes referiram-se à administração da Infraestrutura das Vilas (30%), seguida por assuntos diversos e informações sobre concurso público e

estágio, totalizando 28%.

Encontra-se disponível desde agosto de 2017, o canal de denúncias. Trata-se de uma ferramenta específica e oficial para recebimento e gestão centralizada de denúncias relativas às empresas Eletrobras, cujo link está disponibilizado na Intranet e Internet da Eletronuclear.

Em dezembro de 2017, a Instrução Normativa que rege a Ouvidoria foi revista para incorporar conceitos como *compliance*, comitê de ética, e canal de denúncias, entre outros.

- **Gestão de Riscos**

O Projeto de Gestão Integrada de Riscos (GIR) teve início na Eletrobras Holding no primeiro trimestre de 2010. Em dezembro/09 (CGE 077/09) foi criado o Comitê de Riscos da Eletronuclear e em janeiro/10 (CGE 008/10) foram designados seus componentes. Em junho/10 (CGE 036/10) foi criada a Gerência de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles. Foi feito pela Deloitte, consultoria contratada pela Eletrobras Holding, um amplo levantamento de todos os riscos das empresas, com o objetivo de se elaborar a Matriz de Riscos do Sistema Eletrobras. De um total de 124 riscos identificados para as empresas Eletrobras, 101 são aplicáveis à Eletronuclear. Uma vez concluída a matriz de riscos, o Conselho Fiscal da Eletrobras selecionou 5 riscos para serem trabalhados por todas as empresas no projeto piloto com a Deloitte. No caso da Eletronuclear, apenas 3 eram aplicáveis:

1. Gestão do Contencioso,
2. Demonstrações Contábeis/Financeiras,
3. Câmbio.

Na segunda fase deste projeto, foram selecionados pelas Empresas Eletrobras mais quatro riscos, da nossa matriz que foram estudados em profundidade em 2011:

4. Suprimentos Críticos,
5. Administração Fiscal Tributária,
6. Controles Ambientais,
7. Disponibilidade na Geração.

A metodologia usada no estudo, levantamento e monitoramento dos riscos trabalhados é da Consultoria Deloitte. A Gerência de Riscos se reúne com o Comitê de Riscos periodicamente para acompanhamento e validação dos trabalhos que estão sendo desenvolvidos na empresa. Os documentos já emitidos que balizam este trabalho são a Política de Riscos das Empresas Eletrobras, a Matriz de Riscos, e as atribuições da gerência e do comitê de riscos formalmente definidas no manual da organização.

Em Novembro/11 foi concluída a matriz de controles com a situação atual da empresa em relação às melhores práticas do mercado para os riscos Administração

Fiscal Tributária, Disponibilidade de Suprimentos Críticos, Controles Ambientais e Disponibilidade na Geração. Na primeira quinzena de fevereiro de 2012 a Consultoria Deloitte apresentou a consolidação dos trabalhos para avaliação dos gestores de riscos e das gerências de riscos das Empresas Eletrobras.

Em dezembro de 2013, a Diretoria Executiva da Eletronuclear definiu onze Riscos Críticos considerados prioritários, porém este trabalho teve que ser refeito, em função da mudança do cenário externo e a substituição da Diretoria Executiva da empresa.

O trabalho de gestão de riscos corporativos foi retomado em novembro de 2016 com a nova composição do comitê de Gestão de Riscos e Controles Internos. Após a definição dos riscos prioritários, as etapas previstas incluíram o estudo aprofundado destes riscos junto aos respectivos proprietários (risk owners), e a elaboração dos respectivos planos de ação mitigatórios com vistas a reduzir a exposição da Eletronuclear a estes riscos. Devido à falta de pessoal para conduzir tal volume de trabalho, a Gerência estabeleceu como meta a contratação de uma empresa de consultoria para auxiliar na execução do serviço. A metodologia a ser utilizada neste trabalho já foi aplicada no projeto piloto de Gestão de Riscos Corporativos que consiste basicamente na análise de controles implantados e na avaliação do impacto do risco. Como resultado deste estudo é gerado o mapa de Impacto X Vulnerabilidade para cada um dos riscos estudados.

A necessidade de acompanhar as determinações da Gestão de Riscos Corporativos da Eletrobras Holding foi outro fator que motivou a Gerência de Gestão de Riscos e Controles Internos (GGC.P) a desencadear o processo interno de gestão de riscos com maior contundência no ano de 2017. Além do alinhamento à Política Corporativa de Gestão de Riscos da Eletrobras Holding e da homologação desta Política e da Matriz de Riscos empresarial pela Diretoria Executiva da Eletronuclear, foi feito um recrutamento interno para incorporar mais um colaborador aos quadros da Gerência e iniciado o levantamento para contratação de consultoria em Gestão de Riscos. Em paralelo, foi bem sucedido o projeto piloto de implantação de um sistema automatizado de gestão de riscos que irá acelerar a capacidade de gestão de riscos da Gerência.

O processo licitatório da contratação da Consultoria de Gestão de Riscos está em andamento, e o início dos trabalhos está previsto para abril/2018.

A iniciativa da Holding em mapear riscos críticos como fraude e conformidade de modo uniforme para todas as subsidiárias, por meio de consultoria, está sendo acompanhada pelo Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos (DGC.P), nova nomenclatura da unidade organizacional a partir da reestruturação realizada em julho de 2017.

Da mesma forma, vem sendo mantida a participação da empresa no Comitê de Riscos Corporativos dirigido pela Holding, com apresentação mensal do andamento dos trabalhos.

A Certificação SOX 2017 encontra-se em andamento e estima-se que o arquivamento do Formulário 20F na SEC (Securities and Exchange Commission) pela Eletrobras Holding, ocorra até 30/04/2018.

Para a realização dos testes da Administração em 2017, e também para agilizar a

remediação das deficiências apontadas pela Certificadora em 2016, a Eletrobras Holding deu continuidade ao programa de remediação de deficiências, através de novo processo licitatório contratou a consultoria Deloitte para auxiliar as empresas neste trabalho.

Certificação SOX

A adequação à Lei Sarbanes-Oxley é uma condição essencial para que a ELETROBRAS permaneça no patamar ADR 2 - American Depositary Receipt Nível 2, da Bolsa de Valores de Nova York, alcançado em 2008. Na qualidade de empresa controlada, a ELETROBRAS ELETRONUCLEAR está também sujeita a essas normas. Em junho de 2010 a Eletrobras Eletronuclear criou a Gerência de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles para atuar como facilitadora entre as áreas de negócios e a empresa Certificadora e tem, dentre outras, a atribuição de efetuar o aprimoramento do ambiente de controles sobre as demonstrações financeiras, com este objetivo executa as atividades de atualização da documentação SOX e elaboração e monitoramento dos Planos de Ação para mitigar as deficiências apontadas.

A Certificação consiste basicamente em duas fases de testes: os da Administração, conduzidos pela Auditoria Interna e os testes do Auditor Externo, a partir 2014, a KPMG. Ao final dos trabalhos, é emitida uma relação com as não conformidades identificadas, classificadas em três níveis de severidade, sendo deficiência de controle (CD), deficiência significativa (SD) e fraqueza material (MW), sendo esta última a mais severa.

Em outubro de 2016, a Gerência de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles (GRC.G) passou a se chamar Gerência de Gestão de Riscos e Controles Internos (GGC.P), mudando de subordinação, passando da Superintendência de Planejamento (SP.G) para a Superintendência de Governança, Gestão de Riscos e Conformidade (SG.P), de forma a melhorar a integração nas ações relacionadas à conformidade, garantindo a transparência e o atendimento às demandas dos órgãos de controle, auditorias, e certificação SOX.

O reporte do andamento da Certificação anual SOX é feito quinzenalmente em reunião por videoconferência com as Empresas Eletrobras, bimensalmente em apresentações ao Conselho Fiscal e ao Conselho de Administração da Eletronuclear.

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.

A Eletrobras Eletronuclear reestruturou as áreas de conformidade/riscos/compliance com o objetivo de, entre outros, aprimorar a gestão, e as atribuições destas áreas no Manual da Organização. No momento, as unidades organizacionais envolvidas neste trabalho estão recompondo seu quadro de pessoal de forma a cumprir com as atribuições que constam do Manual da Organização com equipes adequadamente dimensionadas e capacitadas.

- **Revisões Internacionais e Intercâmbio de Experiência**

O ano de 2017 foi mais um no qual o programa de suporte técnico e revisões efetuadas por organismos internacionais teve grande relevância para o processo de melhoria contínua da Segurança Operacional de Angra 1 e 2 e na preparação para a operação de Angra 3. Foram conduzidas, no Brasil e exterior, as seguintes revisões e treinamentos por organismos internacionais:

- Em julho, Angra 1 e 2 passaram por uma Missão de Suporte Técnico (TSM), conduzida pela World Association of Nuclear Operators (WANO), sobre redução de desarmes de Reator. A missão teve como objetivo identificar lacunas nas Usinas na referida área e, a partir dos pontos de melhoria encontrados, propor ações para as Usinas elevarem seus desempenhos visando a redução de desarmes. Após a missão, a WANO enviou o relatório da missão à Eletronuclear detalhando as áreas para melhoria identificadas com suas respectivas ações propostas, cujo progresso das mesmas será avaliado durante a próxima WANO Peer Review, a ser realizada em julho de 2018.
- Participação no evento – 6º International Outage Optimization Workshop 2017, na França, para aprimoramento e troca de experiências sobre planejamento das paradas para reabastecimento de combustível.
- Participação no “Multi AREVA Costumer Meeting Event 2017” na Alemanha, que incluiu: reunião anual dos representantes de Usinas KWU fora da Alemanha e das Usinas na Alemanha que estão previstas operarem até 2022, em conjunto com a projetista AREVA; reunião do comitê técnico da VGB; reunião anual dos chefes de Usina KWU; e uma visita técnica à Usina Nuclear de Erlangen;
- Participação em missão de suporte técnico (TSM), promovida pela WANO, na Usina de Borsele, na Holanda, na intenção de corrigir possíveis desvios relacionados à aderência às especificações técnicas, principalmente durante a preparação de trabalhos programados e atividades operacionais;
- Participação em missão de avaliação de segurança operacional designada como “WANO PEER REVIEW”, na Usina de Hartlepool, na Inglaterra, como especialista na área de engenharia de sistemas;
- Participação, na Argentina, de visita ao Complexo Nuclear de Atucha com o objetivo de adquirir informações no gerenciamento, operação, treinamento e simulador de sala de controle de Usina nuclear com ambiente de operação digital;
- Participação em missão de suporte técnico (TSM), promovida pela WANO, na Central Nuclear de Ning De, visando o aperfeiçoamento das práticas estabelecidas nos 5 fundamentos do operador;
- Participação no seminário do NHUG – Nuclear HVAC Utility Group, nos Estados Unidos, e visita nas empresas NUCON e NCS, fabricantes de equipamentos para testes e ensaios de carvão ativado dos Sistemas de Ventilação da Área Controlada com filtros especiais de alta eficiência utilizados nas Usinas de Angra 1 e Angra 2;
- Participação em missão de avaliação de segurança operacional designada como “WANO PEER REVIEW”, na Central Nuclear Hongyanhe, na China, como especialista na área de proteção contra incêndio;

- Participação no evento “Nuclear Energy Management School Focusing on Nuclear Infrastructure Development”, promovido pela AIEA, em conjunto com a ROSATOM, na Rússia, com diversos tópicos abordados;
- Participação em workshop promovido pela AIEA, na Áustria, para troca de informações sobre assuntos relacionados a gerenciamento de água em Usinas Nucleares;
- Participação em workshop promovido pela WANO, na França, para troca de experiência sobre as ações que estão sendo tomadas na indústria nuclear para a redução de desarmes de Reatores nucleares;
- Participação em treinamento promovido pela Empresa Izzytech Electric Power Engineering Consulting & Training, nos Estados Unidos, para adquirir informações técnicas sobre Geradores Elétricos;
- Participação em workshop promovido pela WANO, no Canadá, do Grupo de Trabalho sobre Indicadores de Performance da WANO para troca de informações e experiências entre especialistas da indústria nuclear.

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

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

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

- **Sustentabilidade Socioambiental**

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

Cabe acrescentar ainda o índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), que é ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na Bovespa sob o aspecto de Sustentabilidade. A Eletronuclear em conjunto com a Eletrobras e as demais subsidiárias, participam anualmente do questionário ISE. No último ano a Eletronuclear aumentou sensivelmente sua pontuação em todas as dimensões do questionário: Geral (22%), Econômica (20%), Ambiental (3%), Social (7%) e Mudanças Climáticas (7%). Apesar do bom desempenho da Eletronuclear, a Eletrobras não foi incluída na carteira ISE de 2017”.

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

Dentre as ações já em curso visando o aperfeiçoamento da gestão ambiental das suas instalações, a Eletronuclear está implementando na Central Nuclear Almirante

Álvaro Alberto - CNAAA o Sistema de Gestão Ambiental – SGA, em conformidade com a norma ABNT NBR ISO 14001:2015.

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

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

- Programa de Educação Ambiental;
- Programa de Qualidade de Águas - PMCQA;
- Programa de Saúde Pública;
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas;
- Programa de Inserção Regional;
- Programas de Gerenciamento de Resíduos Industriais;
- Programa de Apoio à Educação Municipal e Estadual;
- Auditorias Ambientais;
- Programa de Monitoração Ambiental Radiológico Operacional - PMARO;
- Programa de Monitoração de Tartarugas Marinhas - PROMONTAR.

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 CNAAA é segura.

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

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

A Eletronuclear entende que a CNAAA 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 OIT - Organização Internacional do Trabalho, sendo que a Eletronuclear trabalha no sentido de acelerar a inclusão social da população mais carente da região circunvizinha à CNAAA, contando com convênios com as prefeituras das cidades do entorno, Angra dos Reis, Paraty e Rio Claro.

INVESTIMENTOS

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

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

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

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

Aumento da Capacidade das Usinas Existentes

Usina Angra 1

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

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

Os investimentos para o aumento de capacidade de geração da usina Angra 1 estão previstos para serem iniciados a partir 2019.

Usina Angra 2

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

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

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

Extensão de Vida Útil das Usinas Existentes

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

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

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

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

Parte dos investimentos para os processos de avaliação técnica relacionados com renovação de licença será realizada no escopo do programa de gerenciamento do envelhecimento das usinas. Com relação às modificações de projeto, substituições e reparos de sistemas e componentes a serem implementadas no âmbito do processo de renovação de licença operacional, estimam-se investimentos da ordem de R\$ 400 milhões, para Angra 1, e R\$ 600 milhões, para Angra 2, a serem realizados em período fora do horizonte do presente plano.

♦ **Implantação de Angra 3:**

Apesar de o empreendimento Angra 3 permanecer paralisado, diversos compromissos assumidos anteriormente, adicionados a outros necessários à preservação das estruturas já edificadas e dos equipamentos e materiais já adquiridos, continuaram a ser honrados, a níveis mínimos, pela ELETRONUCLEAR, sempre com os recursos provenientes da comercialização da energia gerada por Angra 1 e Angra 2.

No que diz respeito à situação econômico-financeira da empresa, a ELETRONUCLEAR vem, há tempos, atravessando uma aguda crise econômico-financeira, que tem sua origem nos passivos decorrentes de Angra 3. O empreendimento teve sua construção suspensa progressivamente ao longo do ano de 2015 devido à dificuldade de fazer os aportes de capital demandados pelos contratos de financiamento junto ao BNDES e CEF.

Até outubro de 2017 a ELETRONUCLEAR pagava apenas 30 % do juros referente ao empréstimo do BNDES sem pagamento de nenhuma amortização. Contudo, em outubro expirou o waiver contratual, passando a empresa a ser obrigada a pagar também a parte relativa ao principal da dívida. Com isso, o desembolso mensal passou de R\$ 7 milhões para R\$ 30 milhões, o que representa aproximadamente 12% da receita bruta mensal auferida pela geração das usinas Angra 1 e 2. E a situação se agravará mais ainda em julho de 2018, quando expira o waiver da CEF. Esta, analogamente ao BNDES, também passará a exigir o pagamento mensal de R\$ 25 milhões referentes aos juros e amortização do principal relativo ao empréstimo contraído.

O déficit de caixa assim gerado compromete o pagamento de todas as demais obrigações financeiras da empresa, sendo os contratos com grandes fornecedores os que correm maior risco.

A companhia não possui garantias disponíveis para conseguir um novo empréstimo, visto que todos os seus ativos já estão comprometidos nos créditos existentes. O ativo em construção Angra 3 foi dado como garantia da dívida com o BNDES, as usinas Angra 1 e Angra 2 estão em contra garantia para a União decorrente do aval dado pela mesma para a operação com a CEF.

Assim, a retomada do empreendimento em condições sustentáveis depende de uma nova estruturação financeira que, dado o montante de investimentos ainda a realizar, da ordem de R\$ 14 bilhões, só se viabilizará com uma solução que atraia

necessário à execução das atividades para sua conclusão.

Para tanto, a ELETRONUCLEAR tem realizado estudos para viabilizar uma parceria, provavelmente internacional, que atenda questões operacionais e financeiras de acordo com a visão societária definida pela empresa, bem como mantido intensa troca de informação com algumas empresas que são referências internacionais no tema por possuírem a efetiva experiência em projeto, construção e operação bem-sucedida de usinas, bem como capacidade de trazer capital para a retomada de Angra 3. São elas: ROSATOM, China National Nuclear Corporation (CNNC), AREVA (via Electricité de France - EDF) e KEPCO.

Nesse contexto, em outubro de 2017, foram assinados dois contratos: um com a consultoria Alvarez e Marsal – A&M e outro com o escritório de advocacia Veirano. A A&M é uma consultoria especializada na estruturação de empresas, com conhecimento na avaliação da construção e operação de usinas nucleares. Já o escritório Veirano Advogados subsidiou, até dezembro de 2017, o trabalho de modelagem realizado pela A&M através de análises da possível estrutura societária do negócio, do ambiente legal e regulatório.

Para que seja possível prosseguir rumo à efetivação de uma parceria para retomar o empreendimento de Angra 3, algumas questões necessitam ser sanadas urgentemente, tais como:

(a) O valor atual definido para a tarifa de Angra 3:

A tarifa estabelecida para Angra 3 é de R\$ 237/MWh (vigente entre novembro de 2016 e outubro de 2017), contudo, esse valor apresenta defasagem em relação ao necessário para tornar a operação de Angra 3 sustentável, além de inviabilizar a renegociação com credores. Tendo isso em vista, a Eletronuclear pleiteou uma revisão tarifária para R\$ 387/MWh no ano de 2017, porém ainda sem resposta formal do MME. A tarifa de equilíbrio para o empreendimento gira em torno de R\$ 395,00/MWh, de acordo com os resultados preliminares de estudos em andamento. Dessa forma, a empresa necessita que o valor de tarifa para Angra 3 seja revisto, de forma a garantir a viabilidade e atratividade do empreendimento.

(b) Perda do acesso a recursos dos financiamentos e déficit de caixa:

Com a renegociação da dívida com o BNDES e CEF de forma que os waivers sejam renovados até a nova data prevista para o início de operação da usina, e também a revisão das contrapartidas exigidas, será possível ajustar o modelo financeiro do empreendimento de forma que a empresa prossiga com a construção.

No momento, a prorrogação do waiver da CEF encontra-se em negociação, mas o BNDES já sinalizou que a renegociação só é possível após o posicionamento do governo acerca da retomada do empreendimento e o efetivo reajuste da tarifa.

Cumpridas essas etapas, estima-se que em cerca de 24 meses as obras possam ser retomadas, considerando o tempo de duração do processo de efetivação de uma parceria.

Em termos contábeis, a Empresa vem realizando teste de impairment com a avaliação do valor justo do ativo investido no empreendimento, considerando as condições contratuais oficialmente em vigor, apurando o resultado financeiro que o mesmo proporcionará durante toda a sua vida útil econômica.

Quando o valor justo se mostra inferior ao ativo investido, está configurado um impairment. Caso o déficit do empreendimento seja superior ao próprio ativo, o excesso representa uma perda por contrato oneroso.

Essa é a situação da Usina Angra 3, cuja provisão total de perda de impairment e contrato oneroso, registrados nas demonstrações financeiras, representam em dezembro de 2017, os seguintes valores:

R\$ 9.900 milhões > Provisão para impairment
R\$ 1.389 milhões > Provisão para contrato oneroso
R\$ 11.289 milhões > Provisão total.

♦ **Implantação de novas usinas:**

O Plano Nacional de Energia 2030, elaborado pela EPE, considera, além de Angra 3 em seus diversos cenários, em mínimo de 4 e um máximo de 8 novas usinas de geração nuclear em operação até o ano de 2030. Para tanto, o Ministério de Minas e Energia – MME determinou que a ELETRONUCLEAR conduzisse os estudos de localização para a construção de uma nova central nuclear a ser instalada na região Nordeste.

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

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

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

Estes trabalhos têm por objetivo maior estudar profundamente todos os aspectos relacionados com um novo empreendimento nuclear, fornecendo informações precisas, atualizadas e atuais, para que os tomadores de decisão do presente possam fazê-lo adequadamente, promovendo resultados positivos no futuro.

Em sintonia com o Plano Estratégico da Eletrobras e com o planejamento da expansão da geração da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, a Eletronuclear

vem desenvolvendo uma série de ações para a viabilização da construção das futuras usinas nucleares brasileiras.

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

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

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

1 – Prospecção de Novos Sítios

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

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

2 – Estudos de Viabilidade e Impactos Socioambientais

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

Estudos realizados pela FGV:

- 1 – Estratégias para ampliação da Geração Nuclear (set 2013);
- 2 – Avaliação Econômico Financeira da Implantação e Operação de Centrais Nucleares e seus Impactos Socioeconômicos (2014);
- Modelo de Negócio;

- Avaliação Econômico-Financeira da Implantação e Operação de Usinas Nucleares;
- Mensuração dos Impactos Socioeconômicos;
- Diretrizes do Plano de Desenvolvimento Regional.

3 – Avaliação de Alternativas para o Modelo de Negócios das Novas usinas

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

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

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

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

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

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

Os dados incluem, entre outros:

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

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

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

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

♦**Aprimoramento dos mecanismos de governança e gestão**, visando a eficiência na gestão da empresa e a racionalização de custos. A empresa está buscando uma maior eficiência nos seus processos, com diversos projetos em andamento, com vistas a uma melhoria do seu perfil de dispêndios com Pessoal Material Serviços e Outros – PMSO. Neste ponto destacam-se o Plano de Sucessão Programada de Empregados – PSPE que resultou numa redução significativa do custo de pessoal e a revisão de Contratos de Serviços.

A gestão empresarial aplicada na Eletronuclear tem por base a operação e manutenção de seus ativos de geração, com destaque para o enorme desafio de construir Angra 3. A empresa possui como característica expressiva demanda de investimentos para operar e manter suas usinas. São diversos projetos envolvendo engenharia, construção, substituição de componentes, atualização tecnológica, dentre outros.

Por isso, o modelo de gestão empresarial é caracterizado pela importância de gerenciamento de projetos. Cada agrupamento de projetos está alocado num determinado programa de investimentos e o conjunto de programas se organiza em um determinado portfólio. Atualmente existem seis portfólios: Angra 1, Angra 2, Angra 3, Infraestrutura da Central, Gestão e Governança e Integridade. O orçamento de investimentos diretos para 2018 é de pouco mais de R\$ 450 milhões, para 2019 ultrapassa R\$ 900 milhões. São centenas de milhões de reais.

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

PROGRAMA DE DISPÊNDIOS GLOBAIS - PDG

No contexto do Programa de Dispêndios Globais - PDG a ELETRONUCLEAR teve seus limites fixados, em orçamento aprovado para o exercício de 2017, no Decreto Nº 8.933, de 16 de dezembro de 2016 (DOU de 19.12.2016), e, revisado pela Portaria Nº 433, de 12 de dezembro de 2017 (DOU de 13.12.2017).

No exercício, as origens dos recursos econômicos necessários à cobertura dos dispêndios (correntes e de capital) foram fixadas em R\$ 4.025,0 milhões, distribuídas em R\$ 3.197,8 milhões de receitas operacionais (incluídas as receitas de venda de energia de Angra 1 e 2), R\$ 816,0 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo e R\$ 11,2 milhões em receitas não operacionais.

Para as origens dos recursos econômicos fixadas, houve a realização do montante de R\$3.782,4 milhões dos quais se destacam a realização dos valores de R\$ 3.204,1 milhões de receitas operacionais (incluídas as receitas de venda de energia de Angra 1 e 2), R\$ 571,1 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo e R\$ 7,2 milhões em receitas não operacionais.

Em relação aos dispêndios econômicos, foi fixado o limite de R\$ 3.505,5 milhões, distribuídos em R\$ 2.479,7 milhões para dispêndios correntes, R\$ 897,8 milhões para investimentos e R\$ 128,0 milhões para outros dispêndios de capital (amortizações de financiamentos).

Em termos de realizações, foram gastos R\$ 2.262,9 milhões em dispêndios correntes, R\$ 479,5 milhões em investimentos e R\$ 133,1 milhões em outros dispêndios de capital (amortizações de financiamentos), totalizando R\$ 2.875,5 milhões.

Os valores realizados com dispêndios correntes no montante de R\$ 2.258,4 milhões concentraram-se naqueles necessários à garantia de performance operacional, destacando-se: pessoal e encargos (R\$ 601,2 milhões), programa de desligamento voluntário (R\$ 52,1 milhões), serviços de terceiros (R\$ 377,4 milhões), combustível nuclear (R\$ 395,7 milhões), impostos/contribuições (R\$ 496,9 milhões), compra de energia (R\$ 109,8 milhões), materiais de consumo (R\$ 53,6 milhões), juros e outros (R\$ 76,8 milhões), utilidades e serviços (R\$ 12,9 milhões) e outros dispêndios correntes (R\$ 82,0 milhões).

Já as realizações dos dispêndios com investimentos no valor de R\$ 479,5 milhões se concentraram em quatro programas (ações): Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3 (R\$ 332,3 milhões), Manutenção do Sistema de Geração de Energia Termonuclear de Angra 1 e 2 (R\$ 141,5 milhões), Estudos de Viabilidade para Ampliação da Geração de Energia Elétrica (R\$ 1 milhão) e Infra-Estrutura de Apoio (R\$ 4,7 milhões).

O FUTURO

Nos próximos anos, os esforços da ELETRONUCLEAR estarão concentrados na conclusão de Angra 3, na construção da Unidade de Armazenamento a Seco – UAS, na implantação das futuras usinas nucleares brasileiras, além da manutenção de elevados padrões de desempenho das usinas de Angra dos Reis. O Plano Nacional de Energia 2050, elaborado pela EPE, deverá contemplar, além de Angra 3, a entrada de novas usinas de geração nuclear até o ano de 2050. Anteriormente, ainda na vigência do PNE 2030, o MME havia determinado que a ELETRONUCLEAR conduzisse os estudos de localização para a construção de uma nova central nuclear a ser instalada na região Nordeste.

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

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

a) Balanço patrimonial

Abaixo quadro sintético gerencial do balanço patrimonial

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017			
(em milhares de reais)			
A T I V O		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	
CIRCULANTE	1.275.681	CIRCULANTE	1.631.660
Caixa e equivalentes de caixa	1.064	Fornecedores	794.180
Títulos e valores mobiliários	277.951	Empréstimos e Financiamentos	565.092
Clientes	359.210	Impostos e contribuições sociais	76.318
Impostos e contribuições sociais	24.827	Obrigações estimadas	70.585
Estoque de combustível nuclear	465.152	Encargos setoriais	29.395
Almoxarifado	83.331	Benefícios pós-emprego	3.069
Outros	64.146	Provisão PID	26.671
		Outros	66.350
NÃO CIRCULANTE	7.539.709	NÃO CIRCULANTE	12.331.269
Realizável a longo prazo	1.552.736	Fornecedores	148.787
Títulos e valores mobiliários	631.806	Financiamentos e empréstimos	7.991.446
Estoque de combustível nuclear	831.008	Impostos e contribuições sociais	12.516
Cauções e depósitos vinculados	88.633	Provisões para riscos	200.499
Outros	1.289	Benefícios pós-emprego	67.484
		Contrato oneroso	1.388.843
Imobilizado	5.919.528	Obrigação desmobilização ativos	2.470.400
		Outros	51.294
Intangível	67.445	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	(5.147.539)
		Capital social	6.607.258
		Prejuízos acumulados	(11.495.803)
		Outros resultados abrangentes	(258.994)
	8.815.390		8.815.390

b) Resultado do exercício

Abaixo quadro sintético gerencial do resultado do exercício

RESULTADO DO EXERCÍCIO - R\$ MIL		
	31/12/2017	31/12/2016
Receita operacional líquida	2.805.627	2.547.185
Custo operacional	(1.722.926)	(1.632.224)
Despesas operacionais	(1.408.347)	(4.714.082)
Resultado do Serviço de Energia Elétrica	(325.646)	(3.799.121)
Resultado financeiro	(147.843)	(276.555)
Resultado antes dos Impostos	(473.489)	(4.075.676)
Imposto de renda e contribuição social	(69.451)	-
Resultado líquido do exercício	(542.940)	(4.075.676)

c) Prejuízos acumulados

Em razão do montante dos prejuízos acumulados superar o valor do lucro líquido do exercício de 2017, não há proposta da Companhia para distribuição de dividendos no exercício.

d) Receita operacional líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Suprimento de energia elétrica	3.187.172	2.894.409
Outras receitas	-	123
Deduções da receita operacional		
PASEP/COFINS	(294.813)	(267.733)
RGR	(85.211)	(78.054)
Outras deduções	(1.521)	(1.560)
TOTAL	2.805.627	2.547.185

e) Custo operacional e despesas operacionais

O montante dos custos e despesas operacionais fechou no exercício de 2017, em R\$ 3.131.273 mil, conforme quadro sintético abaixo.

Custo e despesas operacionais R\$ MIL		
	31/12/2017	31/12/2016
Encargos de uso da rede elétrica	109.789	93.908
Pessoal	596.227	518.150
Material	53.600	69.032
Serviços de terceiros	328.074	386.844
Depreciação e amortização	413.149	397.637
Combustível para produção de energia elétrica	395.668	371.902
Aluguéis (imóveis, reprografia, veículos etc.)	36.733	33.427
Perdas de achados na investigação	-	141.313
Provisão para risco e benefício pós-emprego	49.140	116
Provisão para plano de incentivo ao desligamento	41.576	(12.060)
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	4.065	4.827
Provisão para impairment da Usina Angra 3	989.562	4.236.180
Demais provisões	29.127	20.196
Outros custos e despesas	84.563	84.834
Total	3.131.273	6.346.306

f) Indicadores financeiros e econômicos

Abaixo quadro comparativo dos Indicadores Financeiros e Econômicos:

INDICADORES	2017	2016
Liquidez Corrente	0,78	0,68
Liquidez Geral	0,20	0,19
Endividamento Total	1,58	1,04
* Rentabilidade do Capital Próprio - %	NA	NA
Margem Operacional Bruta - %	38,59	35,92
Margem Operacional do Serviço - %	-11,61	-149,15
Margem Operacional Líquida - %	-16,88	-160,01
Taxa de Lucratividade Final - %	-19,35	-160,01

NA = Não Aplicável >> Patrimônio Líquido Negativo

A ELETRONUCLEAR E A SOCIEDADE

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

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 expressam o compromisso de sua administração na busca da harmonia e da integração entre capital, trabalho e o meio ambiente, conforme as informações contidas no Balanço Social (não auditado) a seguir:

Balanço Social - Informações de Natureza Social e Ambiental

(Valores expressos em milhares de reais)

1 - Geração e distribuição de riqueza	Em 2017			Em 2016		
Distribuição do Valor Adicionado	56,9 % governo -50,9 % acionistas	54,6 % empregado 22,5 % financiador 16,9 % outros		-37,0 % governo 307,1 % acionistas	-37,1 % empregado -27,5 % financiador -105,5 % outros	
2 - RECURSOS HUMANOS	Em 2017			Em 2016		
2.1 - Remuneração						
Folha de pagamento bruta (FPB)	423.452			382.216		
- Empregados	421.507			379.588		
- Administradores	1.945			2.628		
Relação entre a maior e a menor remuneração:						
- Empregados	16,69			15,82		
- Administradores	0,0			0,0		
2.2 - Benefício Concedidos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Encargos Sociais	161.763	38,20%	5,77%	148.441	38,84%	5,83%
Alimentação	37.012	8,74%	1,32%	39.501	10,33%	1,55%
Transporte	19.467	4,60%	0,69%	21.018	5,50%	0,83%
Previdência privada	34.591	8,17%	1,23%	33.326	8,72%	1,31%
Saúde	75.228	17,76%	2,68%	75.844	19,83%	2,98%
Segurança e medicina do trabalho	17.194	4,06%	0,61%	14.582	3,82%	0,57%
Educação + Auxílio Creche	4.442	1,05%	0,16%	7.968	2,08%	0,31%
Cultura	177	0,05%	0,01%	313	0,09%	0,01%
Capacitação e desenvolvimento profissional	6.634	1,57%	0,24%	7.466	1,95%	0,29%
Habitação	40.412	9,54%	1,44%	50.315	13,16%	1,98%
Participação nos lucros ou resultados	34.500	8,15%	1,23%	23.252	6,08%	0,91%
Outros (Inclui Plano de Incentivo ao Desligamento)	9.085	2,15%	0,32%	14.005	3,66%	0,55%
	440.505	104,04%	15,70%	436.031	114,06%	17,12%
2.3 - Composição do Corpo Funcional						
Nº de empregados no final do exercício	1.780			1.963		
Nº de admissões	8			35		
Nº de demissões	191			15		
Nº de estagiários no final do exercício	169			187		
Nº de empregados portadores de necessidade especiais no final do exercício	16			15		
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício	0			0		
Nº de empregados por sexo:						
- Masculino	1.436			1.581		
- Feminino	344			382		
Nº de empregados por faixa etária:						
- Menores de 18 anos	0			0		
- De 18 a 35 anos	311			372		
- De 36 a 60 anos	1.312			1.377		
- Acima de 60 anos	157			214		
Nº de empregados por nível de escolaridade:						
- Analfabetos	0			0		
- Com ensino fundamental	24			24		
- Com ensino médio	206			325		
- Com ensino técnico	696			689		
- Com ensino superior	592			664		
- Pós-graduados	262			261		
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:						
- Masculino	87,20%			83,54%		
- Feminino	12,80%			16,46%		
2.4 - Contingências e passivos trabalhistas:						
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade	221			110		
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes	28			26		
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes	69			25		
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça	771			4.014		



Balanço Social - Informações de Natureza Social e Ambiental
(Valores expressos em milhares de reais)

3 - Interação da Entidade com o Ambiente Externo	Valor	% sobre RO	% sobre RL	Valor	% sobre RO	% sobre RL
3.1 - Relacionamento com a Comunidade						
Totais dos investimentos em:						
Educação	145	-0,04%	0,01%	116	0,00%	0,00%
Cultura	103	-0,03%	0,00%	258	-0,01%	0,01%
Saúde e infra-estrutura	31.331	-9,62%	1,12%	37.149	-0,98%	1,46%
Esporte e lazer	-	0,00%	0,00%	34	0,00%	0,00%
Alimentação	2	0,00%	0,00%	4	0,00%	0,00%
Geração de trabalho e renda	140	-0,04%	0,00%	501	-0,01%	0,02%
Outros	2.330	-0,72%	0,08%	2.194	-0,06%	0,09%
Total dos investimentos	34.051	-10,45%	1,21%	40.256	-1,06%	1,58%
Tributos (excluídos encargos sociais)	524.183	-160,97%	18,68%	493.992	-13,00%	19,39%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	-	-	-	-	0,00%	0,00%
Total - Relacionamento com a Comunidade	558.234	-171,42%	19,90%	534.248	-14,06%	20,97%
3.2 - Interação com os Fornecedores						
São exigidos controles sobre: Critérios de responsabilidade social utilizados para a seleção de seus fornecedores						
	SIM			SIM		
4 - Interação com o Meio Ambiente						
	Valor	% sobre RO	% sobre RL	Valor	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais p/melhoria do meio ambiente	135.079	-41,48%	4,81%	108.086	-2,85%	4,24%
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	883	-0,27%	0,03%	955	-0,03%	0,04%
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administ.de entidades	353	-0,11%	0,00%	382	-0,01%	0,01%
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	706	-0,22%	0,03%	764	-0,02%	0,03%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais (inclui depósitos e rendimentos do fundo financeiro para	153.501	-47,14%	5,47%	19.544	-0,51%	0,77%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais contra a entidade (*)	1			5		
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	9	0,00%	0,00%	14	0,00%	0,00%
Passivos e contingências ambientais	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Total da Interação com o meio ambiente	290.531	-89,22%	10,34%	129.745	-3,42%	5,09%
5 - Outras informações						
Receita Líquida (RL)		2.805.627			2.547.185	
Resultado Operacional (RO)		-325.646			-3.799.121	
<p>NOTA:</p> <p>Alguns dados da coluna de 2016 tiveram seus valores revisados em relação aos valores originalmente publicados, para melhor enquadramento das atividades aos seus respectivos custos.</p> <p>Resultado Operacional não inclui receitas e despesas financeiras.</p> <p>(*) representado em quantidade de processos, não participa da soma.</p>						

ENCERRAMENTO

O desempenho operacional da Empresa em 2017 indica que o caminho trilhado nos últimos anos segue a direção correta.

Temos pela frente importantes desafios que serão decisivos para o sucesso em longo prazo da ELETRONUCLEAR. Dentre estes desafios destaca-se a extensão da vida útil das Usinas Angra 1 em operação e 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 ao longo de todo o ano de 2017, esteve acima dos 100 % da energia contratada, o que 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.



Leonam dos Santos Guimarães

Diretor-Presidente



Mônica Regina Reis

Diretor de Administração e Finanças



João Carlos da Cunha Bastos

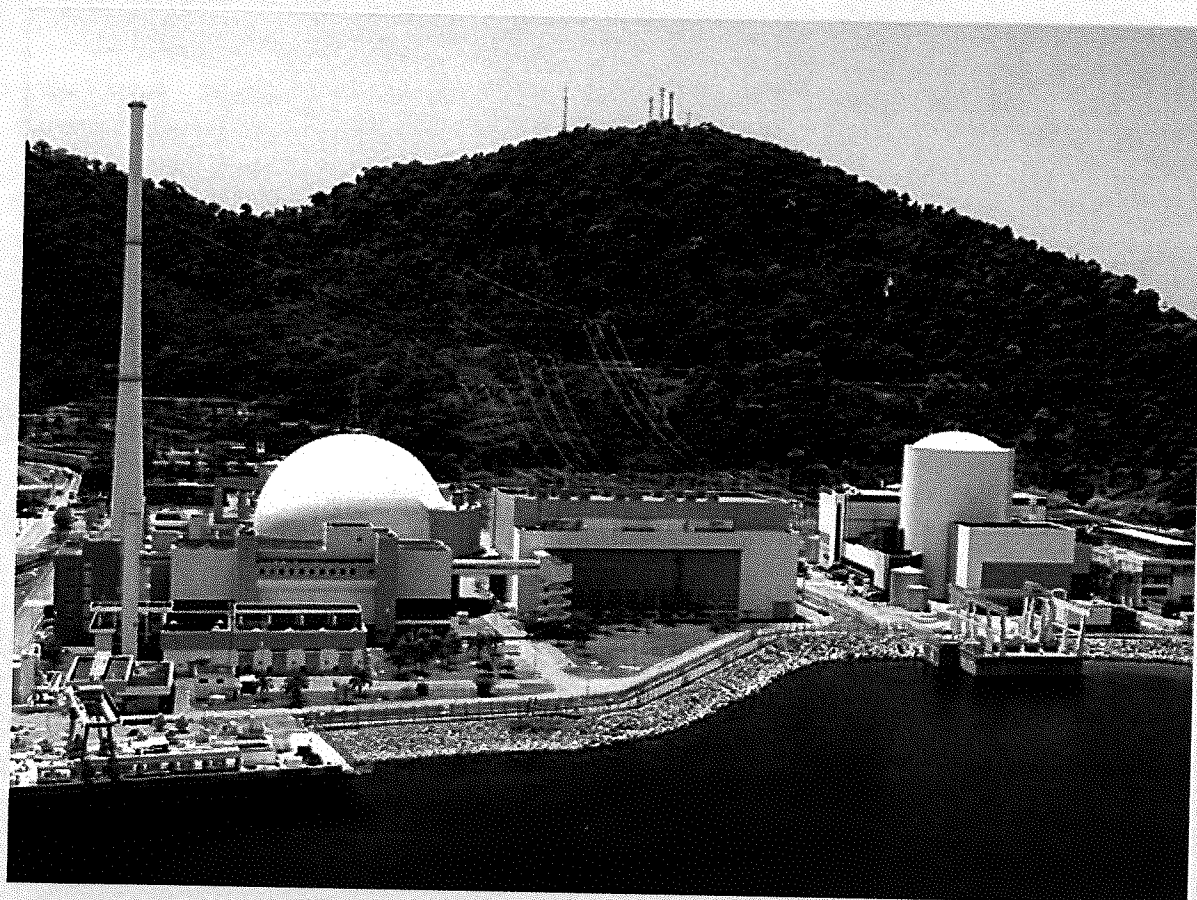
Diretor de Operação e Comercialização



Leonam dos Santos Guimarães

Diretor Técnico

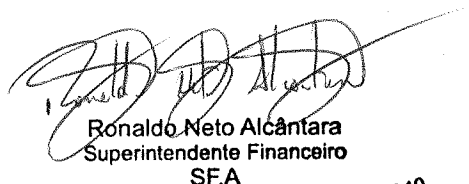
Demonstrações Financeiras



**DEZEMBRO
2017**

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM (em milhares de reais)			
A T I V O	NOTA	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	5a	1.064	15.323
Títulos e valores mobiliários	5b	277.951	14.921
Clientes	6	359.210	266.715
Impostos e contribuições sociais	7	24.827	132.701
Estoque de combustível nuclear	8	465.152	455.737
Almoxarifado	9	83.331	79.247
Outros	10	64.146	70.084
		1.275.681	1.034.728
NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo			
Títulos e valores mobiliários	11	631.806	494.715
Estoque de combustível nuclear	8	831.008	675.269
Cauções e depósitos vinculados	12	88.633	88.546
Outros	10	1.289	1.289
		1.552.736	1.259.819
Imobilizado	14	5.919.528	5.215.112
Intangível	15	67.445	65.146
		7.539.709	6.540.077
TOTAL DO ATIVO		8.815.390	7.574.805

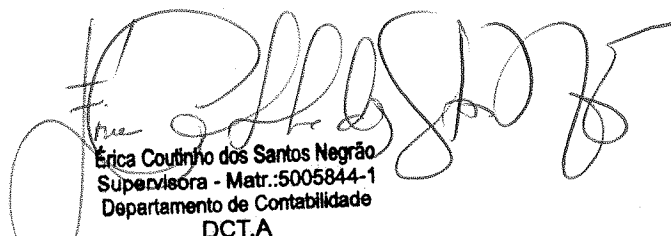
(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)


Ronaldo Neto Alcântara
Superintendente Financeiro
S.F.A.

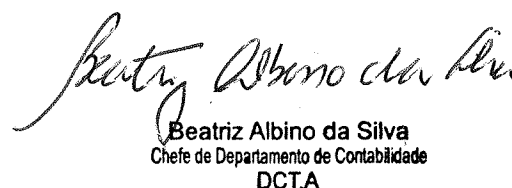
19 MAR. 2018


Mônica R. Reis
Diretora de Administração
e Finanças

19 MAR. 2018


Érica Coutinho dos Santos Negrão
Supervisora - Matr.:5005844-1
Departamento de Contabilidade
DCT.A

19 MAR. 2018


Beatriz Albino da Silva
Chefe de Departamento de Contabilidade
DCT.A

19 MAR. 2018

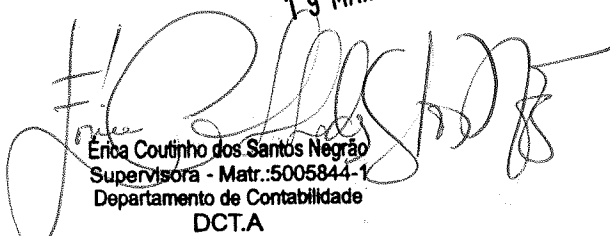
BALANÇOS PATRIMONIAIS EM (em milhares de reais)			
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	NOTA	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE			
Fornecedores	16	794.180	948.635
Financiamentos e empréstimos	17	565.092	326.927
Impostos e contribuições sociais	18	76.318	79.903
Obrigações estimadas	19	70.585	75.502
Encargos setoriais	20	29.395	12.221
Benefícios pós-emprego	21	3.069	2.853
Provisão para plano de incentivo de desligamento	22	26.671	10.961
Outros		66.350	69.143
		1.631.660	1.526.145
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	16	148.787	136.537
Financiamentos e empréstimos	17	7.991.446	7.391.903
Impostos e contribuições sociais	18	12.516	18.173
Provisões para riscos	23	200.499	165.818
Benefícios pós-emprego	21	67.484	69.951
Contrato Oneroso	24	1.388.843	1.350.241
Obrigações para desmobilização de ativos	25	2.470.400	1.402.470
Provisão para plano de incentivo de desligamento	22	51.294	25.428
		12.331.269	10.560.521
PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)			
Capital social	26	6.607.258	6.607.258
Prejuízos acumulados		(11.495.803)	(10.952.863)
Resultados abrangentes		(258.994)	(166.256)
		(5.147.539)	(4.511.861)
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		8.815.390	7.574.805
(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)			

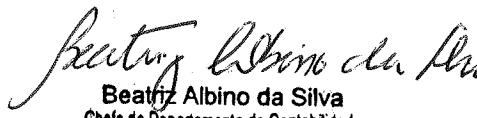

Ronaldo Neto Alcântara
Superintendente Financeiro
S.F.A.

19 MAR. 2018


Mônica R. Reis
Diretora de Administração
e Finanças

19 MAR. 2018


Érica Coutinho dos Santos Negrão
Supervisora - Matr.:5005844-1
Departamento de Contabilidade
DCTA
19 MAR. 2018


Beatriz Albino da Silva
Chefe de Departamento de Contabilidade
DCTA
19 MAR. 2018

**DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(em milhares de reais)**

	NOTA	2017	2016
Receita Operacional Líquida	27	2.805.627	2.547.185
Custo Operacional	28	(1.722.926)	(1.632.224)
Lucro Operacional Bruto		1.082.701	914.961
Despesas Operacionais	29	(1.408.347)	(4.714.082)
Resultado do Serviço de Energia Elétrica		(325.646)	(3.799.121)
Resultado Financeiro	30	(147.843)	(276.555)
Resultado antes dos Impostos		(473.489)	(4.075.676)
Imposto de renda e contribuição social	31	(69.451)	-
Resultado líquido do exercício		(542.940)	(4.075.676)
Resultado atribuível aos acionistas controladores		(542.940)	(4.075.676)

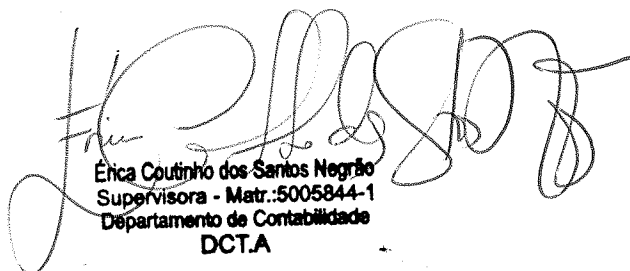
(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)


Ronaldo Neto Alcântara
Superintendente Financeiro
S.F.A.


19 MAR. 2018


Mônica R. Reis
Diretora de Administração
e Finanças

19 MAR. 2018


Érica Coutinho dos Santos Negrão
Supervisora - Matr.:5005844-1
Departamento de Contabilidade
D.C.T.A.

19 MAR. 2018


Beatriz Albino da Silva
Chefe de Departamento de Contabilidade
D.C.T.A.

19 MAR. 2018

**DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES DOS EXERCÍCIOS FINDOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016**
(em milhares de reais)

	NOTA	2017	2016
Resultado do exercício		(542.940)	(4.075.676)
Outros resultados abrangentes			
Perda em benefícios pós-emprego	21	(92.738)	(84.597)
Efeitos fiscais sobre benefícios pós-emprego		-	-
		<u>(92.738)</u>	<u>(84.597)</u>
Resultado abrangente do exercício		(635.678)	(4.160.273)

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

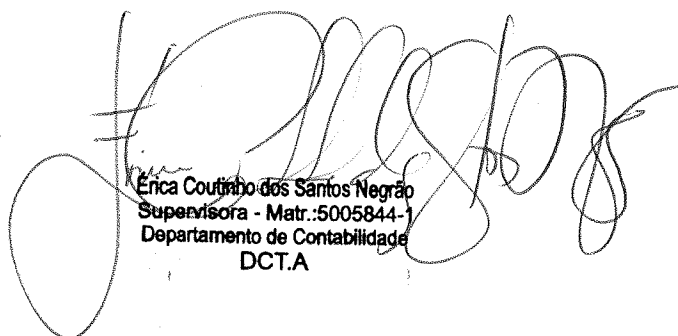
*Os resultados abrangentes estão líquidos dos efeitos fiscais sobre benefícios pós-emprego


Ronaldo Neto Alcântara
Superintendente Financeiro
S.F.A.

19 MAR. 2018


Mônica R. V. Reis
Diretora de Administração
e Finanças

19 MAR. 2018


Érica Coutinho dos Santos Negrão
Supervisora - Matr.:5005844-1
Departamento de Contabilidade
DCT.A

19 MAR. 2018


Beatriz Albino da Silva
Chefe de Departamento de Contabilidade
DCT.A

19 MAR. 2018


**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016**
(em milhares de reais)

	CAPITAL SOCIAL	PREJUÍZOS ACUMULADOS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	TOTAL
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015	6.607.258	(6.877.187)	(81.659)	(351.588)
Resultado líquido do exercício	-	(4.075.676)	-	(4.075.676)
Perda em benefícios pós-emprego	-	-	(84.597)	(84.597)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016	6.607.258	(10.952.863)	(166.256)	(4.511.861)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016	6.607.258	(10.952.863)	(166.256)	(4.511.861)
Resultado líquido do exercício	-	(542.940)	-	(542.940)
Perda em benefícios pós-emprego	-	-	(92.738)	(92.738)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017	6.607.258	(11.495.803)	(258.994)	(5.147.539)

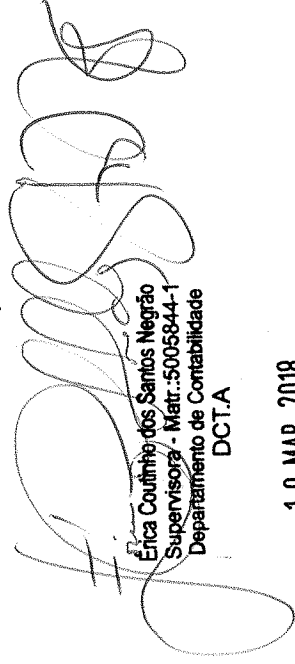
(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

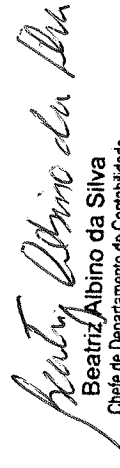

Ronaldo Neto Alcântara
Superintendente Financeiro
SFA

19 MAR. 2018


Mônica R. Reis
Diretora de Administração
e Finanças

19 MAR. 2018


Erica Coutinho dos Santos Negro
Supervisora - Matr.:5005844-1
Departamento de Contabilidade
DCTA


Beatriz Albino da Silva
Chefe de Departamento de Contabilidade
DCTA

19 MAR. 2018

19 MAR. 2018

**DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DOS EXERCÍCIOS FINDOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(em milhares de reais)**

ATIVIDADES OPERACIONAIS	31/12/2017	31/12/2016
Resultado antes dos impostos	(473.489)	(4.075.676)
Ajustes na conciliação do lucro com o caixa gerado		
Depreciação de ativo imobilizado	405.589	389.128
Baixas e outros ajustes de imobilizado	683	(182.393)
Achados da Investigação	-	141.313
Impairment do Imobilizado	950.960	2.885.939
Contrato Oneroso	38.602	1.350.241
Amortização do intangível	7.560	8.509
Baixas e atualização monetária de depósito judicial	8.242	(23.563)
Consumo de matéria-prima e material do estoque	439.708	422.088
Variações monetárias e cambiais - fornec. , perda transmissão e dif. de tarifa	32.965	57.600
Varição monetária - financiamento	47	-
Encargos - financiamentos e empréstimos	76.847	94.865
Rendimentos do fundo para desmobilização de ativos	(48.546)	53.638
Rendimentos dos títulos e valores mobiliários de curto prazo	(6.296)	(3.168)
Benefícios pós-emprego - provisão atuarial	14.459	(8.160)
Participação nos lucros e resultados	50.217	
Provisão de férias	(5.162)	7.563
Provisão para plano de incentivo de desligamento	41.576	(12.060)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	4.065	4.827
Ajuste a valor presente de obrigação para desmobilização de ativos	89.051	84.083
Provisões para risco	34.681	8.276
	1.661.759	1.203.050
Varição - (acréscimo) e decréscimo - nos ativos operacionais		
Clientes	(89.270)	(161.552)
Estoques	(608.946)	(558.350)
Impostos e taxas a recuperar - PASEP, COFINS, IRPJ, CSLL e outros	183.310	46.894
Cauções e depósitos vinculados	(8.329)	(5.541)
Outras variações nos ativos operacionais	(1.352)	14.537
	(524.587)	(664.012)
Varição - acréscimo e (decréscimo) - nos passivos operacionais		
Fornecedores	(110.717)	141.937
Impostos e taxas, exceto imposto de renda e contribuição social	(9.242)	22.184
Obrigações de folha de pagamento e provisão de férias	245	982
Pagamento de dívida à entidade de previdência privada	(4.137)	(4.013)
Pagamento de IR e CSLL	(75.436)	(116.621)
Pagamento de PLR	(34.498)	(23.252)
Pagamento de Incentivo de Desligamento	(62.534)	(9.974)
Pagamento de IOF e encargos de dívida	(293.485)	(214.290)
Outras variações nos passivos operacionais	(113.567)	87.592
	(703.371)	(115.455)
Recursos provenientes das atividades operacionais	433.801	423.583
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO - acréscimo e (decréscimo)		
Empréstimos e financiamentos obtidos a longo prazo	571.100	611.000
Pagamento de financiamentos de natureza de curto prazo	(130.221)	(160.733)
Recursos provenientes das atividades de financiamentos e empréstimos	440.879	450.267
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO - acréscimo e (decréscimo)		
Aquisição de ativo imobilizado	(542.070)	(947.389)
Aquisição de ativo intangível	(9.859)	(13.383)
Aplicação em títulos e valores mobiliários	(1.211.721)	(860.631)
Resgate de títulos e valores mobiliários	874.711	955.992
Recursos aplicados nas atividades de investimento	(888.939)	(865.411)
REDUÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(14.259)	8.439
- Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	15.323	6.884
- Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	1.064	15.323
REDUÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(14.259)	8.439

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

Ronaldo Neto Alcântara
Superintendente Financeiro

S.F.A.

19 MAR. 2018

Erica Coutinho dos Santos Negrão
Supervisora - Matr.:5005844-1
Departamento de Contabilidade

DCT.A

19 MAR. 2018

Mônica R. Reis
Diretora de Administração
e Finanças

19 MAR. 2018

Beatriz Albino da Silva
Chefe de Departamento de Contabilidade

DCT.A

19 MAR. 2018

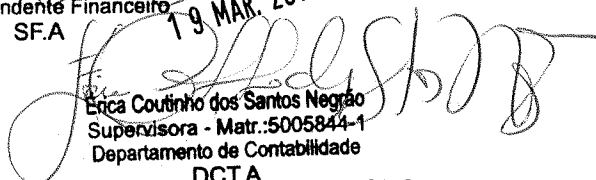
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(em milhares de reais)

	31/12/2017	31/12/2016
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
Receitas de venda de energia e serviços	3.187.172	2.894.532
Receita relativa à construção de ativos - usina Angra 3	71	(1.621.952)
Provisão para devedores duvidosos	(4.065)	(4.827)
	3.183.178	1.267.753
MENOS:		
INSUMOS		
Serviços de terceiros	328.074	386.844
Serviços de terceiros - usina Angra 3	90.846	331.449
Materiais	53.600	69.032
Materiais - usina Angra 3	156.968	403.180
Combustível para produção de energia	395.668	371.902
Encargos da rede de transmissão	109.789	93.908
Seguros das usinas Angra 1 e 2	19.816	20.124
Luz, telefone, água e esgoto	12.629	11.992
Outros custos operacionais	6.212	5.371
Achados da Investigação	-	141.313
Juros/Encargos sobre capitais de terceiros - usina Angra 3	605.150	500.512
Perda de valores ativos (Impairment) - usina Angra 3	950.960	2.885.939
Outros custos - usina Angra 3	(934.986)	(2.935.952)
	1.794.726	2.285.614
VALOR ADICIONADO BRUTO	1.388.452	(1.017.861)
RETENÇÕES		
Depreciação e amortização	(413.149)	(397.637)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	975.303	(1.415.498)
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		
Receitas financeiras	92.300	88.434
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	1.067.603	(1.327.064)
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
Remuneração do trabalho	500.844	413.569
Remuneração do trabalho - usina Angra 3	82.093	78.859
Impostos, taxas e contribuições	606.744	491.115
Remuneração de capitais de terceiros		
- Despesas financeiras	240.143	364.989
- Aluguéis	36.733	33.427
- Contrato Oneroso	38.602	1.350.241
- Outras	105.384	16.412
Remuneração de capitais próprios		
- Resultado líquido do exercício	(542.940)	(4.075.676)
VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO	1.067.603	(1.327.064)

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


Ronaldo Neto Alcântara
Superintendente Financeiro
S.F.A.

19 MAR. 2018


Erica Coutinho dos Santos Negrão
Supervisora - Matr.:5005844-1
Departamento de Contabilidade
DCT.A

19 MAR. 2018


Mônica R. Reis
Diretora de Administração
e Finanças

19 MAR. 2018


Beatriz Albino da Silva
Chefe de Departamento de Contabilidade
DCT.A

19 MAR. 2018

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS RELATIVAS AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017

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

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

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

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

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

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

*Informação não auditada por auditoria independente

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

A ANEEL estabeleceu as cotas-partes anuais referentes à geração para os anos de 2013 a 2023, 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).

A Companhia apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 355.979 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 491.417, negativo, em 31 de Dezembro de 2016).

NOTA 2 – PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

a) Base de preparação

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

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

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

As presentes demonstrações financeiras foram aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em 19 de Março de 2018.

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

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

- Transações em moeda estrangeira

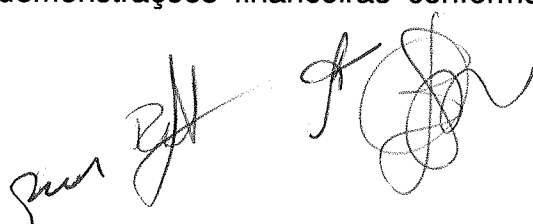
A moeda funcional da Companhia é o Real. Transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data do balanço são convertidos para a moeda funcional à taxa de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

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

Moeda	Nome	País	Taxa Final		Taxa Média	
			31/12/2017	31/12/2016	4º Trim./17	4º Trim./16
USD	Dólar Americano	Estados Unidos	3,3080	3,2591	3,2466	3,2953
EUR	Euro	União Europeia	3,9693	3,4384	3,8235	3,5475

- Demonstrações do valor adicionado (“DVA”)

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



b) Mudanças nas políticas contábeis e divulgações

IFRS 9/CPC 48 - Instrumentos Financeiros

A IFRS 9/CPC 48 aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros. As principais alterações que este pronunciamento traz são:

- i. Novos critérios de classificação de ativos financeiros;
 - ii. Novo modelo de *impairment* para ativos financeiros, híbrido de perdas esperadas e incorridas, em substituição ao modelo atual de perdas incorridas; e
 - iii. Flexibilização das exigências para adoção da contabilidade de hedge.
- Ativos financeiros

A IFRS 9/CPC 48 possui uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que refletem o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa.

Instrumentos mantidos segundo um modelo de negócios, cujo objetivo é receber os fluxos de caixa contratuais, e que possuem tais fluxos referentes exclusivamente a pagamentos do principal e dos juros sobre o esse valor devido são geralmente mensurados ao custo amortizado ao final dos períodos contábeis subsequentes.

Já aqueles mantidos dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é alcançado tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros, e possuírem termos contratuais que estabelecem datas para fluxos de caixa unicamente de pagamentos de principal e juros sobre o principal remanescente, são geralmente mensurados a “valor justo reconhecido através de outros resultados abrangentes” (FVTOCI).

Todos os outros instrumentos de dívida e investimentos em títulos patrimoniais são mensurados ao valor justo ao final dos períodos contábeis subsequentes.

A Companhia está avaliando e documentando os modelos de negócios para os seus ativos financeiros, divulgados na nota 4. Com base na sua avaliação preliminar, a Companhia não considera que os novos requerimentos de classificação terão um impacto significativo na contabilização de seus ativos financeiros.

Com a IFRS 9/CPC 48 a companhia avaliou que o ativo financeiro proveniente da receita oriunda do direito incondicional de receber caixa, atualmente classificado como empréstimos e recebíveis, continuará a ser avaliado pelo custo amortizado.

- Redução no valor recuperável (*impairment*) - Ativos Financeiros

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, a IFRS 9/CPC 48 requer o modelo de perda esperada dos ativos financeiros, ao contrário do modelo de perda incorrida estabelecido na IAS 39/CPC 38. O modelo de perda esperada requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em ativos financeiros desde o seu reconhecimento inicial. Em outras palavras, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito.

O novo modelo de perda esperada se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao FVTOCI, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais.

De acordo com a IFRS 9/CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases:

- Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e
- Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. Este é o modelo obrigatório no caso de instrumentos financeiros que não contenham um componente significativo de financiamento, como é o caso dos ativos financeiros da Companhia.

A Companhia prevê que a aplicação do modelo referente a perdas de crédito esperadas contido na IFRS 9/CPC 48 resultará em reconhecimento antecipado de certas perdas de crédito, assim como requer que a Companhia revise suas atuais políticas de provisionamento. Todavia, até este momento, a Companhia ainda não concluiu a mensuração do eventual impacto desta alteração.

- Passivos financeiros

A IFRS 9/CPC 48 retém grande parte dos requerimentos da IAS 39/CPC 38 para a classificação de passivos financeiros. Contudo, de acordo com a IAS 39/CPC 38, todas as variações de valor justo dos passivos designados como valor justo através do resultado são reconhecidas no resultado, enquanto que, de acordo com a IFRS 9/CPC 48, estas alterações de valor justo são geralmente apresentadas da seguinte forma:

- o valor da variação do valor justo que é atribuível às alterações no risco de crédito do passivo financeiro são apresentados em ORA; e
- o valor remanescente da variação do valor justo é apresentado no resultado.

Adicionalmente, caso um contrato contenha um ou mais derivativos embutidos e o contrato principal não seja um ativo financeiro conforme IFRS 9/CPC 48, a Companhia

poderá designar o contrato híbrido inteiro ao VJR. No entanto, isso não se aplica se o derivativo embutido for insignificante, ou se for óbvio que a separação do derivativo embutido seria proibida.

A Companhia não espera designar passivos financeiros como valor justo através do resultado. Desta forma, não são esperados impactos materiais relacionados à classificação dos passivos financeiros quando da adoção da IFRS 9/CPC 48.

- Divulgações

A IFRS 9 requer novas divulgações, notadamente acerca do risco de crédito e perdas de crédito esperadas, contabilidade de hedge e mensuração de ativos e passivos financeiros. A Companhia está realizando uma análise para identificar possíveis alterações nos processos atuais em decorrência destas novas normas e trabalhará na implementação de mudanças em seus sistemas e controles para atender as mesmas nas demonstrações financeiras a partir do período da sua adoção.

- Transição

A Companhia adotará a isenção que permite não rerepresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros (incluindo perdas de crédito esperadas).

As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da IFRS 9/CPC 48, serão reconhecidas no patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018.

IFRS 15/CPC 47 - Receitas de contratos com clientes

A IFRS 15/CPC 47 substituirá as orientações atuais de reconhecimento da receita presente na IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas, quando se tornar efetiva.

Os princípios fundamentais da IFRS 15/CPC 47 são de que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência ou promessa de bens ou serviços a clientes no montante que reflete sua consideração de qual valor espera ser capaz de trocar por aqueles bens ou serviços. Especificamente, a norma introduz um modelo de 5 passos para o reconhecimento da receita:

1. Identificar o(s) contrato(s) com o cliente.
2. Identificar as obrigações de desempenho definidas no contrato.
3. Determinar o preço da transação.
4. Alocar o preço da transação às obrigações de desempenho previstas no contrato.
5. Reconhecer a receita quando (ou conforme) a entidade atende cada obrigação de desempenho.

Com a IFRS 15/CPC 47, a entidade reconhece a receita quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são transferidos ao cliente.

A Companhia auferir receita proveniente da seguinte fonte:

- Suprimento de energia elétrica (geração nuclear)

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber, sendo seu faturamento mensal registrado pelo valor correspondente a um doze avos de sua Receita Fixa, que é aprovada por meio de Resolução Homologatória da ANEEL para o exercício em curso, além de reconhecer mensalmente também a parcela correspondente a um doze avos da receita não faturada através da estimativa do excedente anual da energia contratada. Quando a estimativa deste excedente for positiva, 50% da diferença deverá ser valorada pela estimativa do PLD médio anual (Preço de Liquidação de Diferenças). Quando negativa, 100% da diferença deverá ser valorada pelo maior valor entre a tarifa equivalente a Receita Fixa e a estimativa do PLD médio anual. Ao final do exercício, os montantes finais dos desvios positivos ou negativos são calculados pela CCEE, e eventuais ajustes das estimativas são reconhecidos no exercício. Em ambos os casos, sejam os desvios apurados positivos ou negativos, a Eletronuclear receberá ou ressarcirá às distribuidoras cotistas, em duodécimos no exercício seguinte.

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

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

De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a Companhia só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito. Ao avaliar se a possibilidade de recebimento do valor da contraprestação é provável, deve-se considerar apenas a capacidade e a intenção do cliente de pagar esse valor. Assim, contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, poderão deixar de ter as respectivas receitas reconhecidas no momento do faturamento (por não ser provável o recebimento da contrapartida) e sim no momento do efetivo recebimento. A Companhia não identificou algum cliente que se encontra nessa situação e espera que os eventuais impactos, se houverem, não serão relevantes para as demonstrações financeiras.

- Transição

A Companhia adotará a IFRS 15/CPC 47 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial da norma na data inicial (ou seja, 1º de janeiro de 2018). Como resultado, a Companhia não aplicará os requerimentos da IFRS 15/CPC 47 ao período comparativo apresentado.

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.

Se a taxa de desconto estimada, após o imposto, aplicada na apuração do valor presente da obrigação para desmobilização de ativos fosse 1,00% maior que a estimativa da administração (6,88% em substituição a 5,88%), a Companhia deveria reconhecer uma

redução do passivo de R\$ 216.827 em contrapartida do ativo imobilizado.

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 (UGCs) foram determinados com base em cálculos do valor em uso, efetuados com base em estimativas (Nota 14c).

No exercício de 2017 foram identificadas perdas (*impairment*) relativo a Angra 3.

3.2 - Caixa e equivalentes de caixa

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

3.3 – Títulos e valores mobiliários de curto prazo

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

3.4 - Ativos financeiros

A Companhia classifica seus ativos financeiros, no reconhecimento inicial, sob as seguintes categorias: mensurados ao valor justo por meio do resultado e empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza do instrumento e da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos.

a) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são ativos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda no curto prazo. Os ativos dessa categoria são classificados como ativo circulante.

b) Empréstimos e recebíveis

Os empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e não cotados em um mercado ativo. São incluídos como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes). Os empréstimos e recebíveis da Companhia estão detalhados na Nota 4.3.

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.

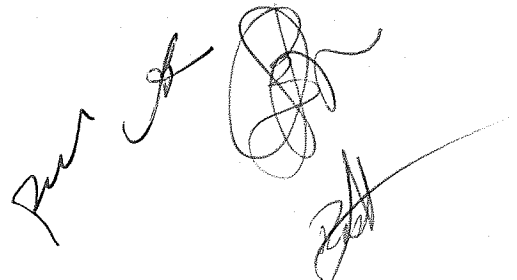
Os valores justos dos investimentos com cotação pública são baseados nos preços atuais de compra. Se o mercado de um ativo financeiro (e de títulos não listados em Bolsa) não estiver ativo, a Companhia estabelece o valor justo através de técnicas de avaliação.

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 ao valor recuperável (*Impairment*)

(i) Ativos financeiros não-derivativos

Ativos financeiros não classificados como ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, incluindo investimentos contabilizados pelo método da equivalência patrimonial, são avaliados em cada data de balanço para determinar se há evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável.

- Evidência objetiva de que ativos financeiros tiveram perda de valor inclui:
- Inadimplência ou atrasos do devedor;
- Reestruturação de um valor devido à Companhia em condições não consideradas em condições normais;
- Indicativos de que o devedor ou emissor irá entrar em falência;
- Mudanças negativas na situação de pagamentos dos devedores ou emissores;
- O desaparecimento de um mercado ativo para o instrumento, ou;
- dados observáveis indicando que houve um declínio na mensuração dos fluxos de caixa esperados de um grupo de ativos financeiros.

(ii) Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado

A Companhia avalia, no final de exercício, se há evidência objetiva de que o ativo financeiro ou o grupo de ativos financeiros está deteriorado.

Um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado e os prejuízos de *impairment* são incorridos somente se há evidência objetiva de *impairment* como resultado de um ou mais eventos ocorridos após o reconhecimento inicial dos ativos (um "evento de perda") e aquele evento (ou eventos) de perda tem um impacto nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros que pode ser estimado de maneira confiável.

A Companhia avalia em primeiro lugar se existe evidência objetiva de *impairment*.

O montante do prejuízo é mensurado como a diferença entre o valor contábil dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados (excluindo os prejuízos de crédito futuro que não foram incorridos), descontados à taxa de juros em vigor original dos ativos financeiros. O valor contábil do ativo é reduzido e o valor do prejuízo é reconhecido na demonstração do resultado. Se um empréstimo ou investimento, mantido até o vencimento, tiver uma taxa de juros variável, a taxa de desconto para medir uma perda por *impairment* é a atual taxa efetiva de juros determinada de acordo com o contrato. Como um expediente prático, a Companhia pode mensurar o *impairment* com base no valor justo de um instrumento utilizando um preço de mercado observável.

Se, num período subsequente, o valor da perda por *impairment* diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após o *impairment* ser reconhecido (como uma melhoria na classificação de crédito do devedor), a reversão da perda por *impairment* reconhecida anteriormente será reconhecida na demonstração do

resultado.

(iii) Ativos não-financeiros

Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia, que não os estoques e imposto de renda e contribuição social diferidos ativos, são revistos a cada data de balanço para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é estimado.

Para testes de redução ao valor recuperável, os ativos são agrupados no menor grupo possível de ativos que gera entradas de caixa pelo seu uso contínuo, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos, ou UGCs. O ágio de combinações de negócios é alocado às UGCs ou grupos de UGCs que se espera irão se beneficiar das sinergias da combinação.

O valor recuperável de um ativo ou UGC é o maior entre seus valores em uso ou seu valor justo menos custos para vender. O valor em uso é baseado em fluxos de caixa futuros estimados, descontados ao seu valor presente usando-se uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e os riscos específicos do ativo ou da UGC.

Uma perda por redução ao valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou UGC exceder o seu valor recuperável.

Perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas no resultado. Perdas reconhecidas referentes às UGCs são inicialmente alocadas para redução de qualquer ágio alocado a esta UGC (ou grupo de UGCs), e então para redução do valor contábil dos outros ativos da UGC (ou grupo de UGCs) de forma pro rata.

Uma perda por redução ao valor recuperável relacionada a ágio não é revertida. Quanto aos outros ativos, as perdas por redução ao valor recuperável são revertidas somente na extensão em que o valor contábil do ativo não exceda o valor contábil que teria sido apurado, líquido de depreciação ou amortização, caso a perda de valor não tivesse sido reconhecida.

Atualmente, a vida útil adotada pela Companhia está de acordo com as práticas determinadas pela ANEEL, aplicáveis sobre os ativos não financeiros vinculados à prestação do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens em vigor. Adicionalmente, a vida útil é limitada ao prazo de licença de operação de suas usinas.

Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas pela Administração da Companhia na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos inerentemente incertos. Dentre estes eventos destacam-se: a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica; taxa de crescimento da atividade econômica no país; e disponibilidade de recursos hídricos; além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica, em especial quanto ao valor de

sua reversão ao final do prazo de concessão.

3.5 - Clientes

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

As contas a receber de clientes são normalmente reconhecidas ao valor faturado.

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

3.6 - Estoques de combustível nuclear e almoxarifado

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

- a) Concentrado de urânio e serviços em curso (para a transformação do concentrado de urânio em elementos de combustível nuclear) estão registrados pelos seus custos de aquisição;
- b) Elementos de combustível nuclear – estão disponíveis no núcleo do reator e no estoque da Piscina de Combustível Usado – PCU. São apropriados ao resultado do exercício em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica (Nota 8);
- c) Almoxarifado, classificado no ativo circulante, está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado (Nota 9).

3.7 - Paradas programadas

Os custos incorridos antes e durante as paradas programadas das usinas Angra 1 e 2, para troca de combustível e manutenção, são apropriados ao resultado no exercício em que forem incorridos. O montante dos custos referentes às paradas foi de R\$ 96.549 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 156.713 em 31 de dezembro de 2016).

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

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

3.9 - Depósitos vinculados

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

3.10 – Imobilizado

(i) Reconhecimento e mensuração

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

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

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

(ii) Depreciação

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

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

As taxas anuais de depreciação estão determinadas na tabela XVI do anexo a Resolução Normativa ANEEL Nº 674 de 11.08.2015 (DOU 18.08.2015 e 07.12.2015 retificação) e na Resolução Normativa ANEEL Nº 529 de 21.12.2012 (DOU 28.12.2012), sendo 3,93% ao ano a taxa média praticada para o imobilizado em serviço das Usinas de Angra 1 e 2; 16,67 % para ativos de informática; 14,29% para os veículos e 6,25% para os demais ativos utilizados administrativamente. A administração reconhece ainda como custo adicional de depreciação, através de testes individuais realizados em seus ativos, as parcelas de depreciações que, segundo os critérios estabelecidos pela Aneel, excedam as datas das licenças de operação das Usinas de Angra 1 e 2, sendo estas respectivamente 12/2024 e 06/2041. Desta forma, a parcela de depreciação assim considerada excedente é reconhecida de forma linear ao prazo de vida útil remanescente de cada ativo, respeitando-se os limites individuais das licenças de operação de cada Unidade Geradora de Caixa (UGC). A adoção deste procedimento a partir do exercício

de 2013 implicou no reconhecimento de uma depreciação adicional no montante de R\$ 66.250 em 2017.

(iii) Custos subsequentes

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

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

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

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

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

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

3.11 - Intangível - Softwares

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

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

- É tecnicamente viável concluir o software para que ele esteja disponível para uso;
- A administração pretende concluir o software para usá-lo ou vendê-lo;
- O Software pode ser vendido ou usado;

- Pode-se demonstrar que é provável que o software gere benefícios econômicos futuros;
- Estão disponíveis adequadamente recursos técnicos, financeiros e outros recursos para concluir o desenvolvimento e para usar ou vender o software;
- O gasto atribuível ao software durante seu desenvolvimento pode ser mensurado com segurança.

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

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

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

3.12 - Contas a pagar aos fornecedores

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

3.13 - Financiamentos e empréstimos

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

3.14 – Provisões

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

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

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

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

3.15 - Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

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

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

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

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras. O imposto de renda e a contribuição social diferidos são determinados,

usando alíquotas de imposto (e leis fiscais) promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço, e que devem ser aplicadas quando o respectivo imposto diferido ativo for realizado ou quando o imposto diferido passivo for liquidado.

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

3.16 - Benefícios a funcionários - Obrigações de aposentadoria

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

A obrigação líquida da Companhia quanto aos planos de benefícios definidos é calculada individualmente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores. Esse benefício é descontado para determinar o seu valor presente utilizando taxa de desconto apropriada ao final de cada exercício. As premissas básicas aplicadas aos cálculos desenvolvidos pelos atuários, são estabelecidas pela ELETROBRAS para todas as controladas. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos do plano são deduzidos.

O cálculo da obrigação de plano de benefício definido é realizado anualmente por um atuário qualificado utilizando o método de crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um potencial ativo para a Companhia, o ativo a ser reconhecido é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos são levadas em consideração quaisquer exigências de custeio mínimas aplicáveis.

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

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício incrementado relacionada a serviços passados prestados pelos empregados é

reconhecida imediatamente no resultado. A Companhia reconhece ganhos e perdas na liquidação de um plano de benefício definido quando a liquidação ocorre.

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

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

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

3.18 - Dividendos

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

3.19 - Participação nos lucros e resultados

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

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

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

3.20- Reconhecimento da receita

A receita operacional é reconhecida quando (i) os riscos e benefícios mais significativos inerentes a propriedade dos itens transacionados forem transferidos para o comprador, (ii) for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para o Companhia, (iii) os custos associados puderem ser estimados de maneira confiável, (iv) não haja envolvimento contínuo com os itens vendidos, (v) o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável. A receita é medida líquida de devoluções de

vendas, abatimentos sobre vendas, descontos incondicionais e impostos e contribuições sobre vendas.

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

3.21- Receita financeira

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

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

3.22 – Riscos ambientais, socioambientais e trabalhistas

- **Riscos ambientais e socioambientais**

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

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

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

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

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

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

- **Risco trabalhista**

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

3.23- Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos

3.23.1 – Operação Lava Jato

Em resposta a investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras (controladora) e de sociedades de propósito específico (SPE) nas quais a Eletrobras detém participações acionárias minoritárias, em 2015, o Conselho de Administração da Empresa (CAE) decidiu por iniciar um procedimento investigativo, em face do risco de tais irregularidades apontadas poderem afetar alguns dos principais investimentos da Eletrobras.

Para conduzir a investigação foi contratado escritório de advocacia norte-americano, Hogan Lovells US LLP, com notória especialização em ações investigativas e instaurada a Comissão Independente de Gestão da Investigação (CIGI), composta de especialistas notórios e independentes, contratados para exercerem a supervisão do processo de investigação.

O procedimento investigatório seguiu os princípios adotados pela *Securities and*

Exchange Commission (SEC) e Department of Justice (DOJ), para procedimentos desta natureza, em vista de que, após 2008, quando a Eletrobras passou a ser listada na Bolsa de Valores de Nova York por meio de ADR's – American Deposit Receipts, tornou-se sujeita às leis norteamericanas que regulam o mercado de capitais, em especial, a toda a regulamentação fixada pelo U.S. Securities and Exchange Act, dentre ela a *Foreign Corrupt Practices Act* – FCPA que, em síntese, criminaliza os atos de corrupção, tais como o pagamento a funcionários de governos estrangeiros, partidos políticos, candidatos a cargos políticos estrangeiros em troca de vantagens comerciais ou econômicas.

No decorrer de 2015 e 2016, no âmbito da operação Lava Jato, as operações Radioatividade e Pripyat resultaram no indiciamento de 06 ex-executivos da Eletronuclear, bem como de outros envolvidos. Muito embora os processos ainda se encontrem em andamento, já foram proferidas sentenças condenatórias contra quatro desses ex-funcionários, ainda não transitadas em julgado. A Eletrobras vem cooperando com as autoridades no compartilhamento de informações levantadas pela investigação independente, participando, inclusive, como assistente de acusação contra os réus nestes processos criminais.

Visando facilitar e garantir o andamento das investigações, a administração da Companhia vem adotando as medidas de governança requeridas e/ou recomendadas pelo *Hogan Lovells* e pela Comissão Independente. Desde o início da investigação, a Eletrobras substituiu todo o seu Conselho de Administração, contratou um novo CEO e vem reforçando sua estrutura de compliance. Em meados de 2016, foi criada a Diretoria de Conformidade, responsável pela coordenação do programa de compliance e pelo gerenciamento de riscos na Companhia e nas suas subsidiárias.

No mesmo sentido, a Eletrobras revisou contratos específicos nos quais as investigações identificaram possíveis irregularidades tendo sido os mesmos suspensos, quando tais suspeitas se confirmaram.

Em relação aos empregados e diretores envolvidos nas situações identificadas pela investigação, a Eletrobras tomou medidas punitivas na esfera administrativa, incluindo a suspensão do contrato de trabalho e o desligamento dos envolvidos. Atualmente estão sendo estudadas as possibilidades jurídicas de responsabilização e ressarcimento da Companhia, frente aos ex-executivos e fornecedores acusados de corrupção, na esfera cível, tendo sido protocolado pela Eletronuclear, protesto judicial para interrupção da prescrição, em relação às empresas integrantes do Consórcio Angramon (Construtora Norberto Odebrecht S/A, UTC Engenharia S/A, Techint Engenharia e Construção S/A, Construtora Andrade Gutierrez S/A, Empresa Brasileira de Engenharia S/A - EBE, Construtora Queiroz Galvão S/A e Construções e Comércio Camargo Correa S/A), a fim de preservar o direito de ressarcimento, face aos potenciais prejuízos causados em decorrência de denúncias e investigações oriundas da "Operação Lava Jato".

Em outubro de 2016, a investigação independente completou uma etapa que tinha como objetivo identificar atos ilícitos que pudessem causar eventuais distorções significativas

nas demonstrações financeiras da Companhia, levando em consideração fatos e circunstâncias conhecidos até aquele momento. Nesta etapa foram considerados certos valores estimados como relacionados a ilícitos atribuídos pela investigação independente como oriundos da prática de cartel e propinas que teriam sido pagas, desde 2008, por certos empreiteiros e fornecedores contratados por subsidiárias e por algumas das SPEs nas quais a Eletrobras não é controlador majoritário.

A Eletronuclear registrou como baixa de custos capitalizados no ativo imobilizado o total de R\$ 141.313 representando valores estimados pagos indevidamente em períodos anteriores. Esse montante já havia sido reconhecido como *impairment* em períodos anteriores, ocasionando a reversão dessa provisão.

O resumo desses ajustes no balanço patrimonial e na demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 é o seguinte:

Achados da Investigação	31/12/2016
Angra 3	<u>(141.313)</u>
Balanço	31/12/2016
Ativo Imobilizado	
Custos	(141.313)
Provisão de Impairment	<u>141.313</u>
Demonstração de Resultado	31/12/2016
Achados da Investigação	141.313
Encargos de Impairment (Provisões Operacionais)	<u>(141.313)</u>

Em abril de 2017, em decorrência dos acordos de delação celebrados entre os executivos do principal grupo de construção do Brasil, Odebrecht, o Supremo Tribunal Federal solicitou que fossem iniciadas investigações sobre a conduta dos políticos que participaram desses acordos. Essas investigações referem-se exclusivamente aos indivíduos sobre os quais o Supremo Tribunal Federal tem jurisdição exclusiva. Além disso, outras investigações oficiais podem ser iniciadas contra indivíduos que estão sujeitos à jurisdição dos tribunais comuns.

Como não haviam informações suficientes que permitissem à Companhia determinar com razoável precisão os períodos específicos em que teriam ocorrido os pagamentos indevidos estimados, a Companhia entendeu que, após ter envidado esforços razoáveis, foi impraticável determinar os efeitos por períodos específicos anteriores relativos a tais pagamentos em suas demonstrações financeiras, tendo registrado o ajuste desses pagamentos indevidos e, portanto, incorretamente capitalizados, nos períodos em que tais informações relevantes chegaram ao conhecimento da Companhia.

Além de avaliar as possibilidades de ressarcimento face aos danos sofridos em razão de condutas ilícitas, praticadas tanto pelos empregados que contribuíram para o ilícito, quanto pelas empreiteiras contratadas, a Eletrobras vem implementando diversas ações

de governança e remediações.

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

A Eletrobras permanece com o contrato em vigor junto ao escritório norte-americano Hogan Lovells visando o encerramento das ações de investigação independente em curso com a consequente resolução do caso perante às autoridades norte-americanas. Adicionalmente, o atual contrato também prevê o acompanhamento das medidas de remediação, especialmente a implementação do programa de compliance, bem como as interações necessárias, com autoridades brasileiras e americanas, com vistas à resolução de ações de investigação

NOTA 4 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCO

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

DESCRIÇÃO	Mensuração	2017		2016	
		Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
Empréstimos e recebíveis					
Caixa e equivalentes de caixa	Custo Amortizado	1.064	1.064	15.323	15.323
Clientes	Custo Amortizado	359.210	359.210	266.715	266.715
Ativos financeiros mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado					
Títulos e Valores Mobiliários	Valor Justo	909.757	909.757	509.636	509.636
Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado					
Fornecedores	Custo Amortizado	942.967	942.967	1.085.172	1.085.172
Financiamentos e empréstimos	Custo Amortizado	8.556.538	8.556.538	7.718.830	7.718.830

Os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros, em 31 de dezembro de 2017, se aproximam do valor registrado nas Demonstrações Financeiras. A Companhia não realizou operações com derivativos.

4.1 - Fatores de risco

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

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a ELETRONUCLEAR está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A ELETRONUCLEAR, através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle, no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

A Companhia possui exposição aos seguintes riscos:

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

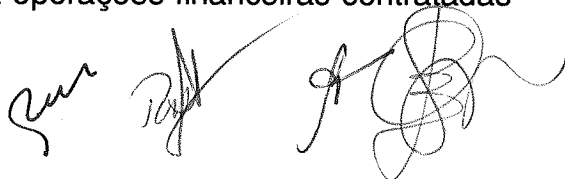
a) Riscos de mercado

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

a.1) Risco de taxa de câmbio

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

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



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

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

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FUNDO FINANCEIRO - 31 de Dezembro de 2016								
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	CENÁRIO PROVÁVEL		CENÁRIO POSSÍVEL		CENÁRIO REMOTO	
			CÂMBIO PROVÁVEL 2017	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO POSSÍVEL 2017	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO REMOTO 2017	PERDA ESTIMADA
Dólar Americano	(1.635)	(5.329)	3,4500	(312)	3,7950	(876)	3,5820	(527)
TOTAL		(5.329)		(312)		(876)		(527)

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

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

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR - 31 de Dezembro de 2016									
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	SALDO EM 31/12/2016	CENÁRIO I			CENÁRIO II		
				CÂMBIO PROVÁVEL 2017	SALDO PROVÁVEL R\$ MIL	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO MÉDIO 2015/2016	SALDO PROVÁVEL R\$ mil	PERDA ESTIMADA
Euro	(60.857)	(195.782)	(209.250)	3,5700	(217.258)	(8.008)	3,8444	(233.958)	(24.708)
Dólar Americano	(6.174)	(20.354)	(20.124)	3,4500	(21.302)	(1.178)	3,5820	(22.117)	(1.993)
TOTAL		(216.136)	(229.374)		(238.560)	(9.186)		(256.075)	(26.701)

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

a.2) Risco de juros

A Administração da ELETRONUCLEAR entende que a exposição a risco de juros não é significativa, visto que o maior montante dos empréstimos e financiamentos contratados estão indexados à UFIR (Unidade de Referência Fiscal) e TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) ou não possuem qualquer indexador, como é o caso do contrato de financiamento com a CAIXA ECONÔMICA FEDERAL, que possui taxa de juros fixa ao longo do contrato; enquanto os demais 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), foi mantida em 7,00% para o terceiro e quarto trimestres de 2017. O impacto para a ELETRONUCLEAR é suavizado pelo fato do contrato de financiamento com o BNDES prever que qualquer valor da TJLP que exceda o patamar de 6,00% ao ano é capitalizado ao saldo devedor. Além da taxa referente à TJLP, o contrato com o BNDES prevê o pagamento de um spread fixo de 1,72%.

Aproximadamente 8,5% do montante dos empréstimos e financiamentos contratados pela ELETRONUCLEAR estão indexados à taxa DI-Over, apurada pela CETIP, que registrou variação negativa de 12,5% durante o quarto trimestre de 2017, refletindo a trajetória de redução dos juros básicos da economia brasileira (Taxa Selic). Os prazos de vencimento dos contratos indexados à esta taxa são mais curtos que os demais contratos de financiamento da empresa. Além disso, apenas 0,4% da dívida total contratada está indexada à SELIC. Outra pequena fração de aproximadamente 0,6% do total da dívida da ELETRONUCLEAR está indexada ao IPCA.

Segue abaixo a exposição total do risco de juros:

EXPOSIÇÃO A RISCO DE JUROS							
FINANCIAMENTO E EMPRÉSTIMOS	Moeda	Indexador	Taxa Efetiva	31/12/2017		31/12/2016	
				Principal	Juros *	Principal	Juros *
ANGRAS 1 e 2:							
ELETOBRAS - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	R\$	UFIR	5,00%	306.164	94.471	335.704	116.874
ELETOBRAS - PSPE - ECF 3278	R\$	Taxa DI-Over	12,78%	42.106	1.546	66.667	4.381
ELETOBRAS - PSPE - ECR 286	R\$	Taxa DI-Over	12,78%	136.561	36.335	143.447	73.295
ELETOBRAS - INB - ECF 3284	R\$	Taxa DI-Over	16,13%	112.325	8.667	133.000	16.710
ELETOBRAS - PAE - ECF 3247	R\$	IPCA	7,83%	53.478	2.400	-	-
ANGRA 3:							
ELETOBRAS - RGR - ECF 2878	R\$	UFIR	5,00%	596.973	330.923	594.250	363.606
ELETOBRAS - ECR 286	R\$	Taxa DI-Over	12,78%	269.820	71.804	283.426	144.845
ELETOBRAS - ECF 3341	R\$	Taxa DI-Over	16,13%	162.154	37.334	-	-
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	R\$	TJLP	8,72%	3.616.475	3.507.509	3.462.173	3.217.792
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	R\$	SELIC	10,20%	15.766	812	18.165	1.590
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	R\$	SELIC	10,32%	18.199	1.222	-	-
CEF - Nº 0410.351-27/13	R\$	Sem indexador	6,70%	3.226.517	2.618.075	2.678.656	2.318.260
TOTAL				8.556.538	6.711.098	7.715.488	6.257.353

* 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 nas Notas 1 e 6, tem a totalidade da sua geração de energia elétrica, a partir de janeiro de 2013, comercializada através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN.

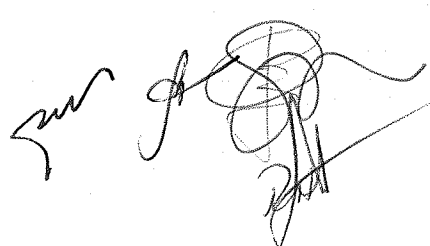
A Resolução Normativa nº 530, de 21 de dezembro de 2012, evidencia que apesar de o faturamento ser repassado pela CCEE, o risco de crédito final é da ELETRONUCLEAR. Dessa forma, a ELETRONUCLEAR monitora constantemente os possíveis efeitos e a eventual necessidade de contratação de instrumentos de proteção.

Até o quarto trimestre de 2017, não houve o registro de inadimplência por parte das distribuidoras.

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

PRINCIPAIS CONTAS SUJEITAS A RISCO DE CRÉDITO		
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 31/12/2017	SALDO EM 31/12/2016
Caixa e equivalentes de Caixa	1.064	15.323
Clientes - Venda de Energia	359.210	266.715
TOTAL	360.274	282.038

CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA 2017			
	COMPOSIÇÃO	SALDO	ATRASSO EM DIAS
1	Caixa	-	-
2	Banco	1.020	-
3	Fundo Fixo	44	-
	TOTAL	1.064	



CLIENTES 2017					
QTD	CONCESSIONÁRIAS	FATURAMENTO	PARCELA VARIÁVEL	TOTAL	ATRASO EM DIAS
1	Amazonas Distribuidora de Energia S.A	4.474	1.707	6.181	0
2	Ampla Energia e Serviços S.A.	7.408	2.826	10.234	0
3	CEB Distribuição S.A.	4.595	1.753	6.348	0
4	Celesc Distribuição S.A.	13.303	5.074	18.377	0
5	CELG Distribuição S.A.	8.357	3.187	11.544	0
6	CEMIG Distribuição S.A.	20.315	7.749	28.063	0
7	Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	2.148	819	2.968	0
8	Centrais Elétricas do Pará S.A.	5.294	2.019	7.314	0
9	Companhia de Eletricidade do Acre	642	245	887	0
10	Companhia de Eletricidade do Amapá	715	273	988	0
11	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	12.357	4.714	17.071	0
12	Companhia Energética de Alagoas	2.363	901	3.264	0
13	Companhia Energética de Pernambuco	8.354	3.186	11.540	0
14	Companhia Energética do Ceará	7.092	2.705	9.797	0
15	Companhia Energética do Maranhão	3.852	1.469	5.322	0
16	Companhia Energética do Piauí	2.074	791	2.865	0
17	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	3.413	1.302	4.714	0
18	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	6.448	2.459	8.908	0
19	Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP)	74	28	102	0
20	Companhia Jaguarí de Energia	359	137	497	0
21	Companhia Leste Paulista de Energia	221	84	305	0
22	Companhia Luz e Força Mococa	170	65	235	0
23	Companhia Luz e Força Santa Cruz	726	277	1.003	0
24	Companhia Paulista de Força e Luz	17.116	6.529	23.645	0
25	Companhia Piratininga de Força e Luz	7.503	2.862	10.365	0
26	Companhia Sul Paulista de Energia	300	114	415	0
27	COPEL Distribuição S.A.	19.285	7.356	26.641	0
28	DME Distribuição S.A. - DMED	325	124	449	0
29	EDP São Paulo Distribuição de Energia S. A. (BANDEIRANTE)	7.720	2.945	10.665	0
30	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	9.960	3.799	13.759	0
31	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	30.799	11.748	42.547	0
32	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	82	31	113	0
33	Energia Tocantis - Distribuidora de Energia S. A.	1.278	488	1.766	0
34	Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A.	522	199	722	0
35	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	4.527	1.727	6.253	0
36	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	3.108	1.185	4.293	0
37	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia. S.A.	901	344	1.245	0
38	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	2.796	1.067	3.863	0
39	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	2.078	793	2.870	0
40	Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A.	857	327	1.185	0
41	Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A. (ENERGISA BR)	555	212	767	0
42	Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A. (ENERGISA NA)	436	166	602	0
43	Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A. (ENERGISA VP)	669	255	924	0
44	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	4.956	1.891	6.847	0
45	Força e Luz Coronel Vivida Ltda. (FORCEL)	35	13	49	0
46	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	179	68	247	0
47	Light Serviços de Eletricidade S.A.	16.382	6.249	22.631	0
48	RGE Sul Distribuidora de Energia S. A. (RGE SUL)	6.658	2.540	9.198	0
49	Rio Grande Energia S.A.	6.188	2.360	8.548	0
50	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda. (UHENPAL)	55	21	76	0
TOTAL		260.027	99.183	359.210	

c) Risco de liquidez

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

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

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

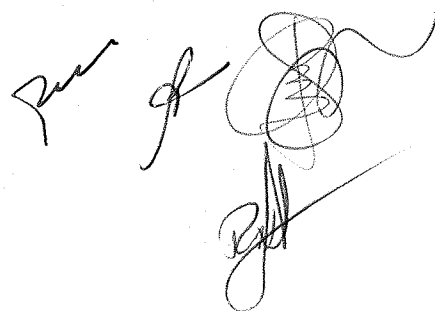
- Índices de liquidez:

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

- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto prazo, aponta um índice de liquidez corrente de 0,79 (0,68 em 31 de Dezembro de 2016) e

- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto e de longo prazo, revela um índice de liquidez geral de 0,20 (0,19 em 31 de Dezembro de 2016).

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, com entrada em operação e consequente início de receita previstas para 01 de janeiro de 2025.



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

PASSIVOS FINANCEIROS POR VENCIMENTO				
DESCRITIVO	R\$ MIL			
	Menos de um ano (ii)	Entre um e dois anos (ii)	Entre dois e cinco anos (ii)	Acima de cinco anos (ii)
Em 31 de dezembro de 2016 (i)				
- Empréstimos	687.597	709.621	2.530.234	10.402.555
- Fornecedores (iii)	948.635	68.268	68.269	-
TOTAL	1.636.232	777.889	2.598.503	10.402.555
Em 31 de dezembro de 2017 (i)				
- Empréstimos	1.032.704	958.296	2.660.151	10.294.761
- Fornecedores (iii)	471.483	471.484	-	-
TOTAL	1.504.187	1.429.780	2.660.151	10.294.761

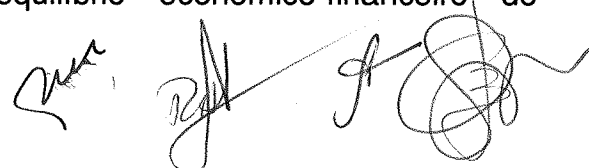
(i) Como os valores incluídos na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratuais, esses não serão conciliados com os valores divulgados no balanço patrimonial para empréstimos e fornecedores.

(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.

- Redução do Patrimônio Líquido (Passivo a descoberto)

Face ao passivo a descoberto decorrente do saldo de prejuízos acumulados da ELETRONUCLEAR, provocados essencialmente pelo aumento progressivo do valor do *Impairment*, e, ainda, pelo registro de provisão passiva adicional por contrato oneroso, ambos relacionados diretamente ao empreendimento de Angra 3 (ver nota 14 c.3), desperta-se um risco financeiro quanto à leitura do endividamento da Companhia junto ao seu acionista, o que pode acarretar em dificuldades para a tomada futura de financiamentos para a continuidade do empreendimento Angra 3. Entretanto, a administração da Companhia entende que resolvida a questão das iniciativas previstas no Plano de Ação para a viabilidade econômica e financeira, e, com a consequente retomada do empreendimento Angra 3 em sua plenitude, conforme elucidado na nota 14 g, ficariam atendidas as condições necessárias para que o BNDES e a CAIXA ECONÔMICA FEDERAL possam efetuar novos aditamentos aos contratos de empréstimos, hoje existentes, de forma a garantir o financiamento restante para a consecução do empreendimento, bem como na possibilidade de redução ou reversão dos valores registrados como *Impairment* e de provisão passiva por contrato oneroso. Eventualmente e, na hipótese de serem encontradas outras soluções de continuidade, estas, igualmente, terão como pilares o reequilíbrio econômico-financeiro do empreendimento Angra 3.



d) Risco operacional

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

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

A receita fixa das Usinas Angra 1 e 2 é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, através do modelo PRORET – Módulo 6 – Submódulo 6.7, com reajustes inflacionários anuais e revisões tarifárias trienais. A receita fixa de 2017 foi definida pela Resolução Homologatória nº 2.193 de 16.12.2016 (DOU 21.12.2016), no montante de R\$ 3.087.989.

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

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

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

Esse regime de comercialização determina o fornecimento de uma quantidade de energia firme a uma tarifa regulada. Tal tarifa encontra-se em fase de revisão no MME/ANEEL, de modo que possa incluir a totalidade dos custos necessários a tornar o empreendimento com retorno assegurado.

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 Empresa 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 empresa 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. Atualmente, gestões estão sendo efetuadas pela administração da companhia para que novas extensões de suspensões consensuais sejam viabilizadas, de forma a serem preservadas a continuidade dos contratos então vigentes.

Importante frisar que, em 10.01.2017, foi sancionada, pelo Presidente da República, a Lei nº 13.414 (DOU de 11.01.2017), onde foi estimada a receita e fixadas as despesas da União para o exercício financeiro de 2017, nela incluindo em seu inciso III, do artigo 1º, o Orçamento de Investimento das empresas em que a União, direta ou indiretamente, detém a maioria do capital social com direito a voto, incluindo-se na mesma, a aprovação de dotação e execução orçamentária para a ação de Investimento no projeto de “Implantação da Usina Termonuclear de Angra III”, pertencente à ELETRONUCLEAR, a qual se compreende que, após avaliação da Comissão Mista de Planos, Orçamentos Públicos e Fiscalização do Congresso Nacional, bem como pelo plenário do Congresso Nacional, a obra de “Implantação da Usina Termonuclear de Angra III” está apta a manter sua execução física, orçamentária e financeira, excetuando-se contratos de nºs 4500146846 (Serviços de engenharia do Pacote Eletromecânico 2) e 4500160692 (Serviços técnicos especializados de engenharia relativos ao Pacote Civil 2) listados, no Anexo VI, da referida Lei nº 13.414, como subtítulos relativos a obras e serviços com Índícios de Irregularidades Graves – IGP.

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 vêm conduzindo iniciativas para a implantação de um Plano de Ações para o equacionamento das condições necessárias à plena retomada e conclusão do empreendimento.

Este Plano de Ações visou a atender, entre outros, à condição requerida pelo BNDES, para a suspensão do início do pagamento do principal da dívida e a suspensão parcial do pagamento dos juros em seu contrato de financiamento, cujo desfecho será mencionado na nota 17.

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

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

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

A ELETRONUCLEAR, juntamente com sua *holding* Eletrobras, vêm participando de um fórum que analisa alternativas de cenários para a viabilização do Empreendimento, tendo como demais componentes o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Fazenda, o Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, o BNDES e a Caixa Econômica. Várias soluções estão sendo estudadas na esfera superior no sentido de que as necessidades econômicas e de ordem conjuntural possam ser viabilizadas para a retomada do projeto de construção da usina.

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

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

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

É importante destacar que a tarifa inicial de R\$ 148,65/MWh, base setembro de 2009 e homologada em 2010, não trouxe equivalência com o custo do serviço da Usina Angra 3.

4.2 - Gestão de capital

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

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

A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazo, conforme demonstrado no balanço patrimonial),

subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de curto prazo.

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

Os índices de alavancagem financeira podem ser assim sumariados:

ÍNDICE DE ALAVANCAGEM FINANCEIRA		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Total dos financiamentos e empréstimos (Nota 17a)	8.556.538	7.718.830
(-) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5a)	(1.064)	(15.323)
(-) Títulos e val. mobiliários de curto prazo (Nota 5b)	(277.951)	(14.921)
Dívida líquida	8.277.523	7.688.586
Total do patrimônio líquido	(5.147.539)	(4.511.861)
Total do capital total	3.129.984	3.176.725
Índice de alavancagem financeira - %	2,64	2,42

4.3 - Estimativa do valor justo

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

Valor justo hierárquico

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

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

Em 31 de dezembro de 2017, a classificação por Nível Hierárquico apresenta-se da seguinte forma para os instrumentos financeiros valorizados a valor justo:

INSTRUMENTOS FINANCEIROS					
DESCRITIVO	R\$ MIL				
	Nível 1		Nível 2		Total
	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	
Títulos e valores mobiliários de curto prazo	14.921	14.921	-	-	14.921
Títulos e valores mobiliários de longo prazo	494.715	494.715	-	-	494.715
Total de ativos em 31/12/2016	509.636	509.636	-	-	509.636
Títulos e valores mobiliários de curto prazo	277.951	277.951	-	-	277.951
Títulos e valores mobiliários de longo prazo	631.806	631.806	-	-	631.806
Total de ativos em 31/12/2017	909.757	909.757	-	-	909.757

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, em 25 de maio de 2005, as aplicações financeiras resultantes das receitas próprias das empresas públicas e das sociedades de economia mista, integrantes da Administração Federal Indireta, somente podem ser efetuadas por intermédio da Caixa Econômica Federal, do Banco do Brasil S.A. ou por instituição integrante do conglomerado financeiro por eles liderados.

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

a) Caixa e equivalentes de caixa

CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Caixa e bancos	1.064	15.323
SALDO	1.064	15.323

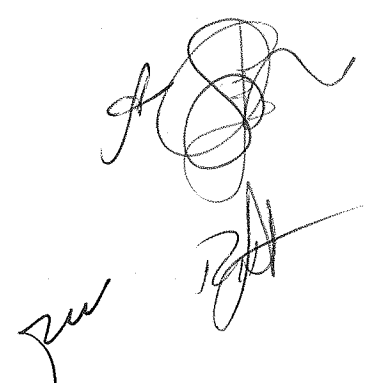
b) Títulos e valores mobiliários de curto prazo

TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Investimento em renda fixa:		
* BB Extramercado FAE 2	94.181	14.352
** Fundo de Investimento Caixa Extramercado VI IRF-M 1 RF: FINANCIAMENTO	183.770	569
TOTAL	277.951	14.921

* Rentabilidade no ano de 2017: 11,04% e 12,58% nos últimos 12 meses

** Rentabilidade no ano de 2017: 10,98% e 12,51% nos últimos 12 meses

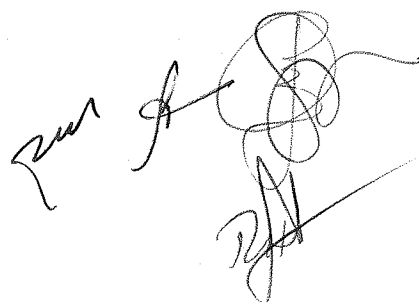
Em 2017, houve aplicação em títulos e valores mobiliários de curto prazo no valor de R\$ 1.123.000, rendimento bruto de R\$ 14.567, resgate de recursos, incluso IRRF e pagamento de IOF, no montante R\$ 874.455.



NOTA 6 – CLIENTES

CLIENTES - CONTAS A RECEBER		
BALANÇO	R\$ MIL	
	Ativo Circulante 31/12/2017	Ativo Circulante 31/12/2016
Energia contratada	257.332	238.506
Inadimplência	-	6.235
(-) Desvio negativo 2015	-	(7.139)
Desvio positivo 2016	2.695	32.338
Desvio positivo 2017	99.183	-
(-) Perdas Estimadas Créditos de Liq. Duvidosa	-	(3.225)
TOTAL	359.210	266.715

- a) O faturamento da Companhia é realizado, mensalmente, com base na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN. Até 31 de dezembro de 2017, não houve inadimplência por parte das distribuidoras.
- b) No exercício de 2016, foi apurado um desvio positivo no valor total de R\$ 32.338, para faturamento em doze parcelas iguais a partir do mês de fevereiro de 2017. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo a receber das distribuidoras participantes do Sistema Interligado Nacional – SIN, referente a este desvio, é de R\$ 2.695.
- c) O desvio positivo (reembolso) de R\$ 99.183, provisionados em dezembro de 2017, é em decorrência de a energia fornecida ter sido maior que a energia garantida para 2017. Ele corresponde a 50% do montante apurado e valorado ao PLD médio do ano de 2017 e deverá ser cobrado a todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN em doze parcelas, no período de fevereiro de 2018 a janeiro de 2019.



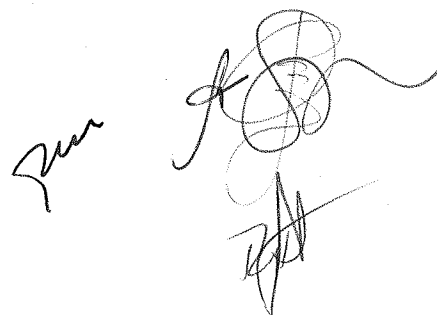
NOTA 7 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS – ATIVO

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE	
	31/12/2017	31/12/2016
IRRF sobre aplicações financeiras	570	3.334
IRRF sobre serviços prestados a terceiros	-	2.461
CSLL retida sobre serviços prestados a terceiros	-	2.020
Saldo de antecipações de IRPJ	4.554	85.713
Saldo de antecipações de CSLL	1.431	30.908
FGTS a Recuperar	-	131
Créditos fiscais PASEP e COFINS	885	8.024
PASEP e COFINS Compensáveis Recolhidos a maior	17.259	-
Outros	128	110
TOTAL	24.827	132.701

NOTA 8 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

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

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

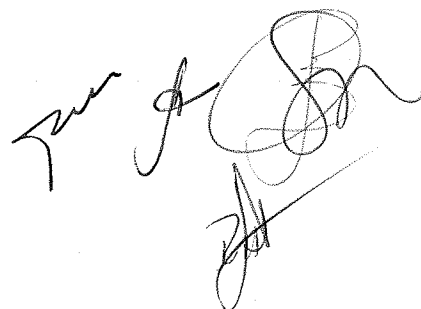


A amortização do combustível nuclear ocorre pela perda do potencial de energia térmica dos elementos, o que proporciona a geração de energia elétrica. A amortização não é linear, não havendo geração de energia, não há amortização.

COMBUSTÍVEL NUCLEAR		
BALANÇO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Concentrado de urânio	194.047	50.965
Elementos prontos	5.076.097	4.876.285
Serviços em curso	318.732	100.803
Consumo Acumulado	(4.292.716)	(3.897.048)
TOTAL	1.296.160	1.131.006
Ativo circulante	465.152	455.737
Ativo não circulante	831.008	675.269
TOTAL	1.296.160	1.131.006

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

MOVIMENTAÇÃO DOS ELEMENTOS PRONTOS				
BALANÇO	R\$ MIL			
	SALDO EM 31/12/2016	ADIÇÕES	BAIXA	SALDO EM 31/12/2017
Ativo circulante	455.737	9.415	-	465.152
Ativo não circulante	4.420.549	190.396	-	4.610.945
TOTAL BRUTO	4.876.286	199.811	-	5.076.097
Consumo acumulado	(3.897.048)		(395.668)	(4.292.716)
VALOR LÍQUIDO	979.238	199.811	(395.668)	783.381



NOTA 9 – ALMOXARIFADO

O saldo do almoxarifado é composto por materiais utilizados para consumo, nos montantes de R\$ 67.180 (R\$ 64.136, em 31 de dezembro de 2016) das usinas no curto prazo, assim como, os adiantamentos efetuados a fornecedores para a aquisição dos correspondentes materiais, nos montantes de R\$ 16.151 (R\$ 15.111, em 31 de dezembro de 2016), totalizando R\$ 83.331 (R\$ 79.247, em 31 de dezembro de 2016).

NOTA 10 – OUTROS ATIVOS

OUTROS ATIVOS	R\$ MIL		R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE		ATIVO NÃO CIRCULANTE	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Prêmios de seguros	15.055	14.147	-	-
Partes relacionadas	31.240	38.550	1.289	1.289
Adiantamentos a fornecedores	5.006	3.450	-	-
INEPAR - multa contratual	4.141	4.141	-	-
Desativações em curso	2.302	2.302	-	-
Devedores diversos	23.015	16.818	-	-
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(16.613)	(9.324)	-	-
TOTAL	64.146	70.084	1.289	1.289

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

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

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

De acordo com a determinação do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, as atribuições pelas atividades de instituir e viabilizar o fundo, para fazer face ao efetivo

descomissionamento das usinas nucleares Angra 1 e 2, ao final da vida útil econômica das referidas usinas, foram atribuídas à Eletrobras.

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

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

Anualmente, a Eletrobras estabelece o montante a ser recolhido ao fundo financeiro do Banco do Brasil para o descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2, considerando como base de cálculo, a parcela considerada pela ANEEL, na receita fixa das mencionadas usinas. Para o exercício de 2017, o valor fixado para depósito foi o montante R\$ 62.890.

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

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

FUNDO DE DESCOMISSIONAMENTO		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Conta-corrente	-	4
Dólar Comercial Futuro	(1.316)	(5.338)
LTN	468.950	321.758
NTNF	46.224	176.396
Operações Compromissadas	117.963	1.908
Outros	(15)	(13)
TOTAL	631.806	494.715

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

Em dezembro de 2017, o fundo apresenta um ganho financeiro de R\$ 48.546 (Nota 30), (perda financeira de R\$ 53.638, em 31 de dezembro de 2016), em função da carteira do Fundo Financeiro do Banco do Brasil para descomissionamento conter título vinculado à variação da moeda dólar norte-americano, sem saldo final representativo, porém com forte movimentação durante o período. Em 2017, foram aplicados R\$ 89.385 no fundo para descomissionamento.

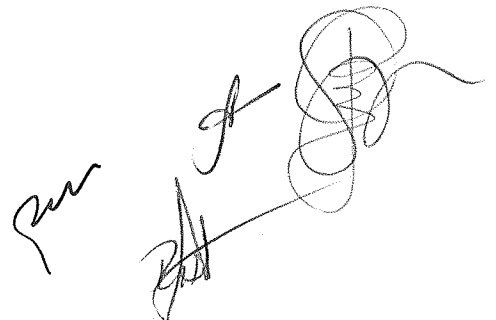
Abaixo, apresentamos o quadro da composição do fundo para descomissionamento:

FUNDO FINANCEIRO PARA O DESCOMISSIONAMENTO		
DESCRIÇÃO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Parcelamento quotas de 2005/2006/2007	102.365	88.530
Quotas de 2008 a 2016	270.995	208.105
Total de quotas recolhidas	373.360	296.635
Planos de Recolhimentos Adicionais	28.011	17.693
Aplicação do IRRF	2.342	-
Ganhos líquidos auferidos acumulados	228.093	180.387
Patrimônio líquido do fundo	631.806	494.715
Saldo da Carteira de Aplicativos do Fundo	631.806	494.715

NOTA 12 – DEPÓSITOS VINCULADOS

a) Composição

DEPÓSITOS VINCULADOS		
COMPOSIÇÃO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Depósitos judiciais		
Contingências trabalhistas	26.047	21.441
Contingências cíveis	1.143	196
Contingências tributárias	28.233	32.629
	55.423	54.266
Outros depósitos	130	125
Atualização monetária sobre os depósitos judiciais	33.080	34.155
TOTAL	88.633	88.546



b) Movimentação

MOVIMENTAÇÃO DOS DEPÓSITOS VINCULADOS				
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 31/12/2016	31/12/2017		
		Baixas	Inclusões	SALDO
Depósitos judiciais	54.265	(7.166)	8.324	55.423
Outros depósitos	125	-	5	130
Atualização monetária s/depósitos judiciais	34.156	(6.375)	5.299	33.080
TOTAL	88.546	(13.541)	13.628	88.633

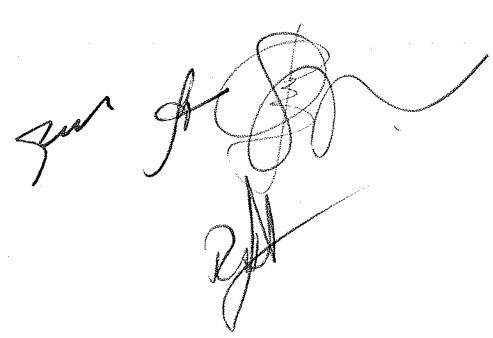
NOTA 13 – ATIVOS FISCAIS DIFERIDOS SOBRE PREJUÍZOS FISCAIS

A Companhia possui prejuízo fiscal no montante de R\$ 900.062 (R\$ 981.046 em 31 de dezembro de 2016) e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 1.113.459 (R\$ 1.194.361 em 31 de dezembro de 2016).

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

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

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

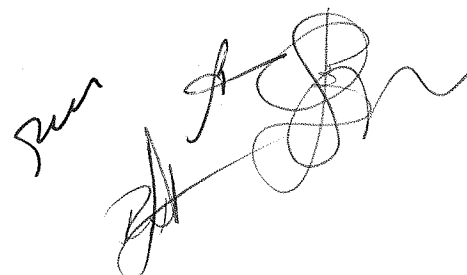


NOTA 14 – IMOBILIZADO

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

a) Composição do saldo do imobilizado

DESCRITIVO	% taxa anual de depreciação	IMOBILIZADO			
		31/12/2017			31/12/2016
		Custo	Depreciação e amortização acumuladas	Valor Líquido	Valor Líquido
EM SERVIÇO					
Terrenos		34.380	-	34.380	34.446
Ed.Obras Cívis Benfeitorias		1.536.796	(892.146)	644.650	678.377
Máquinas e Equipamentos - Inst.Fixas		8.432.667	(3.860.638)	4.572.029	3.894.960
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		137.839	(91.924)	45.915	61.319
Veículos		12.985	(9.287)	3.698	3.248
Móveis e Utensílios		21.745	(12.734)	9.011	9.709
Angras 1 e 2	3,3	10.176.412	(4.866.729)	5.309.683	4.682.059
EM CURSO					
Terrenos		-	-	-	0,00
Ed.Obras Cívis Benfeitorias		47.683	-	47.683	55.043
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		182.018	-	182.018	150.720
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		4.596	-	4.596	4.021
Veículos		683	-	683	1.229
Móveis e Utensílios		158	-	158	167
A Ratear		333.822	-	333.822	287.400
Transf/fab e rep/mat em processo		3.002	-	3.002	3.002
Compras em andamento		1.472	-	1.472	1.330
Adiantamento a fornecedores		36.411	-	36.411	30.141
Angras 1 e 2		609.845	-	609.845	533.053
Terrenos		115	-	115	115
Ed.Obras Cívis Benfeitorias		1.552.115	-	1.552.115	1.541.736
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		1.404.246	-	1.404.246	1.295.838
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		-	-	-	-
Veículos		-	-	-	-
Móveis e Utensílios		-	-	-	-
A Ratear		4.835.880	-	4.835.880	4.054.322
Transf/fab e rep/mat em processo		-	-	-	-
Compras em andamento		105.761	-	105.761	97.255
Adiantamento a fornecedores		2.002.236	-	2.002.236	1.960.127
Angra 3		9.900.353	-	9.900.353	8.949.393
Impairment Angra 3		(9.900.353)	-	(9.900.353)	(8.949.393)
Total Angra 3		-	-	-	-
Angras 1, 2 e 3		609.845	-	609.845	533.053
TOTAL		10.786.257	(4.866.729)	5.919.528	5.215.112



b) Movimentação do imobilizado

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

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

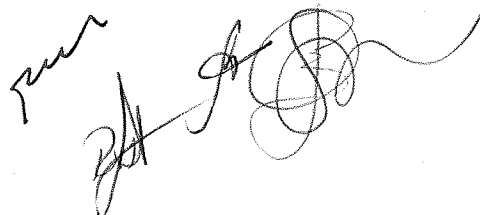
MOVIMENTAÇÃO DO IMOBILIZADO EM 2016 - R\$ MIL							
DESCRITIVO	SALDO EM 31/12/2015	ADIÇÕES / DEPRECIACÃO	ENCARGOS FINANCEIROS E RENDIMENTOS CAPITALIZADOS	DEPRECIACÃO CAPITALIZADA	TRANSF. PARA SERVIÇO	BAIXAS / OUTROS	SALDO EM 31/12/2016
Em curso	8.141.699	947.389	560.081	879	(25.686)	(603)	9.623.759
Achados da investigação	-	-	-	-	-	(141.313)	(141.313)
Impairment Angra 3	(6.063.454)	(2.885.939)	-	-	-	-	(8.949.393)
Em serviço: custo	8.933.609	-	-	-	25.686	182.969	9.142.264
Depreciação	(4.070.201)	(389.151)	-	(879)	-	26	(4.460.205)
Total em serviço	4.863.408	(389.151)	-	(879)	25.686	182.995	4.682.059
TOTAL BRUTO	6.941.653	(2.327.701)	560.081	-	-	41.079	5.215.112
Obrigações especiais	(23)	-	-	-	-	23	-
Depreciação	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	6.941.630	(2.327.701)	560.081	-	-	41.102	5.215.112

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 vinculada à concessão. O valor em uso é avaliado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

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

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



c.2) Taxa de desconto

A taxa de desconto (após os impostos), para as Usinas Angra 1 e 2 - foi utilizada a taxa específica para o segmento de geração de 5,88%, 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 2017, de 5,39 % (5,41% na base dezembro 2016). Nesses cálculos foram utilizados, além dos parâmetros tradicionais, conforme Informação Técnica Eletrobras DFPP 005/2017, de 09/10/2017, o beta calculado pela ANEEL, conforme Nota Técnica ANEEL 381/2012, alavancando a estrutura de capital do projeto. A opção do beta utilizado pela ANEEL consiste no fato de que nenhuma empresa de geração de energia elétrica com capital aberto no Brasil possui ativos de geração de energia nuclear, ao contrário da amostra de empresas utilizada no cálculo do beta pela ANEEL, que considera empresas americanas com o mínimo de duas plantas nucleares de geração de energia.

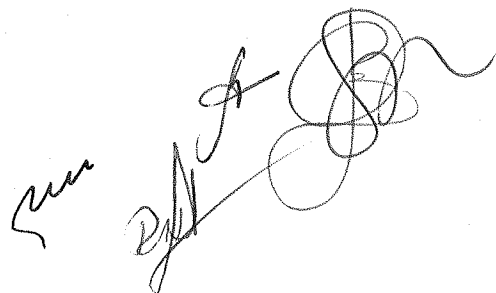
c.3) Registro do *Impairment*

Os eventos e as circunstâncias que levaram ao reconhecimento da perda por desvalorização do ativo relacionado à usina Angra 3 foram:

Durante o exercício de 2017, o empreendimento sofreu alteração cronológica na expectativa de sua conclusão, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para 01 de janeiro de 2025, aprovada em reunião da Diretoria Executiva, conforme RDE 1379.007/17 de 14 de novembro de 2017. Até então, a previsão de data de entrada em operação da usina era 01 de janeiro de 2024.

Nesse mesmo período, o orçamento total do projeto foi atualizado para a base dezembro de 2017, de modo a refletir a realidade do projeto, além da reprogramação de atividades devido ao novo cronograma da obra. Essa alteração foi também aprovada, conforme RDE 1390.008/18 de 23 de janeiro de 2018.

Tendo em vista a utilização de um câmbio fixo para avaliação dos custos em moeda estrangeira na elaboração desse orçamento direto, foi necessário proceder a um ajuste adicional nos valores a realizar de 2018 a 2024 dos contratos externos, considerando um diferencial de câmbio projetado. Esse procedimento acrescentou o valor de R\$ 181,4 milhões no orçamento de custos diretos aprovado, que passou de R\$ 20.859,4 milhões para R\$ 21.050,8 milhões.



A taxa de desconto de 5,39 % utilizada no teste de *impairment* em 31 de dezembro 2017, foi calculada pela metodologia WACC (Weighted Average Cost of Capital ou Custo Médio Ponderado de Capital), considerando os parâmetros tradicionais e usualmente utilizados no mercado, conforme Informação Técnica Eletrobras DFPP 005/2017, de 09/10/2017. A taxa de desconto, utilizada no teste de *impairment* de dezembro de 2016 foi de 5,41%.

Os custos a realizar até o término da construção, prevista para 01 de janeiro de 2025, foram adicionados ao fluxo de caixa do empreendimento como "CAPEX" durante os períodos de anos de realização de janeiro de 2018 a dezembro de 2024. A partir daí, o fluxo de caixa segue com a projeção de resultado do empreendimento até dezembro de 2064.

Foi desenvolvido um fluxo de caixa, a partir dos valores do resultado projetado a partir de janeiro de 2025, a preços de dezembro de 2017, durante a vida útil econômica da usina em análise. O prazo estimado é de 40 anos, por sua semelhança à Usina Angra 2, que dispõe de licença de operação nesse prazo. Esse prazo é considerado razoável ou mesmo conservador perante a expectativa conhecida de vida operacional desse tipo de instalação.

Os valores anuais obtidos no fluxo de caixa descontado foram acumulados, ano a ano, para serem comparados com o saldo do Ativo Imobilizado recuperável, representado pelo custo contábil realizado até 31 de dezembro de 2017.

A análise elaborada pela Companhia apurou um Valor Presente Líquido (VPL) negativo no valor de R\$ 11.289.195 para o empreendimento, determinando um registro negativo total no resultado findo em 31 de dezembro de 2017, de R\$ 989.562.

A contabilização de provisão para perda por *impairment* limita-se ao total do ativo realizado R\$ 9.900.353, e, considerando as provisões para perda por *impairment* acumuladas até dezembro de 2016 de R\$ 8.949.393, a baixa complementar no imobilizado em 2017 foi de R\$ 950.960 contra o resultado do período.

Após ter zerado o imobilizado, ainda existe um excesso de expectativa de perda até o final da vida útil da usina. Isto significa que a Empresa terá um déficit de R\$ 1.388.843 (R\$ 1.350.241 em 31 de dezembro de 2016) acima do valor já investido. Nesse caso, fica configurado que trata-se de um contrato oneroso e cuja legislação contábil prevê um registro adicional de perda no resultado, além do *impairment*.

Considerando o saldo de provisão para perda por contrato oneroso em dezembro de 2016 no valor de R\$ 1.350.241, foi realizado um complemento líquido de R\$ 38.602, ficando o exercício de 2017 com o valor de R\$ 1.388.843.

Portanto, os registros contábeis no resultado de 2017 totalizam o valor líquido de R\$ 989.562, compostos por baixa no imobilizado de R\$ 950.960 e complemento de provisão de contrato oneroso de R\$ 38.602.

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

c.4) Tarifa

A receita calculada para o teste de *impairment* de dezembro de 2017, teve base na tarifa contratual de 2009, R\$ 148,65 / MWh, devidamente ajustada pelos índices estabelecidos contratualmente. Esse procedimento é o mesmo padrão que vem sendo utilizado desde o início dessa avaliação. Em dezembro de 2017, a tarifa ajustada representa R\$ 244,51/MWh. A tarifa a ser praticada pela Usina Angra 3 foi instituída quando da assinatura do fornecimento da energia da usina em 2009, e foi regulamentada através da Portaria MME 980/2010, com o valor original de R\$ 148,65 / MWh.

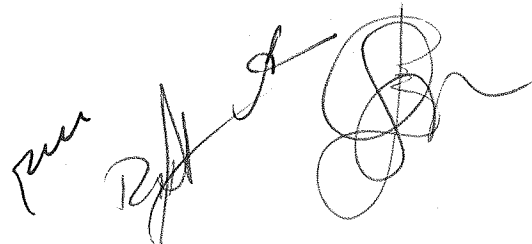
A base utilizada na ocasião para o cálculo dessa tarifa, não teve equivalência com o custo do serviço da usina, assim como, também, não foi compatível com a média praticada nos leilões de térmicas da ocasião, e, portanto, encontra-se em um patamar distinto e inferior ao seu seguimento e não proporcionando o equilíbrio econômico financeiro do empreendimento.

Conforme detalhado na nota 4.1.d, a ELETRONUCLEAR, juntamente com sua *holding* Eletrobras, vêm participando de um fórum que analisa alternativas de cenários para a viabilização do Empreendimento, tendo como componentes diversos órgãos superiores envolvidos com o empreendimento.

c.5) Sinergia

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

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



d) Licenciamento das usinas Angra 1 e 2

As usinas nucleares são submetidas a dois processos de licenciamento: Licenciamento Ambiental, de competência do 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 n° 124/2010 – CGRC/CNEN, de 09/08/2010 e a Usina Angra 2 possui a Autorização para Operação Permanente (AOP), concedida pela Resolução CNEN n.º 106/2011, válida por 30 anos a partir de 15/06/2011.

Em 12 de março de 2014, o IBAMA emitiu a Licença de Operação n° 1217/2014, que autorizou a operação das Usinas Angra 1 e 2, válida por 10 anos.

e) Interpretação Técnica ICPC 12 – Mudanças em Passivos

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

A taxa de desconto atual para ajuste a valor presente é de 5,88 % ao ano, estabelecida para aplicação por todas as Empresas do Sistema Eletrobras.

f) Pronunciamento Técnico CPC 27 – Sobressalentes no Imobilizado

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

g) Empreendimento Angra 3

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

*Informação não auditada por auditoria independente

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

O empreendimento Angra 3 sofreu alteração cronológica por eventos operacionais relacionados aos contratos de montagem eletromecânica e obras civis, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para 01 de janeiro de 2025, conforme aprovado pela Diretoria Executiva, nos termos da RDE 1379.007/17, de 14 de novembro de 2017.

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

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

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

Os aportes de capital por parte do parceiro devem ocorrer na forma de bens e serviços (construção civil, montagem eletromecânica e fornecimentos não contratados), a serem integralizados à medida de sua incorporação à obra.

A alternativa de criação de uma sociedade mantém ainda a necessidade de um sócio investidor que garanta a parcela de capital próprio remanescente para a ELETRONUCLEAR ser majoritária na mencionada sociedade, garantindo assim a operacionalização da mesma sem contestação de constitucionalidade, visto que a ELETRONUCLEAR é delegada pela União para operação e manutenção de usinas nucleares no Brasil.

g.1) Impactos da Investigação

Os relatórios finais da Investigação Independente, que foram aprovados pela Comissão Independente, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, todos da Eletrobras, incluem descobertas que determinaram registros em 30 de setembro de 2016, conforme permitido pelo CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

Conforme divulgado na nota explicativa 3.23.1, a Companhia registrou uma baixa de custos capitalizados no ativo imobilizado no total R\$ 141.313, e, adicionalmente, também

foi efetuada reversão das perdas por *impairment*, registrada anteriormente no ativo imobilizado, no valor de R\$ 141.313, de forma a não haver impacto no resultado líquido do período.

Nos termos da legislação do imposto de renda brasileiro, valores relativos a atos ilícitos não são dedutíveis e, por conseguinte, o ajuste não tem qualquer impacto no imposto de renda. Além disso, como as descobertas da Investigação Independente referem-se a ativos em construção, não há impacto nas despesas com depreciação.

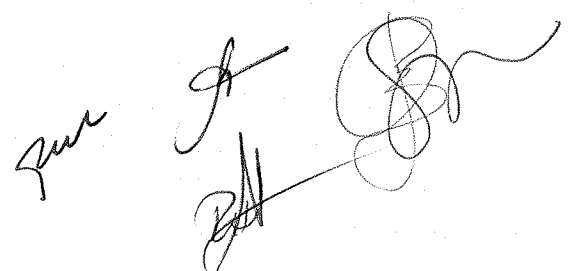
A empresa não recuperou e não pode estimar neste momento os valores recuperáveis que foram potencialmente pagos em excesso. Se quaisquer valores atribuíveis à propina, licitação fraudulenta ou qualquer outro tipo de superfaturamento se tornarem recuperáveis, seu recebimento for praticamente certo ou se foram de fatos recebidos, serão reconhecidos em nossas demonstrações financeiras.

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



NOTA 16 – FORNECEDORES

- a) 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.
- b) Também está composta nessa rubrica, a provisão do valor de R\$ 223.180 (R\$ 204.805, em 31 de dezembro de 2016), a ser pago à FURNAS. Essa provisão, entendida como devolução líquida à FURNAS de faturamento a maior, decorre do seguinte:
- 1) Diferença a favor de FURNAS entre as tarifas provisórias, que deram base ao faturamento da ELETRONUCLEAR de 2010, 2011 e 2012, e as tarifas definitivas recentemente, divulgadas pela Resolução Homologatória nº 1.585, de 13 de agosto de 2013, a crédito desta rubrica, no valor de R\$ 211.060;
 - 2) Complemento de faturamento realizado pela ELETRONUCLEAR no período de 2005 a 2012, a débito desta rubrica, referente às diferenças das perdas na transmissão no valor de R\$ 73.468;
 - 3) Atualização monetária de R\$ 45.490 e juros de R\$ 40.098 a crédito desta rubrica.
- c) A variação cambial destacada refere-se à atualização das faturas em moedas estrangeiras processadas desde seus registros até a data do balanço.

Abaixo, quadro com a composição da dívida com fornecedores:

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

FORNECEDORES EM 31/12/2016				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Variação cambial	Provisões	TOTAL
<u>Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	68.268	68.268
Fornecedores - nacional	486.187	-	164.064	650.251
Fornecedores - exterior	223.811	12.877	(6.572)	230.116
TOTAL CIRCULANTE	709.998	12.877	225.760	948.635
<u>Não Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	136.537	136.537
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	136.537	136.537
TOTAL EM 31/12/2016	709.998	12.877	362.297	1.085.172

NOTA 17 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos são:

Aplicações nas Usinas Angra 1 e Angra 2

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

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

Aplicações na Usina Angra 3

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

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

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

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

Em 28 de junho 2013, foi assinado o contrato nº 0410.351-27/2013 entre a ELETRONUCLEAR e a Caixa Econômica Federal - CEF (contrato principal), no montante de R\$ 3.800.000, para financiamento de parte dos empreendimentos de Angra 3, referente à importação de equipamentos e serviços. O prazo do contrato é de 25 anos, a partir da data de assinatura, com a taxa de juros de 6,5% a.a. De acordo com a cláusula 3ª – Liberação de Recursos, a realização fica condicionada ao prévio adimplemento de diversas condições estipuladas nesse contrato, dentre as quais consta a celebração do contrato de Garantia Fidejussória da União e do contrato em Contragarantia da ELETRONUCLEAR.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

O Subcrédito D deverá ser pago em 54 parcelas, após um prazo de carência de 6 meses, sendo corrigido pela Taxa Média Selic mais uma Sobretaxa Fixa, e, uma taxa de Juros de 2,52% (dois inteiros e cinquenta e dois centésimos por cento) ao ano.

Em 14.03.2017 a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-061/2017 de seu Conselho de Administração, anuiu, na qualidade de fiadora e principal pagadora, as condições de

renegociação no âmbito do Contrato de Financiamento nº 10.2.2032.1, celebrado entre a ELETRONUCLEAR e o BNDES.

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

Segundo os termos aprovados no Aditivo nº 5 ao contrato com o BNDES, a manutenção da suspensão do principal de 15.10.2018 até 15.01.2018 estava condicionada à comprovação ao BNDES do pronunciamento favorável do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE quanto à viabilidade da continuidade da implantação do projeto até a data de 15.09.2017, o que acabou não se concretizando, visto que tal assunto não foi pautado em reunião extraordinária do CNPE.

Em 28.03.2017, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-068/2017 de seu Conselho de Administração, aprovou a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR no valor de R\$ 160 milhões, sob a do Contrato de Financiamento Nº ECF-3341, com recursos ordinários, tendo a finalidade de suportar a necessidade de contrapartidas em contratos internacionais de aquisição de equipamentos para o empreendimento Angra 3.

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

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

Outras Aplicações - PAE

Em 14.08.2017, a Eletrobras, por meio da RES-557/2017 de sua Diretoria Executiva, aprovou a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR no valor de R\$ 59 milhões, sob o Contrato de Financiamento Nº ECF-3347, com recursos ordinários, para financiar os custos para implantação do Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE/2017. A carência do principal se dará até 31.01.2018 e a amortização do mesmo será realizada em 10 (dez) parcelas mensais, iguais e sucessivas, a primeira vencendo no dia 28 do mês subsequente ao vencimento da carência do principal.

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

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

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

Reestruturação do Serviço da Dívida

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

Em 23.02.2018, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-030/2018 de seu Conselho de Administração, aprovou a renegociação do serviço da dívida dos seguintes contratos de financiamento, com recursos ordinários, firmados com a ELETRONUCLEAR: ECF-3278/15, ECF-3284/16 e ECF 3347/17, alterando as respectivas cláusulas de amortização, com o alongamento do prazo de pagamento do saldo devedor, sem alteração nas demais cláusulas, conforme divulgado na nota explicativa 37.

a) Quadro dos financiamentos e empréstimos

DESCRIÇÃO	31/12/2017					31/12/2016				
	JUROS	R\$ MIL		TOTAL	TX EFETIVA	JUROS	R\$ MIL		TOTAL	TX EFETIVA
		PRINCIPAL					CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE		
ANGRAS 1 e 2:										
ELETOBRAS - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	1.775	37.008	267.381	306.164	5,00%	-	34.161	301.544	335.705	5,00%
ELETOBRAS - PSPE* - ECR 286 / ECF 3278	1.869	64.532	112.266	178.667	12,78%	2.435	91.613	118.499	212.547	17,00%
ELETOBRAS - PLR - ECF 3250	-	-	-	-	12,78%	206	-	-	206	17,00%
ELETOBRAS - INB - ECF 3284	1.492	110.833	-	112.325	16,13%	246	121.917	11.083	133.246	19,58%
ELETOBRAS - PAE - ECF 3284	331	53.147	-	53.478	7,83%	-	-	-	-	-
ANGRA 3:										
ELETOBRAS - RGR- ECF 2878	2.724	27.236	567.013	596.973	5,00%	-	-	594.250	594.250	5,00%
ELETOBRAS - ECR 286	2.824	45.187	221.809	269.820	12,78%	456	49.292	234.135	283.883	17,00%
ELETOBRAS - ECF 3341	2.153	44.445	115.556	162.154	16,13%	-	-	-	-	-
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	11.188	94.092	3.511.195	3.616.475	8,72%	10.718	-	3.451.455	3.462.173	9,22%
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	17	4.395	11.354	15.766	10,20%	184	3.663	14.318	18.165	16,33%
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	20	4.195	13.984	18.199	10,32%	-	-	-	-	-
CEF - Nº 0410.351-27/13	14.498	41.131	3.170.888	3.226.517	6,70%	12.036	-	2.666.619	2.678.655	6,50%
TOTAL GERAL	38.891	526.201	7.991.446	8.556.538		26.281	300.646	7.391.903	7.718.830	

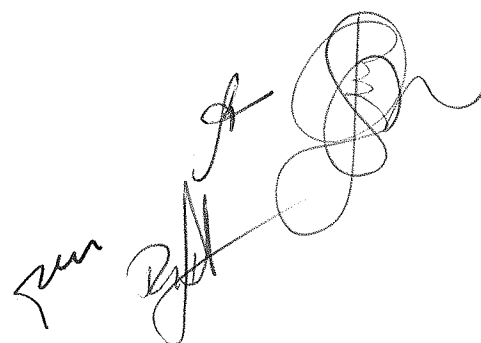
* É composto pelo empréstimo realizado em 2014 - R\$ 136.561 e em 2015 - R\$ 42.106, totalizando R\$ 178.667

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 2016	326.927	7.391.903	7.718.830
Ingressos	41.900	529.200	571.100
Encargos - resultado	76.847	-	76.847
Encargos - investimento	557.170	15.659	572.829
Varição Monetária - resultado	47	-	47
Varição Monetária - investimento	952	39.639	40.591
Transferência para o não circulante	310.594	(310.594)	-
Incorporação de encargos ao principal	(325.639)	325.639	-
Pagamentos	(423.706)	-	(423.706)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	565.092	7.991.446	8.556.538

c) Dívida total com seus vencimentos programados

FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS POR VENCIMENTOS		
ANO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
2017	-	326.927
2018	565.090	234.012
2019	387.762	317.735
2020	401.371	330.511
2021	369.696	342.556
2022	371.111	336.378
Após 2022	6.461.508	5.830.711
TOTAL	8.556.538	7.718.830

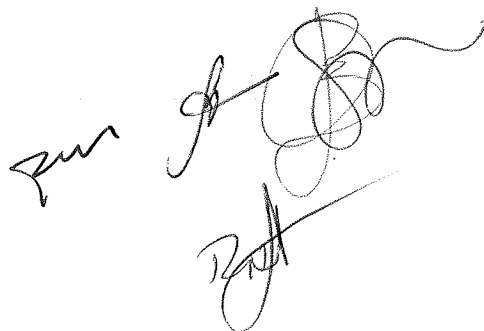


NOTA 18 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS - PASSIVO

A seguir, a composição das obrigações com tributos e contribuições sociais que se apresentam consignados no passivo circulante, e 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	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
	CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
I.R.P.J. Parcelamento	1.273	1.273	2.652	3.924
IRRF - Folha de pagamento	18.306	15.997	-	-
ISS sobre importação e outros	2.850	3.344	-	-
ICMS - DIFAL	6.296	6.779	-	-
COSIRF	5.087	3.807	-	-
INSS	11.323	12.427	-	-
IPTU Acordo Angra	4.384	4.384	9.864	14.249
PASEP e COFINS	15.316	18.470	-	-
PASEP e COFINS - Provisão	-	(14.499)	-	-
PASEP e COFINS - Diferidos	3.347	3.347	-	-
FGTS	4.061	4.179	-	-
CIDE s/serviços no exterior	2.521	8.265	-	-
Taxas de importação	1.542	9.795	-	-
Outros	12	2.335	-	-
TOTAL	76.318	79.903	12.516	18.173

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 2017, geraram uma posição líquida Ativa de IRPJ e CSLL Diferidos no montante total de R\$ 3.989.646 (R\$ 3.756.073 em 2016), contabilizados no Ativo Não Circulante e não houve registro de crédito. Todavia, em respeito ao estabelecido pelo CPC 32, foram registradas contas retificadoras, no mesmo montante, também no Ativo Não Circulante, de forma que o citado Ativo Diferido estivesse limitado ao montante do Passivo Diferido de IRPJ e CSLL..

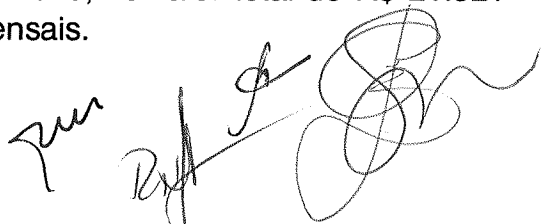


DESCRIÇÃO	PASSIVO FISCAL DIFERIDO - R\$ MIL							
	31/12/2017				31/12/2016			
	PASSIVO NÃO CIRCULANTE				PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
	VALOR BASE	Contrib. Social	Imposto de Renda	TOTAL	VALOR BASE	Contrib. Social	Imposto de Renda	TOTAL
AVP - obrigação p/ desmobilização	418.296	37.647	104.574	142.221	507.346	45.661	126.837	172.498
Provisão para PLR dos empregados	(50.239)	(4.522)	(12.560)	(17.081)	(56.570)	(5.091)	(14.143)	(19.234)
Corr.monetária imobilizado 1995 a 1997	149.609	13.465	37.402	50.867	160.985	14.489	40.246	54.735
Imobilizado da desmobilização-AVP	(18.169)	(1.635)	(4.542)	(6.177)	(25.012)	(2.251)	(6.253)	(8.504)
Imobilizado da desmobilização-Custo	(56.653)	(5.099)	(14.163)	(19.262)	(25.528)	(2.298)	(6.382)	(8.680)
Outros ajustes CPC	(439.586)	(39.563)	(109.897)	(149.459)	(343.349)	(30.901)	(85.837)	(116.739)
Baixa despesas administrativas	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(65.825)	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(65.825)
Provisão Impairment Angra 3	(9.900.353)	(891.032)	(2.475.088)	(3.366.120)	(8.949.393)	(805.445)	(2.237.348)	(3.042.794)
Provisão Contrato Oneroso Angra 3	(1.388.843)	(124.996)	(347.211)	(472.207)	(1.350.241)	(121.522)	(337.560)	(459.082)
Ajuste CPC - Baixa de Angra 3	(689.197)	(62.028)	(172.299)	(234.327)	(689.197)	(62.028)	(172.299)	(234.327)
Transfer.de estoque para o Imobilizado	(144.791)	(13.031)	(36.198)	(49.229)	(116.405)	(10.476)	(29.101)	(39.578)
Receita financeira capitalizada no Imobilizado	(96.970)	(8.727)	(24.243)	(32.970)	(88.701)	(7.983)	(22.175)	(30.158)
Provisão benefício pós-emprego	62.121	5.591	15.530	21.121	47.662	4.290	11.916	16.205
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	(105.989)	(9.539)	(26.497)	(36.036)	(101.924)	(9.173)	(25.481)	(34.654)
Provisão para risco	(213.739)	(19.237)	(53.435)	(72.671)	(179.058)	(16.115)	(44.765)	(60.880)
Provisão para desvalorização de títulos	(1.532)	(138)	(383)	(521)	(1.532)	(138)	(383)	(521)
Provisão plano incentivo - PSPE/PAE	(77.965)	(7.017)	(19.491)	(26.508)	(36.389)	(3.275)	(9.097)	(12.372)
D. Fin - Encargos de Dívidas Transf p/invest	1.084.457	97.601	271.114	368.715	511.628	46.047	127.907	173.954
D. Fin - Var. Monet. Dívidas Transf p/invest	88.855	7.997	22.214	30.211	48.265	4.344	12.066	16.410
Subtotal	(11.574.292)	(1.041.686)	(2.893.573)	(3.935.259)	(10.881.017)	(979.292)	(2.720.254)	(3.699.546)
Compensação com prejuízos fiscais de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-
SUBTOTAL	(11.574.292)	(1.041.686)	(2.893.573)	(3.935.259)	(10.881.017)	(979.292)	(2.720.254)	(3.699.546)
(-)Ativo Diferido	11.574.292	1.041.686	2.893.573	3.935.259	10.881.017	979.292	2.720.254	3.699.546
Outros resultados abrangentes	159.962	14.397	39.991	54.387	166.257	14.963	41.564	56.527
(-) Outros resultados abrangentes	(159.962)	(14.397)	(39.991)	(54.387)	(166.257)	(14.963)	(41.564)	(56.527)
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-

Em 15.02.2016, a Companhia recebeu a notificação de lançamento de Imposto sobre a Propriedade Predial e Territorial Urbana – IPTU, no valor total de R\$ 27.462 (principal de R\$ 15.484), pela Prefeitura Municipal de Angra dos Reis - PMAR, referente à inscrição imobiliária das áreas de sua propriedade na Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto CNAAA.

Os valores lançados em cobrança retroativa, para os exercícios de 2010 a 2015, referem-se a áreas adicionais de terreno, que foram acrescidas ao cadastro imobiliário em processo administrativo requerido pela própria administração da Companhia em 13.11.2015. Ocorre que, o Município, ao efetuar tais alterações em seu cadastro, efetuou também o lançamento retroativo das diferenças apuradas para os exercícios de 2010 a 2015, com a incidência de juros de mora (R\$ 8.134) e correção monetária (R\$ 3.844).

Em 16.03.2016, a Companhia requereu, junto à PMAR, o parcelamento para os lançamentos efetuados entre os exercícios de 2011 a 2015, no valor total de R\$ 21.921 (principal de R\$ 13.326) em 60 (sessenta) parcelas mensais.



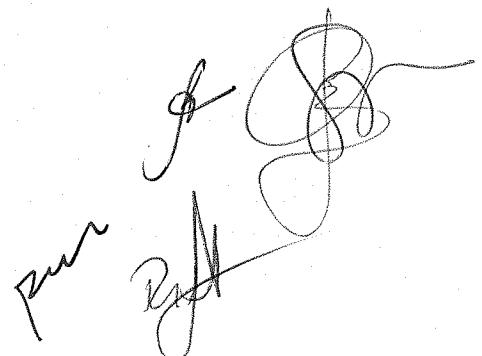
O lançamento efetuado para o exercício de 2010, no valor total de R\$ 5.541 (principal de R\$ 2.158), foi impugnado por se entender que estão presentes os pressupostos para alegações de decadência da cobrança deste lançamento.

NOTA 19 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

OBRIGAÇÕES ESTIMADAS		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Provisão de férias e gratificação de férias	43.667	47.449
Encargos sociais sobre provisão de férias	26.955	28.009
Provisão de 13º salário	(37)	44
TOTAL	70.585	75.502

NOTA 20 – ENCARGOS SETORIAIS

ENCARGOS SETORIAIS		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
RGR	28.528	11.489
Taxa de fiscalização da Aneel	867	732
TOTAL	29.395	12.221



NOTA 21 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Benefícios Pós-Emprego	R\$ MIL		R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE		ATIVO NÃO CIRCULANTE	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Contrato Pactuação Obrigação Financeira	3.069	2.853	18.759	21.411
Provisão Atuarial	-	-	48.725	48.540
TOTAL	3.069	2.853	67.484	69.951

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

I) FUNDAÇÃO REAL GRANDEZA

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

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

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

A ELETRONUCLEAR apropriou no exercício o valor de R\$ 5.339 (R\$ 5.081 - 31 de dezembro de 2016) para cobertura das despesas administrativas do Plano BD.

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

II) NUCLEOS

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

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

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

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

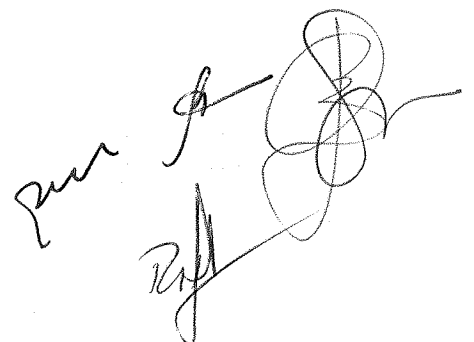
Considerando, ainda, que os participantes do NUCLEOS contribuem para a entidade com uma parcela mensal equivalente, em média, à aplicação de uma taxa de 3,92% da mesma folha, conclui-se que a relação entre as taxas de contribuição normal da Patrocinadora e dos participantes atendem à determinação legal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

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

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

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

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



Two handwritten signatures in black ink, one above the other, located in the bottom right corner of the page.

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

DADOS POPULACIONAIS	2017		2016	
	Real Grandeza	Nucleos	Real Grandeza	Nucleos
1. Participantes ativos				
1.1. Participantes - nº	352	1.355	379	1.334
1.2. Idade Média	55,42	46,03	53,31	44,12
1.3 Salário Médio em R\$	14.951,52	11.008,74	13.080,52	10.608,03
2. Aposentados				
2.1. Participantes Aposentados - nº	663	400	655	396
2.2. Idade Média	65,13	68,63	64,22	66,91
2.3. Benefício Médio em R\$	11.577,64	9.066,61	10.821,08	8.579,89
3. Pensionistas				
3.1. Participantes Pensionistas - nº	75	93	73	89
3.2. Benefício Médio em R\$	2.910,81	4.141,71	2.830,68	4.732,64
População Total	1.090	1.848	1.107	1.819

a) Termos de compromissos

a.1) Contrato de pactuação de obrigação

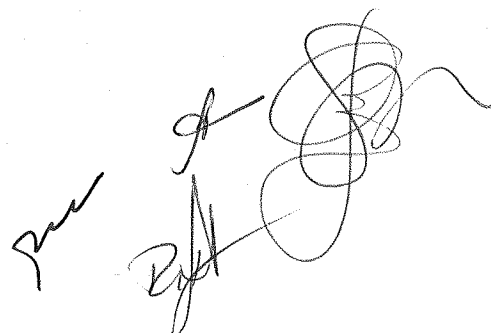
Em 07 de fevereiro de 2013, a Real Grandeza firmou com a ELETRONUCLEAR o contrato de pactuação de obrigação, com respectivo parcelamento de pagamento, relativo as contribuições amortizantes destinadas ao plano de benefício definido da Real Grandeza. O montante da dívida foi corrigido nos termos contatuais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

O saldo dessa obrigação, em 31 de dezembro de 2017, monta R\$ 21.828 (R\$ 24.264 - 31 de dezembro de 2016), R\$ 3.069 classificados no passivo circulante e R\$ 18.759 no passivo não circulante.

a.2) Dívida total por vencimento

Os contratos têm o seguinte perfil de vencimento:

ANO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
2017	-	2.853
2018	3.069	3.010
2019	3.238	3.176
2020	3.416	3.350
2021	3.604	3.535
2022	3.802	3.729
Após 2022	4.700	4.611
TOTAL	21.828	24.264



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	
	31/12/2017	31/12/2016
SAÚDE	18.288	13.501
PID	17.829	35.039
PAE	12.608	-
TOTAL	48.725	48.540

d) Efeitos dos Planos BD, Assistência Saúde, PID

d.1) Hipóteses Atuariais e Econômicas

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

Hipóteses Econômicas 2016					
	Real Grandeza	Nucleos	Saúde	PID	PAE
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	10,97%	10,98%	11,16%	11,31%	-
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	5,71%	5,73%	5,90%	6,04%	-
Projeção de aumento médio dos salários	7,07%	7,08%	N/A	N/A	-
Projeção de aumento médio dos benefícios	4,97%	4,97%	3,65%	3,04%	-
Taxa média de inflação anual	4,97%	4,97%	4,97%	4,97%	-
Hipótese Demográficas 2016					
Taxa de rotatividade	20%	-	-	N/A	-
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000	-
Tábua de mortalidade de inválidos	RP-2000	AT-49	AT-49	N/A	-
Tábua de invalidez	Alvaro Vindas	Alvaro Vindas	Alvaro Vindas	N/A	-

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos do plano. A avaliação do retorno esperado realizada pela Administração tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação. O atual retorno dos ativos do plano Real Grandeza foi de R\$ 3.583 negativo (R\$ 288.277

em 2016) e do plano Nucleos foi de R\$ 47.330 (R\$ 88.493 em 2016).

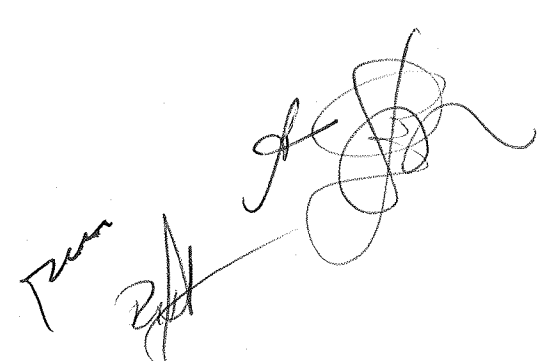
(i) Taxa de juros de longo prazo

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

d.2) Planos de benefícios em 31 de dezembro

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

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

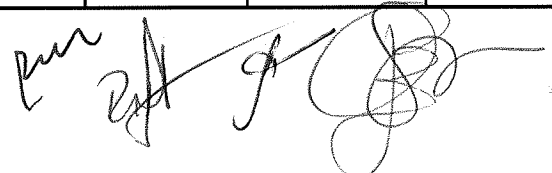


A conciliação dos passivos dos planos de benefícios está apresentada a seguir:

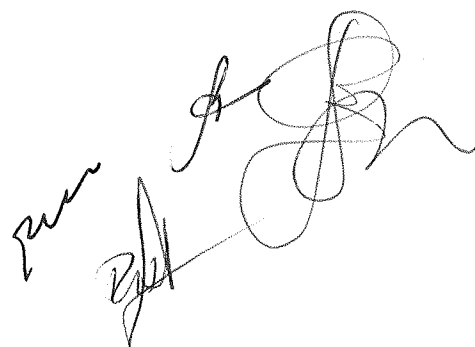
Planos de benefícios definidos - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício	2017					2016				
	Plano BD	Plano BD	Saúde	PID/PAE	TOTAL	Plano BD	Plano BD	Saúde	PID	Total
	Real Grandeza	Núcleos				Real Grandeza	Núcleos			Total
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas	1.761.241	1.127.572	18.288	30.437	2.937.538	1.625.136	1.062.264	13.501	-	2.700.901
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.903.264)	(1.334.248)	-	-	(3.237.512)	(1.788.698)	(1.164.739)	-	-	(2.953.437)
Passivo(Ativo) Líquido	(142.023)	(206.676)	18.288	30.437	(299.974)	(163.562)	(102.475)	13.501	-	(252.536)
Efeito da restrição sobre o ativo	142.023	206.676	-	-	348.699	163.562	102.475	-	-	266.037
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor do passivo/(ativo) de benefício pós-emprego	-	-	18.288	30.437	18.288	-	-	13.501	-	13.501
Custo do serviço corrente	(9.538)	6.159	696	3.361	678	(14.033)	3.591	432	2.282	(7.728)
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	-	-	598	-	598	-	-	1.450	-	1.450
Despesa/ (Receita) atuarial reconhecida no exercício	(9.538)	6.159	1.294	3.361	1.276	(14.033)	3.591	1.882	2.282	(6.278)

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 2017 estão apresentadas a seguir:

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



DESCRIÇÃO	2016			
	Plano BD Real Grandeza	Plano BD Nucleos	Saúde	Total
Alterações nas obrigações				
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.258.150	803.671	11.083	2.072.904
Custo de serviços corrente líquido	7.618	21.898	432	29.948
Custo de juros	162.493	102.707	1.450	266.650
Benefícios pagos	(94.828)	(49.645)	(15.513)	(159.986)
<i>(Ganhos) perdas decorrentes de remensuração</i>	291.702	183.634	16.049	491.385
<i>(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas</i>	-	-	-	-
<i>(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras</i>	247.361	178.201	2.697	428.259
<i>(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência</i>	44.341	5.433	13.352	63.126
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	1.625.135	1.062.265	13.501	2.700.901
Alterações nos ativos financeiros				
Valor justo dos ativos no início do ano	1.384.184	957.276	-	2.341.460
Receita de Juros	181.534	125.955	-	307.489
Contribuições patronais	7.881	24.353	15.513	47.747
Contribuições de participantes do plano	21.650	18.307	-	39.957
Benefícios pagos / adiantados	(94.828)	(49.645)	(15.513)	(159.986)
<i>Ganhos (perdas) decorrentes da remensuração</i>	288.277	88.493	-	376.770
<i>Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em receita de juros)</i>	288.277	88.493	-	376.770
Valor justo dos ativos no fim do exercício	1.788.698	1.164.739	-	2.953.437



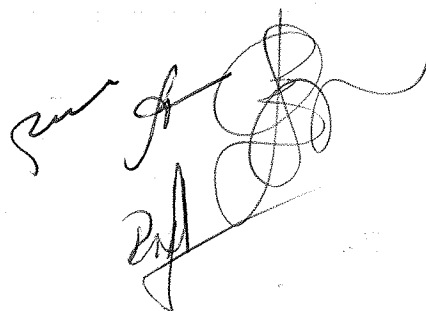
As principais categorias de ativos do plano no final do período de relatório e que impactam o retorno dos ativos do plano são apresentadas a seguir:

CATEGORIA DO ATIVO	2017		2016	
	Plano BD	Plano BD	Plano BD	Plano BD
	Real Grandeza	Nucleos	Real Grandeza	Nucleos
Disponível	34	38	532	104
Realizável (Previdenciário e Administrativo)	24.905	197.160	30.440	198.579
Investimento em Renda Fixa	1.556.467	1.007.179	1.391.002	859.170
Investimento em Renda Variável	227.793	176.851	273.185	158.846
Investimentos Estruturados	34.602	112.685	33.779	104.732
Outros recebíveis	-	-	-	-
Investimentos Imobiliários	71.049	30.379	72.938	33.369
Empréstimos e Financiamentos	37.157	6.925	36.943	6.579
Outros	(4.591)	(32.549)	(6.200)	(586)
(-) Recursos a receber - patrocinador	(10.423)	(188.230)	(3.270)	(189.992)
(-) Exigíveis Previdenciais	-	-	-	-
(-) Exigíveis Contingencial	(13.938)	30.924	(20.457)	(362)
(-) Fundo de Investimentos	(11.568)	(1.524)	(10.257)	(1.191)
(-) Fundo Administrativo	(7.784)	(5.453)	(9.937)	(4.509)
Total dos Ativos Garantidos	1.903.703	1.334.385	1.788.698	1.164.739

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.

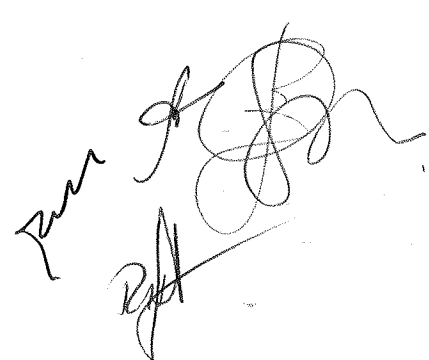
d.3) Resumo dos impactos reconhecidos em outros resultados abrangentes

Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados	31.12.2017	31.12.2016
Programa Previdenciário Real Grandeza	224.976	213.922
Programa Previdenciário Nucleos	(35.025)	(55.235)
Programa de seguro	-	-
Programa de Saúde	69.043	7.569
Total	258.994	166.256



DESCRITIVO	2017			
	Plano BD Real Grandeza	Plano BD Nucleos	Saúde	Total
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido reconhecidos no ORA no exercício	-	-	-	-
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	-	-
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(69.080)	(45.944)	(2.145)	(117.169)
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	16.309	68.895	(59.329)	25.875
Retorno sobre ativos do plano	(3.583)	47.330	-	43.747
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	41.183	(90.491)	-	(49.308)
Ajustes saldo da dívida	4.117	-	-	4.117
Componentes de custo de benefício definido reconhecidos em outros resultados abrangentes	(11.054)	(20.210)	(61.474)	(92.738)

DESCRITIVO	2016			
	Plano BD Real Grandeza	Plano BD Nucleos	Saúde	Total
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido reconhecidos no ORA no exercício	-	-	-	-
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	32.795	-	32.795
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(247.361)	(178.201)	(2.697)	(428.259)
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(44.341)	(38.227)	(13.352)	(95.920)
Retorno sobre ativos do plano	288.277	88.493	-	376.770
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	(18.489)	74.378	-	55.889
Ajustes saldo da dívida	(25.872)	-	-	(25.872)
Componentes de custo de benefício definido reconhecidos em outros resultados abrangentes	(47.786)	(20.762)	(16.049)	(84.597)



e) Contribuições patronais esperadas para o próximo exercício

A Companhia espera contribuir com R\$ 32.349 (Plano Real Grandeza R\$ 5.980 e Nucleos R\$ 26.369) para os planos de benefícios definidos durante o próximo exercício.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido é de Real Grandeza 11,83 anos e Núcleos 12,73 anos.

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

Real Grandeza

	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Em 31 de Dezembro de 2017 Benefícios de aposentadoria	110.451	115.842	366.439	614.561	1.207.293

Nucleos

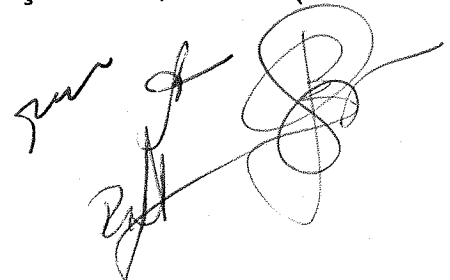
	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Em 31 de Dezembro de 2017 Benefícios de aposentadoria	62.225	63.543	199.890	349.600	675.258

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 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 45.980 (aumento de R\$ 48.137).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 31.336 (aumento de R\$ 30.437).



Plano de Benefício Definido Nucleos

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 34.539 (aumento de R\$ 36.430).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 17.727 (aumento de R\$ 17.187).

Plano de Saúde

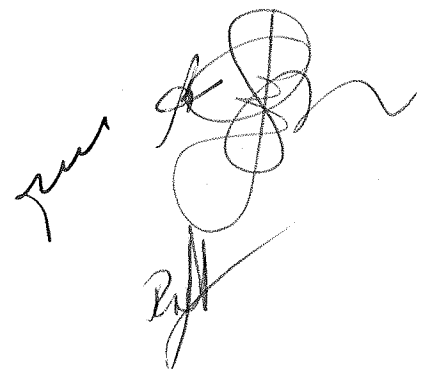
- Se os custos médicos fossem 0,25% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 973 (redução de R\$ 901).

Plano de Incentivo de Desligamento - PID

- Se os custos médicos fossem 0,25% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 55 (aumento de R\$ 55).

Plano de Incentivo de Desligamento - PAE

- Se os custos médicos fossem 0,25% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 76 (aumento de R\$ 77).



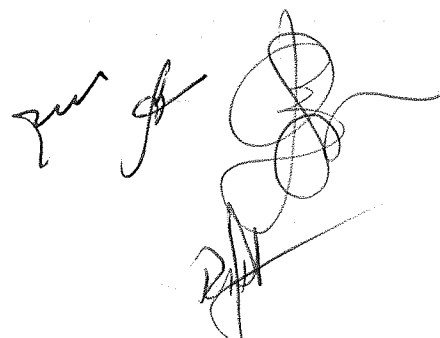
NOTA 22 – PROVISÃO PARA PLANOS DE INCENTIVO DE DESLIGAMENTO

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

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

A ELETRONUCLEAR reconheceu, em 2017, a provisão de R\$ 108.266 e a baixa de provisão de R\$ 66.690 referentes ao incentivo e plano de saúde dos funcionários incentivados. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo da provisão é R\$ 77.965 (R\$ 36.389 em dezembro de 2016).

PLANOS DE INCENTIVO DE DESLIGAMENTO 2017 - R\$ MIL				
Descritivo	31/12/2016	31/12/2017		
		Provisão	Baixa	Saldo
<u>Circulante</u>				
Incentivo - PAE	-	50.833	(50.833)	-
Plano Médico - PSPE	10.961	9.330	-	20.291
Plano Médico - PAE	-	6.380	-	6.380
Subtotal	10.961	66.543	(50.833)	26.671
<u>Não Circulante</u>				
Plano Médico - PSPE	25.428	16.203	(14.848)	26.783
Plano Médico - PAE	-	25.520	(1.009)	24.511
Subtotal	25.428	41.723	(15.857)	51.294
TOTAL	36.389	108.266	(66.690)	77.965



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			
	31/12/2017		31/12/2016	
	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais
- TRABALHISTA				
Principal	100.776	19.886	60.891	17.126
Atualização	24.894	10.304	31.103	8.839
	125.670	30.190	91.994	25.965
- TRIBUTÁRIA				
Principal	13.124	28.232	14.428	32.562
Principal Tributos Federais/Estaduais	117	-	217	80
INSS	13.007	28.232	14.211	32.482
Atualização	24.098	17.072	25.988	20.701
	37.222	45.304	40.416	53.263
- CÍVEL				
Principal	5.981	91	2.075	151
Atualização	4.171	13	4.355	49
	10.152	104	6.430	200
- AMBIENTAL				
Principal	21.257	-	20.793	-
Atualização	6.198	-	6.185	-
	27.455	-	26.978	-
TOTAL	200.499	75.598	165.818	79.428

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

Os processos judiciais, avaliados como de perda possível, movidos contra a Companhia, e, portanto, não provisionados, montam R\$ 1.007.944 atualizados em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 402.249 em 31 de dezembro de 2016), sendo R\$ 844.646 de processos de natureza trabalhista (R\$ 279.734 em 31 de dezembro de 2016), R\$ 130.552 de ações tributárias (R\$ 121.771 em 31 de dezembro de 2016), R\$ 32.746 de ações cíveis (R\$ 744 em 31 de dezembro de 2016).

Dentre as ações de causas prováveis e possíveis, e, que apresentam valores avaliados com perda superiores a 1% da Receita Operacional Líquida (acima de R\$ 28.056), destacam-se:

a) Execução de Título Extrajudicial n. 0278726-06.2017.8.19.0001	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - [32ª] Vara Federal do Rio de Janeiro
Partes	Arcadis Logos (autora) x Eletrobras Eletronuclear (Ré)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 36.413.582,24
Objeto:	Demanda ajuizada para exigir o pagamento correspondente ao cumprimento de obrigações contratuais. Processo sem sentença, em fase de 1º Grau de Jurisdição. Foram interpostos embargos à execução de n. 0018092-91.2018.8.19.0001.
Expectativa de Perda	Provável

b) Reclamatória Trabalhista n. 0064500-25.1989.5.1.0029	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - [29ª] Vara do Trabalho da Capital do Rio de Janeiro
Partes	Sindicato do Engenheiros do Estado do RJ – SENGE (Substituindo cerca de 245 empregados e ex-empregados) x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 418.993.058,99 (Data base de Dez/2017)
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\$ 359.670.661,31, calculado pelo perito judicial em 2014. Ressalte-se que a Advocacia Geral da União – AGU ingressou nos autos. A AGU tem tese jurídica que se alinha à defesa da Eletrobras Eletronuclear, ao explicitar que: [1] a decisão em fase de liquidação/execução que estabelece direito à incorporação da URP/1989 na remuneração dos substituídos ofende a decisão já transitada em julgado; [2] o valor exigido com base na decisão transitada em julgado, ou seja, o pagamento da URP relativa apenas ao mês de fevereiro de 1989, já foi adimplido, por conta da existência de Acordo Coletivo pactuado em 1989, entre as partes da presente ação judicial, cujo conteúdo trata especificadamente da quitação da URP/1989. No momento há laudo emitido pelo perito do Juízo entendendo que os valores contidos no acordo acima foram pagos.
Expectativa de Perda	Possível

c) Execução Fiscal n. 0003767-29.2009.8.19.0001	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - [11ª] Vara de Fazenda Pública do Tribunal de Justiça do Estado do RJ
Partes	Estado do Rio de Janeiro (Exequente) x Eletrobras Eletronuclear (Executada)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 107.847.642,22

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 creditamento 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 <i>on line</i> das contas da Companhia. O processo está em fase pericial.
Expectativa de Perda	Possível

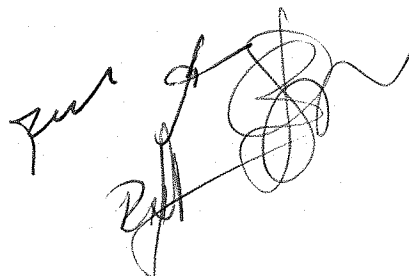
d) Ação Cível n. 0508930-19.2016.4.02.5101	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - [32ª] Vara Federal do Rio de Janeiro
Partes	Consórcio Angramon (Autor) x Eletrobras Eletronuclear (Ré)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 31.388.669,22
Objeto:	Sentença de 1º Grau desfavorável à Companhia. A autora busca a declaração de rescisão dos contratos e levantamento das garantias contratuais. Houve condenação da ETN ao pagamento de honorários fixados a razão de 1% do valor atualizado da causa que monta R\$ 3.122.008.078,28, bem como o Juízo julgou procedente quanto à decretação de rescisão dos contratos GAC.T/CT - 4500167239 e GAC.T/CT - 4500167242, em razão da falta de pagamento das obrigações por parte da ré por período superior a 90 (noventa) dias, nos termos do art. 78, XV, da Lei 8.666/93 e da cláusula 25.1.11 dos contratos.
Expectativa de Perda	Possível

e) Reclamatória Trabalhista n. 0010786-77.2015.5.08.0116	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
Partes	Maria Raimunda Viana de Oliveira e outros (Autores) x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada) e Outros
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 34.207.622,80
Objeto:	Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira que subcontratou, sem a autorização da Eletronuclear, a empresa Interamerican Ltda para a realização dos serviços de destinação final de aproximadamente 10.000 Kg (dez mil quilogramas) de resíduos Industriais provenientes de sobra da construção da Usina de Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido do Reclamante para ressarcimento de danos materiais/morais decorrentes do exercício de atividade laboral sem o uso de equipamentos adequados. Há aproximadamente setenta e cinco reclamadas. Além do exposto acima, há alegação de prescrição quanto ao direito dos reclamantes. Processo em fase de 1º Grau recursal, sem prolação de sentença.
Expectativa de Perda	Possível

f) Reclamatória Trabalhista n. 0010788-47.2015.5.08.0116	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
Partes	Vanderley Costa Oliveira e outros x Eletronuclear Eletronuclear (Reclamada) e Outros
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 119.726.679,81
Objeto:	Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira que subcontratou, sem a autorização da Eletronuclear, a empresa Interamerican Ltda para a realização dos serviços de destinação final de aproximadamente 10.000 Kg (dez mil quilogramas) de resíduos Industriais provenientes de sobra da construção da Usina de Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido do Reclamante para ressarcimento de danos materiais/morais decorrentes do exercício de atividade laboral sem o uso de equipamentos adequados. Há aproximadamente setenta e cinco reclamadas. Além do exposto acima, há alegação de prescrição quanto ao direito dos reclamantes. Processo em fase de 1º Grau recursal, sem prolação de sentença.
Expectativa de Perda	Possível

g) Reclamatória Trabalhista n. 0010787-62.2015.5.08.0116	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - [1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
Partes	Leilson Souza Lima e outros x Eletronuclear Eletronuclear (Reclamada) e Outros
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 119.726.679,81
Objeto:	Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira que subcontratou, sem a autorização da Eletronuclear, a empresa Interamerican Ltda para a realização dos serviços de destinação final de aproximadamente 10.000 Kg (dez mil quilogramas) de resíduos Industriais provenientes de sobra da construção da Usina de Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido do Reclamante para ressarcimento de danos materiais/morais decorrentes do exercício de atividade laboral sem o uso de equipamentos adequados. Há aproximadamente setenta e cinco reclamadas. Além do exposto acima, há alegação de prescrição quanto ao direito dos reclamantes. Processo em fase de 1º Grau recursal, sem prolação de sentença.
Expectativa de Perda	Possível

Os processos de contingência ativa com expectativa de ganho provável para retorno de caixa à ELETRONUCLEAR referentes a processos tributários federais e outros de natureza cível, e não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentam o montante de R\$ 978.



b) Movimentação

MOVIMENTAÇÃO DAS CONTIGÊNCIAS JUDICIAIS - R\$ MIL					
Composição	SALDO EM 31/12/2016	ATUALIZAÇÃO EM 31/12/2017	MOVIMENTAÇÃO		SALDO EM 31/12/2017
			BAIXAS	INCLUSÕES	
Trabalhistas	91.994	885	(36.173)	68.963	125.669
Tributárias	40.416	1.218	(4.412)	-	37.222
Cíveis	6.430	(178)	(503)	4.403	10.152
Ambiental	26.978	13	(30)	495	27.456
TOTAL	165.818	1.938	(41.118)	73.861	200.499

NOTA 24 – CONTRATO ONEROSO

A ELETRONUCLEAR apurou um Valor Presente Líquido (VPL) negativo em 31 de dezembro de 2017, no valor de R\$ 11.289.195 (R\$ 10.299.633 em 31 de dezembro de 2016) para o empreendimento de Angra 3, determinando o saldo de provisão adicional por contrato oneroso no valor de R\$ 1.388.843 (R\$ 1.350.241 em 31 de dezembro de 2016), além da provisão por *impairment*, conforme nota 14 c.3.

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

NOTA 25 – OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

a) Descomissionamento

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

a.1) Constituição do Passivo para descomissionamento

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

É premissa fundamental para a formação desse passivo para o descomissionamento, que o valor estimado para a sua realização deva ser atualizado ao longo da vida útil econômica das usinas, considerando os avanços tecnológicos, com o objetivo de alocar ao respectivo período de competência da operação, os custos a serem incorridos com a desativação técnico-operacional das usinas.

No exercício de 2017, foi realizado um estudo para atualização da estimativa de custos necessária para execução das atividades de descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2. O estudo concluiu por aumentar a mencionada estimativa para R\$ 4.190.415, sendo R\$ 1.923.878 para a Usina Angra 1 e R\$ 2.266.537 para a Usina Angra 2. O valor presente, correspondente, registrado no passivo é de R\$ 1.910.420. Tal estudo foi aprovado pela Diretoria Executiva, conforme RDE 1378.003/17, de 07.11.2017 e prevê atualização há cada cinco anos.

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

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

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

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

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

b.2) Para armazenagem inicial dos elementos combustíveis, usados até o final da década de 2070, quando se estima ocorrer o término da vida útil de Angra 3 e, portanto, da própria CNAEA, a estimativa está representada pelo valor de R\$ 610,127 milhões (base jul/2015), montante que será despendido para implantação da Instalação para Armazenamento dos Combustíveis Irrradiados (UFC) e respectivo sistema de

movimentação dos elementos combustíveis das usinas para essa instalação, cujo projeto encontra-se em andamento e cujo comissionamento deverá ocorrer até 2020.

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

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

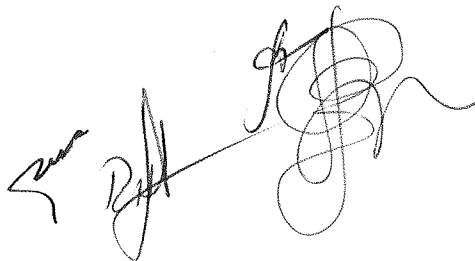
c) Ajuste a valor presente do Descomissionamento, Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear Usado

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 combustível nuclear usado, mas o período para o ajuste a valor presente é o início do comissionamento até a data do balanço.

A taxa de desconto atual aprovada para o sistema Eletrobras é de 5,88% ao ano.

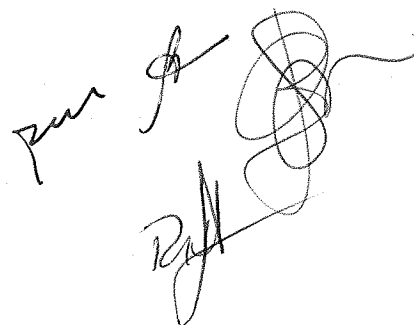
O valor do ajuste a valor presente do descomissionamento, rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado, reconhecido no resultado de 2017, é de R\$ 89.051 (R\$ 84.083 em dezembro de 2016).



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

DESCOMISSONAMENTO - R\$ MIL				
	31/12/2017			31/12/2016
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	1.923.878	(634.204)	1.289.674	587.735
ANGRA 2	2.266.537	(1.645.791)	620.746	288.641
TOTAL	4.190.415	(2.279.995)	1.910.420	876.376
REJEITOS DE BAIXA E MÉDIA ATVIDADE E COMBUSTÍVEL NUCLEAR USADO - R\$ MIL				
	31/12/2017			31/12/2016
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	248.137	(39.087)	209.050	196.400
ANGRA 2	416.545	(65.615)	350.930	329.694
TOTAL	664.682	(104.702)	559.980	526.094
TOTAL DAS OBRIGAÇÕES PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS - R\$ MIL				
	31/12/2017			31/12/2016
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	2.172.015	(673.291)	1.498.724	784.135
ANGRA 2	2.683.082	(1.711.406)	971.676	618.335
TOTAL	4.855.097	(2.384.697)	2.470.400	1.402.470

O saldo do passivo para descomissionamento a valor presente, incluídos os rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado em 31 de dezembro de 2017, é de R\$ 2.470.400 (R\$ 1.402.470, em 31 de dezembro de 2016).



NOTA 26 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Composição acionária

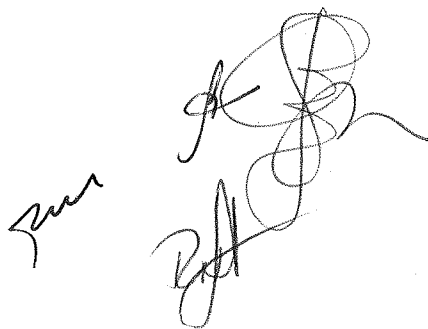
ACIONISTA	QUANTIDADE DE AÇÕES				CAPITAL SOCIAL
	ORDINÁRIAS	PREFERENCIAIS	TOTAL	%	VALOR - R\$ mil
Centrais Eléct. Brasil. S.A - ELETROBRAS	20.394.839.086	5.703.210.901	26.098.049.987	99,91	6.601.248
Depto de Águas E. Eléctrica Est.SP - DAEE	5.960.026	7.405.548	13.365.574	0,05	3.477
LIGHT - Serviços de 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 remanescerem, depois de pago um dividendo de 12% ao ano às ações ordinárias;
- Direito a voto nas deliberações das Assembleias Gerais Extraordinárias sobre a alteração do Estatuto.

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



NOTA 27 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Suprimento de energia elétrica	3.187.172	2.894.409
Outros Serviços	-	123
Impostos sobre vendas		
PASEP	(52.588)	(47.758)
COFINS	(242.225)	(219.975)
Outros	(1.521)	(1.560)
	2.890.838	2.625.239
Reserva global de reversão - RGR	(85.211)	(78.054)
TOTAL	2.805.627	2.547.185

- Suprimento de energia elétrica

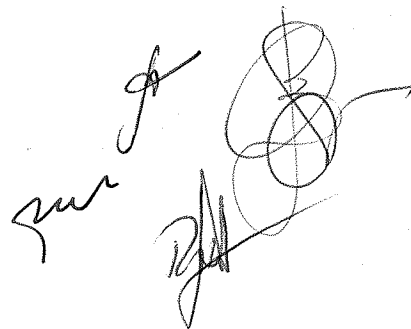
O suprimento de energia elétrica das usinas nucleares Angra 1 e 2 de 13.772.608 MWh* (13.810.339 MWh * em 2016), corresponde a uma receita até o quarto trimestre de 2017, de R\$ 3.187.172 (R\$ 2.984.409 em 2016).

a) Modalidade de comercialização

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

b) Apuração do PASEP e do COFINS

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

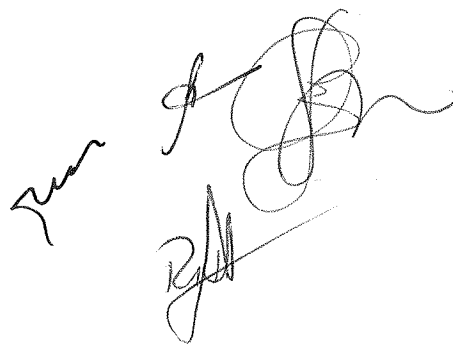


*Informação não auditada por auditoria independente

NOTA 28 – CUSTO OPERACIONAL

CUSTO OPERACIONAL		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Encargos de uso da rede de transmissão	109.789	93.908
Pessoal	478.716	419.957
Pessoal - Incentivo PSPE	-	108
Pessoal - Plano Médico PSPE	7.179	7.172
Pessoal - Incentivo PAE	17.195	-
Material	49.811	65.454
Serviços de terceiros	209.515	258.384
Depreciação e amortização	404.857	389.191
Combustível para produção de energia elétrica	395.668	371.902
Aluguel	10.005	10.452
Provisão para plano de incentivo de desligamento PSPE (a)	7.800	(8.804)
Provisão para plano de incentivo de desligamento PAE (b)	10.194	-
Outros	22.197	24.500
TOTAL	1.722.926	1.632.224

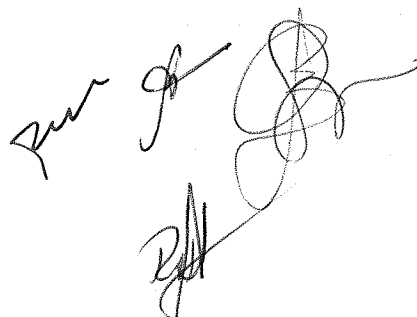
- a) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE** – conforme descrito na Nota 22.
- b) **Pessoal - Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE** – conforme descrito na Nota 22.



NOTA 29 – DESPESAS OPERACIONAIS

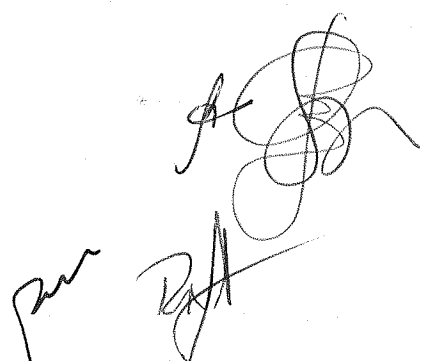
DESPESAS OPERACIONAIS		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Pessoal	55.570	88.220
Pessoal - Incentivo PSPE	-	40
Pessoal - Plano Médico PSPE	2.655	2.653
Pessoal - Incentivo PAE	34.912	-
Material	3.789	3.578
Serviços de terceiros	118.559	128.460
Depreciação e amortização	8.292	8.446
Aluguéis	26.728	22.975
Provisões para risco e benefício pós-emprego	49.140	116
Provisão p/créditos de liquidação duvidosa	4.065	4.827
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE (a)	2.885	(3.256)
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE (b)	20.697	-
Perdas Extraordinárias	-	141.313
"Impairment" de Angra 3 (c)	950.960	2.885.939
Contrato Oneroso de Angra 3 (d)	38.602	1.350.241
Outras provisões	29.127	20.196
Outras	62.366	60.334
TOTAL	1.408.347	4.714.082

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



NOTA 30 – RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
RECEITAS FINANCEIRAS		
Rendimento sobre títulos e valores mobiliários de curto prazo	6.298	3.168
Ganho sobre tít.e val. Mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 11)	48.546	-
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	14.004	45.296
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	1.354	2.360
Var. monetárias diversas	5.333	23.549
Outras receitas financeiras	16.765	14.061
	92.300	88.434
DESPESAS FINANCEIRAS		
Encargos s/ financiamentos - Eletrobras	(76.847)	(94.865)
Ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização de ativos	(89.051)	(84.083)
Perda sobre tít.e val. Mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 11)	-	(53.638)
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	(41.554)	(95.634)
Var. monetária Empréstimo - Eletrobras	(47)	-
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	(879)	3.233
Var. monetárias sobre dívida - Furnas	(5.891)	(12.855)
Var. monetárias diversas	(6.370)	-
Outras despesas financeiras	(7.020)	(15.790)
Outras despesas financeiras - diferença de tarifa - Furnas	(12.484)	(11.357)
	(240.143)	(364.989)
TOTAL	(147.843)	(276.555)



Handwritten signatures and initials, including a large signature and the word 'par' written vertically.

NOTA 31 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL NO RESULTADO

A apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o resultado dos períodos findos em 2017 e 2016 segue demonstrada:

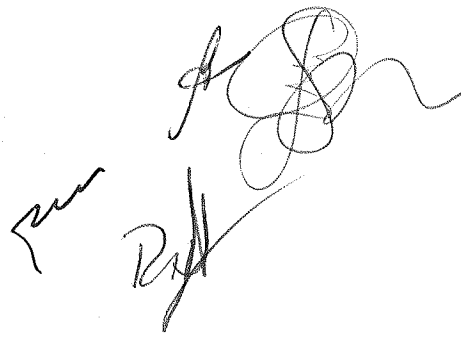
Os encargos financeiros e variações monetárias capitalizados em 2017 foram excluídos da base tributável.

IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES NO RESULTADO	R\$ MIL			
	Imposto de Renda		Contribuição Social	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Resultado antes da contribuição social e imposto de renda	(473.489)	(4.075.676)	(473.489)	(4.075.676)
Adições				
Ajuste a valor presente - obrigação p/desmobilização	89.051	84.083	89.051	84.083
Outras provisões	959	1.239	959	1.239
Provisão Impairment Angra 3	950.960	2.885.939	950.960	2.885.939
Provisão Contrato Oneroso Angra 3	562.862	1.350.241	562.862	1.350.241
Achados da Investigação	-	141.313	-	141.313
Dotação à Fundação de Assist.Médica - permanente	32.544	39.691	32.544	39.691
Provisão benefício pós-emprego	14.459	(32.410)	14.459	(32.410)
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	12.903	4.894	12.903	4.894
Receita financeira Angra 3 capitalizada no Imobilizado	8.269	11.116	8.269	11.116
Provisão para risco	75.501	8.361	75.501	8.361
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	173.967	157.002	173.967	157.002
Provisão plano incentivo - PSPE/PAE	108.266	222	108.266	222
Provisão para PLR dos empregados	50.217	46.278	50.217	46.278
Outras	685	567	413	157
	2.080.643	4.698.536	2.080.371	4.698.126
Exclusões				
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	-	10.747	-	10.747
Reversão de Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	8.838	67	8.838	67
Reversão de provisão plano incentivo - PSPE/PAE	66.690	12.282	66.690	12.282
Reversão de provisão para risco	40.820	85	40.820	85
Reversão de provisão para PLR dos empregados	56.560	50.574	56.560	50.574
Reversão de outras provisões	4.582	-	4.582	-
Reversão de Provisão Contrato Oneroso Angra 3	524.260	-	524.260	-
D. Fin - Encargos de Dívidas Transf p/invest	572.829	511.628	572.829	511.628
D. Fin - Var. Monet. Dívidas Transf p/invest	40.591	48.265	40.591	48.265
	1.315.170	633.648	1.315.170	633.648
Lucro real / Base positiva da contribuição social antes das compensações	291.984	(10.788)	291.712	(11.198)
Compensação de prejuízos fiscais de períodos anteriores	87.595	-	87.514	-
Lucro real / Base positiva da contribuição social após compensações	204.389	(10.788)	204.198	(11.198)
Alíquotas dos tributos	15% + 10	15% + 10	9%	9%
Ajuste de exercícios anteriores	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social - efeito líquido no resultado do período	51.073	-	18.378	-



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

APLICAÇÕES FINANCEIRAS, ENCARGOS FINANCEIROS E SUAS TRANSFERÊNCIAS		
DESCRIÇÃO	GERAÇÃO	
	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Rendimento das aplicações financeiras contabilizados no resultado	14.567	14.284
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(8.269)	(11.116)
Efeito na receita financeira	6.298	3.168
Encargos financeiros contabilizados no resultado	649.676	606.493
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(572.829)	(511.628)
Efeito na despesa financeira	76.847	94.865
Variações monetárias contabilizadas no resultado	40.591	48.265
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(40.591)	(48.265)
Efeito na despesa financeira	-	-
Efeito líquido no resultado	(70.549)	(91.697)



Handwritten signatures and initials, including a large signature and several smaller ones, located in the bottom right corner of the page.

NOTA 33 - SALDO E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

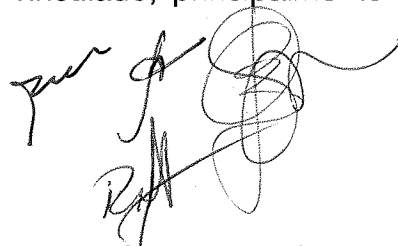
De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 5 – Divulgação sobre Partes relacionadas, enquadram-se nesse conceito a transferência de recursos, serviços ou obrigações entre partes relacionadas, independentemente de haver ou não um valor alocado à transação.

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

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

SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS - R\$ MIL													
SALDOS	31 DE DEZEMBRO DE 2017											31/12/2016	
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletroacre	Celg	Ame	Ceal	Cepisa	Ceron	TOTAL	TOTAL
Ativo													
Concessionárias - Distribuidoras	-	-	-	-	-	642	-	4.474	2.363	2.074	2.148	11.701	17.914
Fundo descomissionamento	631.806	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	631.806	494.715
Outras contas a receber	30.470	1.989	18	-	52	-	-	-	-	-	-	32.529	39.839
Passivo													
Fornecedores	-	(1.000)	-	-	(178)	-	-	-	-	-	-	(1.178)	(1.160)
Fornecedores - Provisão	-	(1.881)	(1.390)	(612)	(849)	-	-	-	-	-	-	(4.732)	(2.494)
Devolução tarifa RH 1406/12	-	(223.180)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(223.180)	(204.805)
Financiamentos captados	(1.679.581)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.679.581)	(1.559.836)
Saldo Líquido	(1.017.305)	(224.072)	(1.372)	(612)	(975)	642	-	4.474	2.363	2.074	2.148	(1.232.635)	(1.215.827)
	31 DE DEZEMBRO DE 2017												
TRANSAÇÕES	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletroacre	Celg	Ame	Ceal	Cepisa	Ceron	TOTAL	31/12/2016
Receita													
Venda de energia	-	-	-	-	-	7.702	8.431	53.693	28.356	24.891	25.780	148.853	214.961
Juros e multa	-	-	-	-	-	17	-	-	-	-	-	17	288
Variação monetária	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47
Remuneração do fundo financeiro	48.546	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.546	-
Despesa													
Variação monetária - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(5.891)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.891)	(12.854)
Despesa com Juros - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(12.484)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.484)	(11.357)
Encargos uso da rede elétrica	-	(16.254)	(11.985)	(7.055)	(8.829)	-	-	-	-	-	-	(44.123)	(28.206)
Encargos financeiros	(76.847)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(76.847)	(94.865)
Despesas reembolsáveis	2.100	(616)	-	-	(1.577)	-	-	-	-	-	-	(93)	3.376
Remuneração do fundo financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(53.638)
Saldo Líquido	(26.201)	(35.245)	(11.985)	(7.055)	(10.406)	7.719	8.431	53.693	28.356	24.891	25.780	57.978	17.752

- **Concessionárias e Permissionárias:** corresponde a valores a receber referentes a faturamento vinculado à Receita Anual Permitida. A tarifa praticada nessas transações entre partes relacionadas é definida em resoluções da ANEEL. (Nota 6).
- **Fundo de descomissionamento:** o fundo de descomissionamento de usinas nucleares se refere à obrigação para desmobilização dos ativos das usinas nucleares, para fazer face aos custos a serem incorridos ao final da vida útil econômica das mesmas (Notas 11 e 25).
- **Fornecedores:** refere-se a valores a pagar vinculado, principalmente a Uso de Rede de Transmissão.



- **Devolução de Tarifa RH 1.406/12:** diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa faturada pela ELETRONUCLEAR e a tarifa de referência a ser repassado para Furnas. (Parágrafo 4º do art. 12, da Lei 12.111/2009 e no art. 2º da Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.406, de 21/12/2012).
- **Financiamentos captados:** a empresa possui contratos de financiamentos e empréstimos firmados com a Eletrobras. O detalhamento das operações e taxas de juros são apresentadas na Nota 17.
- **Despesas reembolsáveis:** custo e despesa referentes principalmente à cessão e requisição de funcionários entre companhias.
- **Encargos Financeiros:** encargos financeiros líquidos apropriados no resultado. Os encargos financeiros dos financiamentos de Angra 3, no montante de R\$ 20.299, estão capitalizados no imobilizado.

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

NOTA 34 - TAXAS REGULAMENTARES

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

TAXAS REGULAMENTARES	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Reserva Global de Reversão - RGR classificada como retificadora da receita operacional	85.211	78.054
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema - ONS classificada como retificadora da receita operacional	105	92
Contribuição a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE classificada como retificadora da receita operacional	1.416	1.468
Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica - TFSEE classificada como despesa operacional - outras	10.404	8.779
TOTAL	97.136	88.393

NOTA 35 – SEGUROS

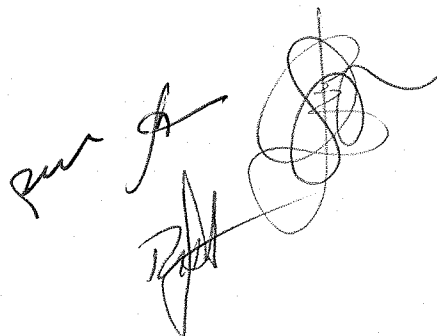
A Companhia mantém uma política de seguros considerada pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas, considerando os principais ativos, bem como a responsabilidade civil inerente a suas atividades.

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

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

O montante global segurado, em 31 de dezembro de 2017, é de R\$ 10.516.259 e está assim distribuído:

SEGUROS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017			
SEGUROS - RAMOS	MOEDA - R\$ MIL		
	VIGÊNCIA	VALOR SEGURO	PRÊMIO EQUIVALENTE
Riscos Nucleares	30/10/2018	4.256.404	18.028
- Danos materiais		3.308.000	13.346
- Responsabilidade civil		948.404	4.682
Riscos de Engenharia	26/08/2018	6.203.299	10.870
- Construção		2.664.908	4.667
- Responsabilidade civil		30.000	267
- Armazenamento de equipamentos		3.508.391	5.936
Diversos	Diversas	56.556	521
TOTAL		10.516.259	29.419



NOTA 36 - REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES E EMPREGADOS

A maior e a menor remuneração paga a empregados, tomando-se por base o mês de dezembro de 2017, foram de R\$ 60 e R\$ 4 (R\$ 51 e R\$ 3, em dezembro de 2016), respectivamente, de acordo com a política salarial praticada pela ELETRONUCLEAR. O maior honorário atribuído a dirigentes, tomando-se por base o mês de dezembro de 2017, corresponde a R\$ 40 (R\$ 40 em dezembro de 2016).

Nos períodos findos em 2017 e de 2016, a Companhia realizou gastos com remuneração, encargos sociais e benefícios da alta administração, conforme apresentado a seguir:

NATUREZA	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Remuneração dos Diretores e Conselheiros *	2.082	3.280
Encargos Sociais	583	910
Benefícios	159	191
TOTAL	2.824	4.381

* Inclui o chefe da Auditoria Interna, vinculado ao Conselho de Administração

NOTA 37 – COMPROMISSOS

Além das obrigações registradas no presente balanço, a Companhia possuiu outros compromissos contratados até a data do balanço, mas ainda não incorridos, e cujas realizações ocorrerão nos próximos exercícios, portanto sem registros patrimoniais em 31 de dezembro de 2017. Trata-se de contratos e termos de compromissos referentes: à venda de energia elétrica; à aquisição de matéria-prima - combustível nuclear - para produção de energia elétrica; aos compromissos socioambientais vinculados ao empreendimento Angra 3 e à aquisição de bens e serviços para substituições em seu ativo imobilizado, a saber:

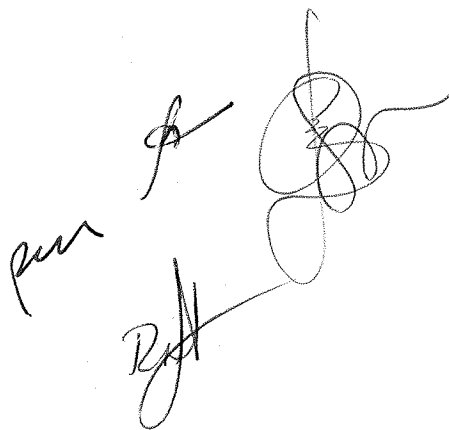
37.1 – Venda de energia elétrica

Com a regulamentação da ANEEL para o dispositivo do art.11, da Lei 12.111/2009 e mediante a edição da Resolução Normativa nº 530, em 21 de dezembro de 2012, toda a receita decorrente da geração das usinas Angra 1 e 2 será rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com as cotas-partes estabelecidas pela ANEEL para o período de 2013 a 2023, conforme Resoluções Homologatórias 1.407/2012, 1.663/2013, 1.830/2014, 2.011/2015, 2.179/2016 e 2.354/2017.

A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.359/2017, estabeleceu a receita fixa de R\$ 3.316.446 para o ano de 2018, 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 ocorrerão 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.

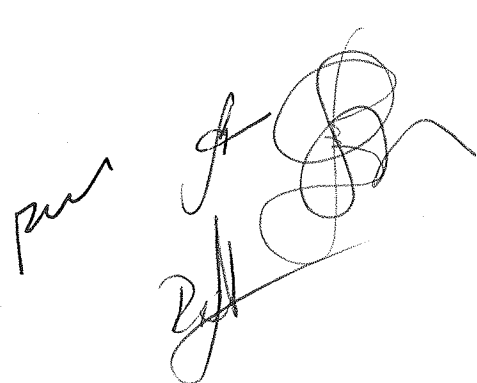


Handwritten signatures and initials, including the word "per" and a large circular scribble.

CONCESSIONÁRIA	R\$ MIL				
	2018	2019/2020	2021	2022	2023
AME - Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	57.068	114.136	60.395	61.898	52.576
AMPLA - Ampla Energia e Serviços S.A.	94.490	188.980	98.369	97.205	95.898
BANDEIRANTE - EDP São Paulo Distribuição de Energia S. A.	98.468	196.936	91.136	88.274	84.291
BOA VISTA - Boa Vista Energia S.A.	-	-	8.715	10.022	-
ENERGISA SUL-SUDESTE - Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A.	11.921	23.842	10.724	10.573	34.607
CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá	9.122	18.244	10.108	10.785	11.306
CEAL - Companhia Energética de Alagoas	30.138	60.276	32.421	32.515	35.741
CEB-DIS - Ceb Distribuição S.A.	58.608	117.216	58.697	60.041	61.477
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	82.240	164.480	74.713	71.155	70.965
CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.	169.671	339.342	170.744	164.804	163.667
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	106.581	213.162	115.953	119.253	117.462
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A.	67.523	135.046	75.340	80.872	80.998
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	106.547	213.094	107.390	108.136	111.496
ENERGISA TO - Energia Tocantis - Distribuidora de Energia S. A.	16.303	32.606	19.279	21.043	21.802
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	49.135	98.270	55.517	58.807	61.285
ENERGISA MT - Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	57.736	115.472	66.641	68.839	71.111
CEMIG-D - Cemig Distribuição S.A.	259.098	518.196	256.139	258.159	265.224
CEPISA - Companhia Energética do Piauí	26.456	52.912	30.050	32.123	35.224
CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	27.400	54.800	28.704	28.995	30.020
CERR - Companhia Energética de Roraima	-	-	1.085	1.161	-
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício*	946	1.892	-	1.147	1.217
ENERGISA NA - Energisa Sul - Sudeste Distribuidora de Energia S. A.	6.055	12.110	5.697	5.774	-
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	157.609	315.218	157.057	167.918	172.502
COELCE - Companhia Energética do Ceará	90.452	180.904	97.756	100.767	102.170
COPEL-DIS - Copel Distribuição S.A.	243.071	486.142	241.898	235.248	217.692
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	43.524	87.048	45.190	45.903	49.253
CPFL JAGUARI - Companhia Jaguarí de Energia	4.584	9.168	4.825	4.620	23.961
CPFL LESTE PAULISTA - Companhia Leste Paulista de Energia	2.818	5.636	2.796	2.792	-
CPFL MOCOCA - Companhia Luz e Força de Mococa	2.171	4.342	1.990	1.997	-
CPFL PIRATININGA - Companhia Piratininga de Força e Luz	95.697	191.394	90.555	87.342	84.019
CPFL SANTA CRUZ - Companhia Luz e Força Santa Cruz	9.258	18.516	10.264	10.065	-
CPFL SUL PAULISTA - Companhia Sul Paulista de Energia	3.828	7.656	3.781	3.820	-
CPFL PAULISTA - Companhia Paulista de Força e Luz	218.302	436.604	215.075	212.017	214.096
DMED - DME Distribuição S.A.	4.147	8.294	3.930	3.558	2.981
ENERGISA BO - Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S. A.	6.664	13.328	6.646	5.983	5.996
ENERGISA VP - Energisa Sul - Sudeste Distribuidora de Energia S. A.	9.296	18.592	8.397	8.089	-
ENERGISA BR - Energisa Sul - Sudeste Distribuidora de Energia S. A.	7.720	15.440	7.054	6.726	-
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	127.035	254.070	124.404	118.732	115.061
ELETROACRE - Companhia de Eletricidade do Acre	8.185	16.370	8.709	9.253	9.654
ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	392.820	785.640	356.528	347.640	346.964
ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria S.A	2.087	4.174	-	5.402	5.087
ENERGISA MG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S. A.	11.492	22.984	11.810	11.857	12.616
ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	39.637	79.274	43.870	43.263	44.809
ENERGISA PB - Energia Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	35.667	71.334	36.408	36.388	38.577
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	62.172	124.344	67.848	68.594	65.752
ENERGISA SE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S. A.	26.500	53.000	25.457	27.948	29.284
FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda*	449	898	-	497	408
IENERGIA - Iguazu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	2.283	4.566	2.023	1.977	1.870
LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S.A.	208.941	417.882	208.110	203.726	211.919
MUXENERGIA - MUXFELDT Marin & CIA. S.A.	491	982	-	640	614
RGE - Rio Grande Energia S.A.	78.426	156.852	78.039	77.840	81.939
RGE SUL - RGE Sul Distribuidora de Energia S. A.	84.917	169.834	78.208	73.642	72.159
UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda*	697	1.394	-	620	696
TOTAL	3.316.446	6.632.892	3.316.446	3.316.446	3.316.446

Compromisso de venda de energia para o período de 2017 a 2023, atualizado de acordo com as REHs 1.830/14, 2.011/15, 2.179/16, 2.354/17 e 2.359/17.

* Distribuidoras integradas ao SIN em agosto de 2017.



37.2 – Combustível nuclear

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

COMBUSTÍVEL NUCLEAR - REALIZAÇÃO	
ANO	R\$ MIL
2018	178.494
2019	11.747
2020	85.188
2021	119.381
2022	-
2023	63.795
2024	-
Após 2024	8.783.000
TOTAL	9.241.605

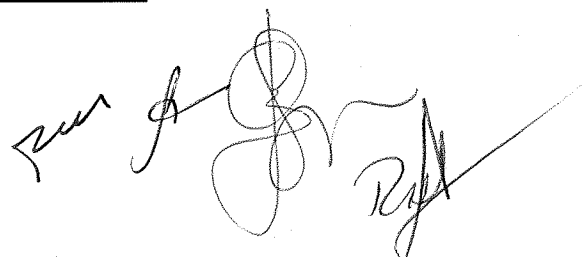
**Informação não auditada por auditoria independente*

37.3 – Compromissos socioambientais

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

COMPROMISSOS SOCIOAMBIENTAIS - REALIZAÇÃO	
ANO	R\$ MIL
2018	12.490
2019	49.919
2020	50.190
2021	49.170
2022	47.323
2023	44.226
2024	46.277
TOTAL	299.595

**Informação não auditada por auditoria independente*



37.4 – Aquisições de bens e serviços

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

BENS E SERVIÇOS - REALIZAÇÃO	
ANO	R\$ MIL
2018	2.696.462
2019	485.235
2020	144.192
2021	2.138
TOTAL	3.328.027

**Informação não auditada por auditoria independente*

38 – EVENTOS SUBSEQUENTES

Em 17.01.2018, ocorreu a liberação da terceira e última parcela do contrato de financiamento Nº 3347/2017 referente ao Plano Extraordinário de Aposentadoria – PAE/2017, no valor de R\$ 5,9 milhões, após o envio à Eletrobras da prestação de contas consolidada e final de todos os pagamentos realizados no âmbito do programa de desligamento.

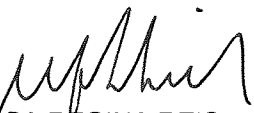
Em 23.02.2018, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-030/2018 de seu Conselho de Administração, aprovou a renegociação do serviço da dívida dos seguintes contratos de financiamento, com recursos ordinários, firmados com a ELETRONUCLEAR: ECF-3278/15, ECF-3284/16 e ECF 3347/17.

Conforme a deliberação do CA da Eletrobras, foi aprovada a celebração de aditivo em cada um dos contratos relatados, alterando as respectivas cláusulas de amortização, com o alongamento do prazo de pagamento do saldo devedor, sem alteração nas demais cláusulas (vide nota 17), conforme detalhamento abaixo:


- **Contrato Nº ECF 3278/15:** Aditamento de 18 para 96 parcelas mensais, iguais e sucessivas, com última prestação de pagamento de principal em Dezembro de 2024.

- **Contrato Nº ECF 3284/16:** Aditamento de 12 para 85 parcelas mensais, iguais e sucessivas, com última prestação de pagamento de principal em Dezembro de 2024.


- **Contrato N° ECF 3341/17:** Aditamento de 36 para 82 parcelas mensais, iguais e sucessivas, com última prestação de pagamento de principal em Dezembro de 2024.



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



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



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



Erica Coutinho dos Santos Negrão
Supervisora - Matr.:5005844-1
Departamento de Contabilidade
DCT.A

19 MAR. 2018

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA EXECUTIVA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

ANTÔNIO VAREJÃO DE GODOY
Presidente do Conselho

LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES
Conselheiro

RICARDO DE PAULA MONTEIRO
Conselheiro

JAILOR CAPELOSSI CARNEIRO
Conselheiro

PAULO ARTUR PIMENTEL T. DA SILVA
Conselheiro Representante dos Empregados

DIRETORIA EXECUTIVA

LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES
Diretor Presidente


JOÃO CARLOS DA CUNHA BASTOS
Diretor de Operação e Comercialização

LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES
Diretor Técnico

MÔNICA REGINA REIS
Diretora de Administração e Finanças



LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES
Diretor Presidente



MÔNICA REGINA REIS
Diretora de Administração e Finanças



RONALDO NETO ALCÂNTARA
Superintendente de Finanças



BEATRIZ ALBINO DA SILVA
Contadora CRC:RJ-098.430/O-2 - Gerente de Contabilidade



KPMG Auditores Independentes

Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro

20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil

Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil

Telefone +55 (21) 2207-9400, Fax +55 (21) 2207-9000

www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

**Aos Conselheiros e Diretores da
Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear**
Rio de Janeiro - RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear (Companhia ou Eletronuclear), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

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

Incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional

Chamamos a atenção para as Notas Explicativas nº 1 e 4.1.d às demonstrações financeiras, que descrevem que a Companhia apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 355.979 mil e passivo a descoberto de R\$ 5.147.539 mil em 31 de dezembro de 2017 e a geração de resultados não tem sido suficiente para a geração de lucros nas operações. Esses eventos e condições, juntamente com o fato que o índice de liquidez geral está afetado substancialmente pelos financiamentos das obras da usina de Angra 3, com entrada em operação e consequente início de receita prevista para o exercício de 2025, indicam a existência de incerteza relevante que pode levantar dúvida significativa quanto à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Os planos da administração da Companhia, que incluem dentre outras, a necessidade de suporte financeiro de terceiros, estão descritos nas mesmas Notas Explicativas. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto.

Ênfase Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos - Lava Jato

Conforme descrito na Nota 3.23.1 às demonstrações financeiras, em conexão com os processos de investigação pelas autoridades públicas federais na operação conhecida como "Lava Jato" e seus desdobramentos, foi efetuada no exercício findo em 31 de dezembro de 2016, reclassificação do montante de R\$ 141.313 mil da conta de perda com impairment para perda com baixa do ativo imobilizado. A referida classificação, sem trazer efeitos no resultado líquido do exercício, decorre dos custos previamente capitalizados que já estavam sendo considerados na perda com provisão de impairment, representando os valores estimados com as atividades ilícitas que a Companhia capitalizou em excesso na aquisição de imobilizado. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Outros Assuntos - Demonstrações do valor adicionado

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

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

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

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

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

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

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

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

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

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

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

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


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

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.


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

Rio de Janeiro, 19 de março de 2018

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ



José Luiz de Souza Gurgel
Contador CRC RJ-087339/O-4



Danilo Siman Simões
Contador CRC 1MG058180/O-2 T-SP

PARECER DO CONSELHO FISCAL

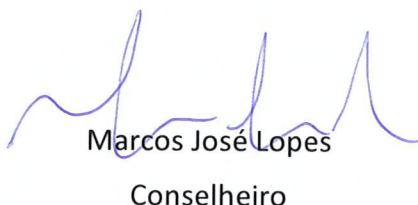
O Conselho Fiscal da ELETROBRÁS TERMONUCLEAR S.A. – ELETRONUCLEAR, no âmbito de suas atribuições legais e estatutárias, conheceu o Relatório da Administração e procedeu ao exame das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, os quais foram aprovados, nesta data, pelo Conselho de Administração.

Com base nos esclarecimentos prestados pelos representantes da Administração e da Superintendência Financeira, nos exames efetuados pelo Conselho Fiscal ao longo do exercício e no Relatório da KPMG Auditores Independentes, referente ao exercício de 2017, contendo duas ênfases a respeito dos “Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos – Lava Jato” e sobre a “Incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional” da empresa, o Conselho Fiscal opina que os referidos documentos, com as ênfases contidas 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.

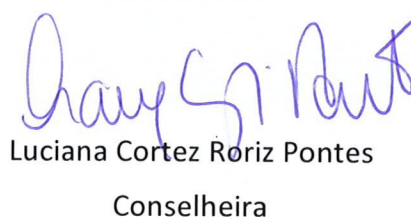
Rio de Janeiro, 19 de março de 2018.



Marcelo Saraiva Cavalcanti
Presidente



Marcos José Lopes
Conselheiro



Luciana Cortez Roriz Pontes
Conselheira