Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras

Ministério de Minas e Energia

Relatório de Gestão do Exercício de 2017

Rio de Janeiro

Maio de 2018

Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras

Ministério de Minas e Energia

Relatório de Gestão do Exercício de 2017

Relatório de Gestão do exercício de 2017 apresentado aos órgãos de controle interno e externo e à sociedade como prestação de contas anual a que esta Unidade Jurisdicionada está obrigada nos termos do § único do art. 70 da Constituição Federal, elaborado de acordo com as disposições da IN TCU n.º 63/2010, com as alterações introduzidas pela Resolução TCU nº 72/2013, da DN TCU n.º 154/2016 e 156/2016, e da Portaria TCU n.º 59/2017 e das orientações do órgão de controle interno Portaria CGU n.º 522/2015.

Gabinete da Presidência da Eletrobras – PRG

Rio de Janeiro – 2018

SUMÁRIO

1. APRESENTAÇÃO

2. VISÃO GERAL DA UNIDADE

2.1 Finalidade e competências

2.2 Normas e regulamento de criação, alteração e funcionamento

2.3 Ambiente de atuação

2.4 Organograma

2.5 Macroprocessos finalísticos

2.6 Composição acionária do capital social

2.7 Participação em outras sociedades

2.8 Principais eventos societários ocorridos no exercício

3. PLANEJAMENTO ORGANIZACIONAL E RESULTADOS — CONSIDERAÇÕES GERAIS

3.1 Planejamento Organizacional

3.1.1 Descrição sintética dos objetivos do exercício
3.1.2 Estágio de implementação do planejamento estratégico
3.1.3 Vinculação dos planos da unidade com as competências institucionais e outros planos

3.2 Formas e instrumentos de monitoramento da execução e resultados dos planos

3.3 Desempenho orçamentário

3.3.1 Informações sobre a realização das receitas
3.3.2 Informações sobre a execução das despesas

3.4 Desempenho operacional

3.5 Apresentação e análise de indicadores de desempenho

3.5.1 Informações e indicadores sobre o desempenho operacional

3.6 Informações sobre as atividades relacionadas à Pesquisa e Desenvolvimento

4. GOVERNANÇA, GESTÃO DE RISCOS E CONTROLES INTERNOS — CONSIDERAÇÕES GERAIS

4.1 Descrição das estruturas de governança

4.1.1 Atendimento à Lei das Estatais

4.2 Informações sobre dirigentes e colegiados

4.3 Política de designação de representantes nas assembleias e nos colegiados de controladas, coligadas e sociedades de propósito específico

4.4 Atuação da unidade de auditoria interna

4.5 Atividades de correição e apuração de ilícitos administrativos

4.6 Gestão de riscos e controles internos

4.7 Política de remuneração dos administradores e membros de colegiados

4.8 Informações sobre a empresa de auditoria independente contratada

4.9 Participação acionária de membros de colegiados da entidade

5. ÁREAS ESPECIAIS DA GESTÃO

5.1 Gestão de pessoas

5.1.1 Estrutura de pessoal da unidade
5.1.2 Demonstrativo das despesas com pessoal
5.1.3 Gestão de riscos relacionados ao pessoal
5.1.4 Contratação de pessoal de apoio e de estagiários
5.1.5 Entidades fechadas de previdência complementar patrocinadas

5.2 Gestão de patrimônio e infraestrutura

5.2.1 Gestão do patrimônio imobiliário da União

5.3 Gestão de tecnologia da informação

5.3.1 Principais sistemas de informações
5.3.2 Informações sobre o Planejamento Estratégico de Tecnologia da Informação (PETI) e sobre o Plano Diretor de Tecnologia da Informação (PDTI)

5.4 Gestão de fundos e de programas

5.4.1 Identificação e informações dos fundos na gestão da unidade
5.4.2 Informações sobre programas e fundos setoriais

6. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE

6.1 Canais de acesso do cidadão

6.2 Aferição do grau de satisfação dos cidadãos-usuários

6.3 Mecanismos de transparência das informações relevantes sobre a atuação da unidade

7. DESEMPENHO FINANCEIRO E INFORMAÇÕES CONTÁBEIS — CONSIDERAÇÕES GERAIS

7.1 Desempenho financeiro do exercício

7.2 Sistemática de apuração de custos no âmbito da unidade

7.3 Demonstrações contábeis exigidas pela Lei n.º 6.404/76 e notas explicativas

7.4 Informações sobre Itaipu

8. CONFORMIDADE DA GESTÃO E DEMANDAS DOS ÓRGÃOS DE CONTROLE — CONSIDERAÇÕES GERAIS

8.1 Tratamento de determinações e recomendações do TCU

8.2 Tratamento de recomendações feitas pelo órgão de controle interno

8.3 Medidas administrativas para apuração de responsabilidade por dano ao erário

8.4 Demonstração da conformidade do cronograma de pagamentos de obrigações com o disposto no art. 5º da Lei n.º 8.666/93

8.5 Informações sobre a revisão dos contratos vigentes firmados com empresas beneficiadas pela desoneração da folha de pagamento

8.6 Informações sobre a publicidade e a propaganda

9. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

9.1 Itaipu

9.1.1 Acórdão nº 1470/2016

9.2 Furnas

9.3. Informações relativas ao Acórdão 388/2018 TCU, Porcesso TC 027.623/2015-7

9.3.1 Estagio de aprovação e implementação das normas específicas de desdobramento operacional da Política de Representantes em SPEs.
9.3.2 Andamento e resultados das ações de controle de Auditoria Interna para verificar as causas de deterioração de taxas de rentabilidade em SPEs
9.3.3 Estágio de Implementação dos sistemas SAE e SGT

1. APRESENTAÇÃO

1.1. Wilson Ferreira Junior — Presidente da Eletrobras

O ano de 2017 foi marcado por profundas mudanças na Eletrobras. Em 21 de agosto de 2017, o Ministério de Minas e Energia anunciou ao mercado a intenção de democratizar o capital da empresa. Esse fato foi o grande destaque daquele ano, e certamente vai monopolizar a atenção de nossos públicos de interesse durante 2018, em especial acionistas, investidores, empregados e imprensa. A democratização do capital da Eletrobras é o caminho natural para garantir que as transformações iniciadas no Plano Diretor de Negócios e Gestão 2017-2021 e reafirmadas no "Desafio 22: Excelência Sustentável", o PDNG 2018-2022, sejam, de fato, sustentáveis ao longo do tempo.

Norteado pelo Plano Estratégico 2015-2030 (PE 2015-2030), o PDNG 2018-2022 manteve três pilares estratégicos do PDNG anterior: Governança e Conformidade; Disciplina Financeira; e Excelência Operacional. A esses, foram adicionados mais dois, acrescentados pela administração da empresa por serem considerados temas relevantes no momento de transformação por que passa a Eletrobras: Valorização das Pessoas e Atuação Sustentável. Este último surge como contribuição da Eletrobras para a implementação da Agenda 2030 no Brasil, por meio da priorização de alguns Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS).

O acerto do PDNG 2017-2021, que justifica a sua continuação no Desafio 22, se traduz em números. A companhia saiu de uma relação Dívida Líquida/Ebitda ajustado de 6,7 em dezembro de 2016 para 3,7 em dezembro de 2017, e mantém a meta de reduzi-la para menos de 3,0 no fim de 2018. Destaca-se em 2017 a implementação do Plano de Aposentadoria Extraordinária (PAE) e Plano de Demissão Voluntária Extraordinário (PDVE) da CGTEE a partir do qual desligamos 2.055 pessoas (84% da meta), representando uma economia anual esperada de 855 milhões (90% da meta). Também realizamos um corte de 758 funções gratificadas, o que trouxe mais de R$ 74 milhões de redução de custos associados em 2017.

Além da redução de custos, o PDNG atingiu importantes avanços em nossa governança, como a criação de um canal de denúncias externo, unificado e independente, que começou a operar em agosto de 2017, reforçando a conformidade da companhia.

Outro avanço a destacar foi a aprovação, pelo Conselho de Administração, do início da reestruturação societária entre as empresas Eletrosul e CGTEE, visando à obtenção de sinergia operacional, tributária, econômica e financeira.

Também prevista no PDNG 2018-2022, a privatização de nossas empresas distribuidoras de energia foi preparada. Em 2018, as empresas Eletrobras Distribuição Amazonas, Acre, Roraima, Rondônia, Alagoas e Piauí serão privatizadas, permitindo à Eletrobras manter seu foco em geração e transmissão. A venda de participações em Sociedades de Propósito Específico (SPEs) também foi preparada, com a dação em pagamento de participações das subsidiárias à *holding* e expectativa de ocorrência do leilão de venda ainda no primeiro semestre de 2018.

Ao longo de 2017, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) — do governo federal e executado pela Eletrobras — iniciou a execução do seu primeiro Plano de Aplicação de Recursos, que abrange os segmentos educacional, industrial, de edificações, iluminação pública, gestão energética municipal e saneamento ambiental, além de prever ações de divulgação de informações e desenvolvimento do Selo Procel de Economia de Energia.

Demos ainda um importante passo a fim de aprimorar nossas práticas de governança corporativa em atendimento à Lei n.º 13.303, ("Lei das Estatais") e ao Decreto n.º 8.945, ao promover uma reforma integral do estatuto social da Eletrobras, bem como o estabelecimento de uma política de alçada única, para todo o grupo.

O mês de dezembro de 2017 marcou a entrada em operação do primeiro bipolo do sistema de transmissão de Belo Monte, com dois meses de antecedência frente ao prazo estipulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Com 2,1 mil quilômetros de extensão, o empreendimento, responsabilidade da Belo Monte Transmissora de Energia (BMTE), é uma linha de ultra-alta tensão em corrente contínua, ligando a subestação de Xingu (PA) à subestação de Estreito (MG), e tem capacidade de transmitir até 4.000 MW.

A malha de linhas de transmissão da Eletrobras, em 31 de dezembro de 2017, agregou mais 1.475 km de linhas de transmissão corporativas e em parceria a seu parque transmissor.

No total de investimentos, a Eletrobras realizou R$ 1,6 bilhão, sendo R$ 1,0 bilhão em investimentos corporativos e R$ 0,6 bilhão através de participações em Sociedades de Propósito Específico (SPEs).

Já em geração, em 2017, a Eletrobras, por meio de investimentos corporativos ou através de SPEs, investiu R$ 2,5 bilhões, sendo R$ 1,5 bilhão relacionado a investimentos em SPES. Um dos destaques foi a entrada em operação da usina térmica Mauá 3, no Amazonas, cuja capacidade instalada é 591 MW.

Além disso, foram investidos R$ 167 milhões em pesquisa, infraestrutura e qualidade ambiental.

Em relação aos destaques nas ações socioambientais, podemos ressaltar a assinatura da Carta Aberta "Setor Privado Apoia a Precificação de Carbono no Brasil". Trata-se de um documento de apoio do setor privado à precificação de carbono, elaborada pela Iniciativa Empresarial em Clima, com apoio da *Carbon Pricing Leadership Coalition* (CPLC), do Banco Mundial. Destacamos também a adesão ao "Posicionamento sobre mecanismos de precificação de carbono", documento lançado em 2016 pela Iniciativa Empresarial em Clima.

Os resultados obtidos foram reconhecidos no mercado. Em novembro, a Eletrobras obteve a Certificação do Indicador de Governança — IG-SEST Nível 1 (nível de excelência). O indicador é uma inovação desenvolvida pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) para trazer mais efetividade e transparência no acompanhamento das boas práticas de governança pelas empresas estatais.

Todos esses resultados e reconhecimentos alcançados foram possíveis graças ao comprometimento de nossos empregados, que se engajaram nesse processo de transformação da companhia. Além deles, nossos demais *stakeholders* acreditaram nos planos da administração e deram todo o apoio para que pudéssemos trabalhar e apresentar os dados que estão neste relatório. Ao tempo em que agradecemos esse apoio e esse engajamento, destacamos que eles são primordiais para a superação dos desafios que se apresentam em 2018.

1.2. José Guimarães Monforte — Presidente do Conselho de Administração

Em novembro de 2017, a Eletrobras obteve a Certificação do Indicador de Governança — IGSEST Nivel 1 (nível de excelência), uma inovação desenvolvida pela SEST para trazer mais efetividade e transparência no acompanhamento das boas práticas de governança pelas empresas estatais federais.

Em março de 2018, presenciamos a certificação da Eletrobras no Programa Destaque em Governança de Estatais da B3 — Brasil, Bolsa, Balcão. A certificação foi obtida após o atendimento às seis medidas obrigatórias — aprimoramentos ao conteúdo do Formulário de Referência; instalação de Área de Compliance, Controles Internos e Riscos; Auditoria Interna e Comitê de Auditoria Estatutário; Política de Transações com Partes Relacionadas; Requisitos Mínimos para Indicação de Administradores; Análise do Perfil do Titular da Área de *Compliance* e da Auditoria Interna — e obtenção de 50 em 60 pontos possíveis nas medidas opcionais.

Esses dois exemplos vigorosos, que fortalecem a governança da Eletrobras e protegem-na de práticas que possam colocar em dúvida a sua integridade, mostram que o trabalho que vem sendo realizado na empresa, tanto por parte dos colaboradores, quanto por parte da Diretoria Executiva e também do Conselho de Administração, tem sido feito com excelência e compromisso com o resultado.

As duas certificações também são parte de algo maior: o "Desafio 21: Excelência Sustentável", o Plano Diretor de Negócios e Gestão 2017-2021, e sua evolução natural, o "Desafio 22", PDNG que compreende o período 2018-2022.

De fato, a busca pelo fortalecimento da governança da companhia tem sido quase uma obsessão para este Conselho, que apoia ativamente a Diretoria Executiva da Eletrobras em seu trabalho de recuperação da companhia.

O reconhecimento do mercado é fundamental para o resgate de nossa credibilidade. Isso se reflete também no aumento de nosso valor de mercado, na redução de nosso endividamento, na redução de custos e na melhoria operacional da Eletrobras. Reflete-se, ainda, nas demais empresas controladas pela *holding*, hoje trabalhando de forma integrada.

Todas as mudanças pelas quais a empresa passou no último ano prepararam-na, também, para enfrentar o grande desafio da desestatização, proposto por seu acionista majoritário, o governo federal, em agosto de 2017. De fato, consideramos que o modelo proposto pelo governo é o único capaz de garantir que as mudanças implementadas na Eletrobras sejam sustentáveis no tempo. Mais que isso, é o único caminho possível para permitir que a Eletrobras volte a investir e não perca sua relevância no cenário nacional. Caso aprovada pelo Congresso Nacional, a desestatização vai transformar a Eletrobras numa grande corporação mundial, que permitirá aos brasileiros voltarem a sentir orgulho desta grande empresa.

Há muito trabalho pela frente, mas os desafios superados em 2017 provam que a companhia é capaz de responder com coragem, agilidade e eficiência às mudanças exigidas pelo espírito do tempo.

2. Visão Geral da Unidade

2.1 Finalidade e competências

A Centrais Elétricas Brasileiras S/A — Eletrobras foi constituída oficialmente no dia 11 de junho de 1962. Inicialmente estabelecida sob a forma de sociedade por ações de capital misto, a Eletrobras tinha como atribuição promover estudos, projetos de construção e operação de usinas produtoras, linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração dos atos de comércio decorrentes dessas atividades, fazendo com que a empresa passasse a contribuir decisivamente para a expansão da oferta de energia elétrica e o desenvolvimento do país.

Conforme estabelecido na sua lei de criação (Lei n.º 3.890-A/61) e em seu Estatuto Social, a Eletrobras, na qualidade de sociedade de economia mista federal, foi criada com o objetivo de explorar as atividades econômicas relacionadas ao setor energético, devido ao relevante interesse coletivo envolvido nas referidas atividades que envolvem inclusive a prestação de serviços públicos.

A Eletrobras, portanto, respaldada pelo interesse coletivo que justificou sua criação, tem por objeto social cooperar com o Ministério de Minas e Energia para aprimoramento da política energética do país.

Alinhada à lei de criação da Eletrobras e na Lei das Estatais que define a função social das empresas públicas ou sociedades de economia mista, a companhia é responsável pela administração de programas de governo voltados para o desenvolvimento do setor elétrico, como o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (“Procel”), o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (“Luz para Todos”) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“Proinfa”).

Além disso, a Eletrobras exerce importante papel na integração energética da América Latina, sendo o agente do governo responsável pelos projetos binacionais, como Itaipu e interligações fronteiriças com Argentina (Estação Conversora de Uruguaiana) e Paraguai (estação Conversora de Rivera).

Por fim, é papel da Eletrobras promover e apoiar pesquisas de interesse do setor elétrico, o que é realizado por meio do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel).

2.2 Normas e regulamentos de criação, alteração e funcionamento da unidade

A Eletrobras foi criada pela Lei n.º 3.890-A, de 25 de abril de 1961, alterada pelas Leis n.º 4.400, de 31 de agosto de 1964, n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, n.º 11.943, de 28 de maio de 2009, n.º 12.375, de 30 de dezembro de 2010, n.º 12.385, de 3 de março de 2011, e n.º 12.688, de 18 de julho de 2012, e pela Medida Provisória n.º 2.181-45, de 24 de agosto de 2001.

Seu estatuto social foi aprovado pelo Decreto n.º 4.559, de 30 de dezembro de 2002, alterado pelo Decreto n.º 5.723, de 16 de março de 2006.

Por ser uma sociedade anônima de capital aberto, cujo acionista majoritário é a União, rege-se tanto pela Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, a Lei das Sociedades Anônimas, como pelas normas de direito público, das quais se destaca a Lei n.º 8.666, de 21 de junho de 1993.

Internamente, a Eletrobras elabora documentos normativos de cunho corporativo utilizados na empresa para orientar a tomada de decisões, racionalizar o trabalho e/ou estabelecer regras.

2.3 Ambiente de atuação

No âmbito do projeto que contempla a readequação do atual modelo de negócios das empresas Eletrobras e da elaboração de seu Plano Estratégico 2015-2030 e desdobramentos, foi desenvolvida uma nova análise SWOT do ambiente de interesse das empresas Eletrobras, com o objetivo de reavaliar criticamente o conjunto de variáveis utilizadas nas análises originalmente feitas em 2009 e 2010, além de incorporar outras variáveis referentes ao atual contexto do setor elétrico nacional e mundial.

Essa análise foi estendida mediante um estudo de suas implicações estratégicas. Essas implicações foram deduzidas por meio da matriz de avaliação estratégica, que associa forças e fraquezas com oportunidades e desafios. O cruzamento dos referidos aspectos permite recomendações (*insights* para a formulação de estratégias) de atuações ofensiva e defensiva para as empresas Eletrobras, além de identificar possíveis vulnerabilidades.

A análise em questão indicou que as empresas Eletrobras têm potencial para forte participação na expansão de geração e de transmissão, na captura de oportunidades em países vizinhos na América do Sul, e em comercialização de energia no mercado livre. Por meio da análise de debilidade ofensiva, ficou constatado que a adequação de processos de gestão e ganho de eficiência são fundamentais para que oportunidades não deixem de ser aproveitadas. A análise de potencialidade de capacidade defensiva, por sua vez, indicou que as empresas Eletrobras podem responder a desafios como complexidade de desenvolvimento de projetos e crescente competitividade. Por fim, a análise das vulnerabilidades apontou que desafios podem ser potencializados pela baixa eficiência, pela delicada situação financeira atual de baixa liquidez de recursos no curto prazo e dificuldades de gestão no negócio de distribuição.

2.4. Organograma

A estrutura organizacional da Eletrobras é formada por sete diretorias:

- Presidência;
- Diretoria de Geração;
- Diretoria de Transmissão;
- Diretoria de Distribuição;
- Diretoria de Conformidade;
- Diretoria Financeira e de Relação com Investidores; e
- Diretoria Jurídica e de Gestão Corporativa.

Demonstramos a seguir o organograma de cada diretoria e o quadro resumo das unidades estratégicas da Eletrobras, com suas principais competências e os seus respectivos titulares, destacando os seus períodos de atuação. Foram consideradas como unidades estratégicas aquelas subordinadas diretamente às diretorias e ao Conselho de Administração.

2.4.1. Conselho de Administração

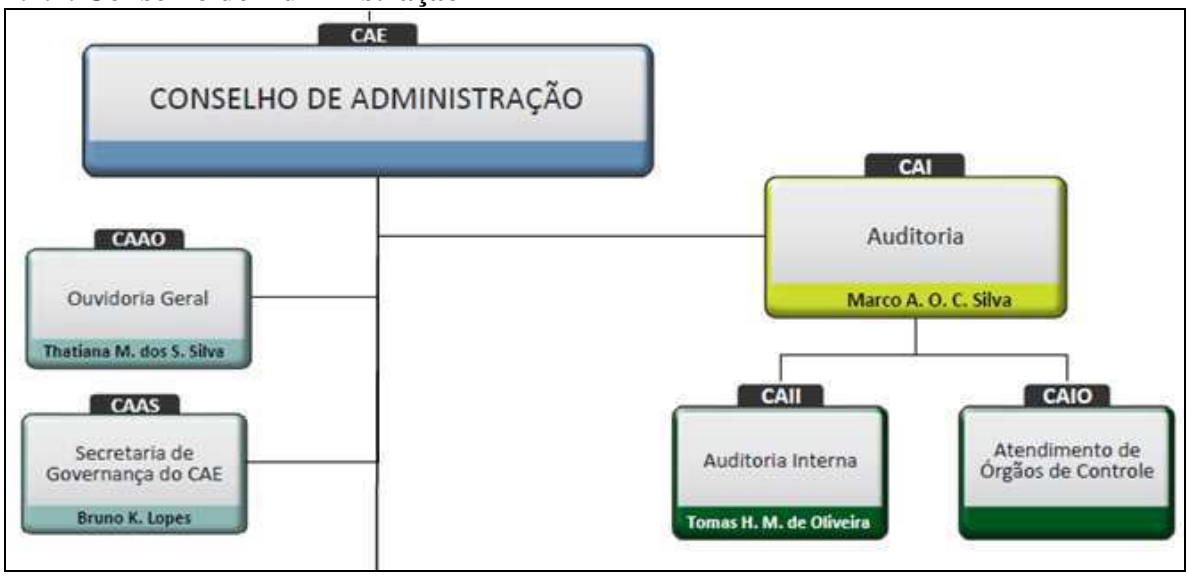


Figura 1: Organograma do Conselho de Administração

CAE - CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO				
Áreas/ Subunidades Estratégicas	**Competências**	**Titular**	**Cargo**	**Período de atuação**
Auditoria - CAI	Auditar a adequação, eficiência e eficácia dos sistemas de controles internos, a observância à legislação e aos atos normativos internos e externos, bem como o cumprimento dos planos, metas, objetivos e políticas definidos pela empresa.	MARCO AURÉLIO ORREGO C. SILVA	Superintendente	Desde 01/12/2016
Ouvidoria Geral - CAAO	Detectar, analisar, reportar e monitorar possíveis problemas e riscos à Eletrobras identificados em denúncias e outras manifestações recebidas, contribuindo para a credibilidade e o fortalecimento da imagem, reputação e sustentabilidade da empresa.	THATIANA MARTINS DOS SANTOS SILVA	Chefe de Assessoria	Desde 01/06/2017
Secretaria de Governança do CAE - CAAS	Apoiar os membros do Conselho de Administração da Eletrobras – CAE e dos Comitês vinculados ao CAE no adequado exercício de suas funções, visando o aprimoramento de seu sistema de governança e a aderência de seus documentos aos ambientes legal, regulatório e voluntário.	BRUNO K. LOPES	Chefe de Assessoria	Desde 01/06/2017

Quadro 1: Resumo das Unidades Estratégicas do Conselho de Administração

2.4.2. Presidência

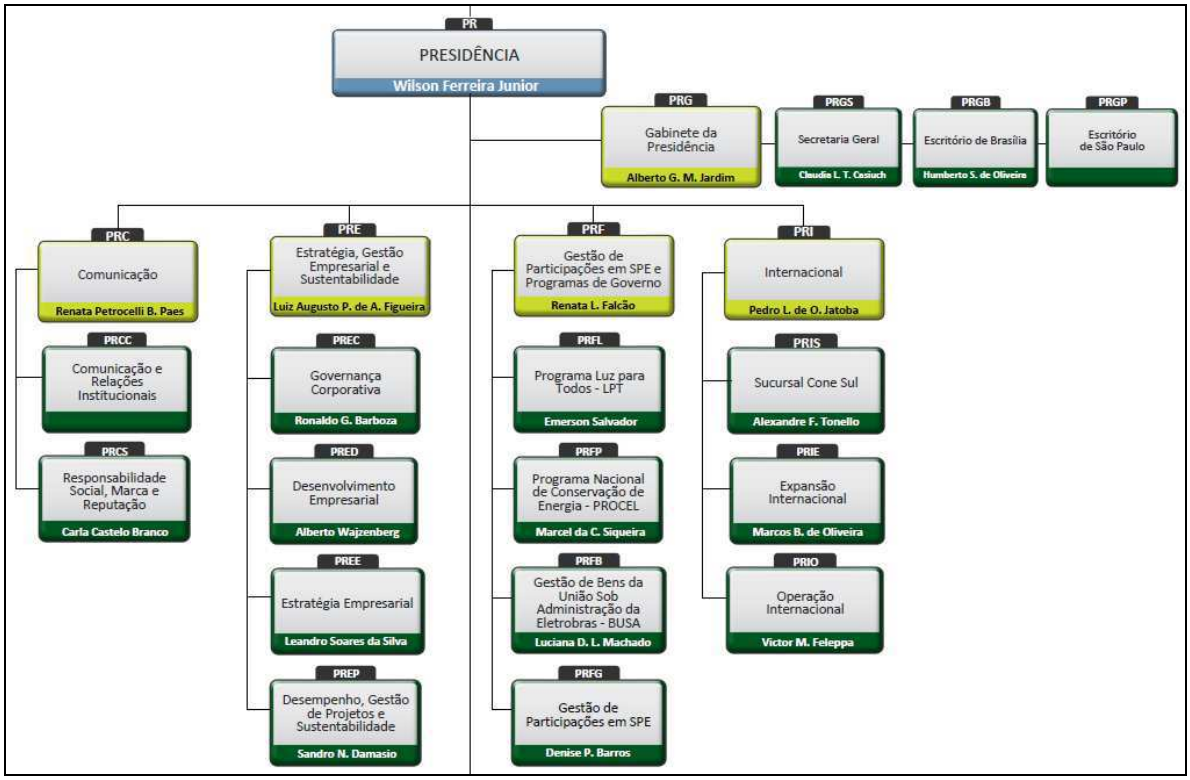


Figura 2: Organograma da Presidência

PR - PRESIDÊNCIA				
Áreas/ Subunidades Estratégicas	**Competências**	**Titular**	**Cargo**	**Período de atuação**
Presidência - PR	Cumprir as diretrizes do Ministério de Minas e Energia – MME e gerir a Eletrobras.	WILSON PINTO FERREIRA JUNIOR	Presidente	Desde 25/07/2016
Gabinete da Presidência - PRG	Assistir, diretamente, o Presidente, prestando-lhe apoio nas atividades desenvolvidas na Empresa.	ALBERTO GALVÃO MOURA JARDIM	Superintendente	Desde 01/12/2016
Comunicação - PRC	Gerenciar as atividades de Comunicação, de Eventos, de Publicidade, de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade, Patrocínio, Gestão da marca, Reputação e de Relações Parlamentares.	RENATA P. B. PAES	Superintendente	Desde 31/12/2017
Estratégia, Gestão Empresarial e Sustentabilidade - PRE	Formular e monitorar a estratégia e os planos de negócio, gerir o desempenho e a sustentabilidade e promover o desenvolvimento organizacional.	LUIZ AUGUSTO P. A. FIGUEIRA	Superintendente	Desde 01/12/2016
Gestão de Participações em SPE e Programas de Governo - PRF	Coordenar a gestão dos programas de governo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz Para Todos (LPT) e dos Bens da União sob Administração - BUSA, assim como fazer a gestão das participações em Sociedades de Propósito Específico – SPE no âmbito nacional.	RENATA LEITE FALCÃO	Superintendente	Desde 01/12/2016
Internacional - PRI	Promover as atividades das empresas Eletrobras no exterior, incluindo a proposição de Estratégia de atuação Internacional, a prospecção de novos negócios no exterior, a gestão das transações internacionais de energia elétrica, a gestão de resultados da operação dos ativos no exterior e a representação internacional da Eletrobras.	PEDRO LUIZ DE OLIVEIRA JATOBÁ	Superintendente	Desde 01/12/2016

Quadro 2: Resumo das Unidades Estratégicas da Presidência

2.4.3. Diretoria de Geração

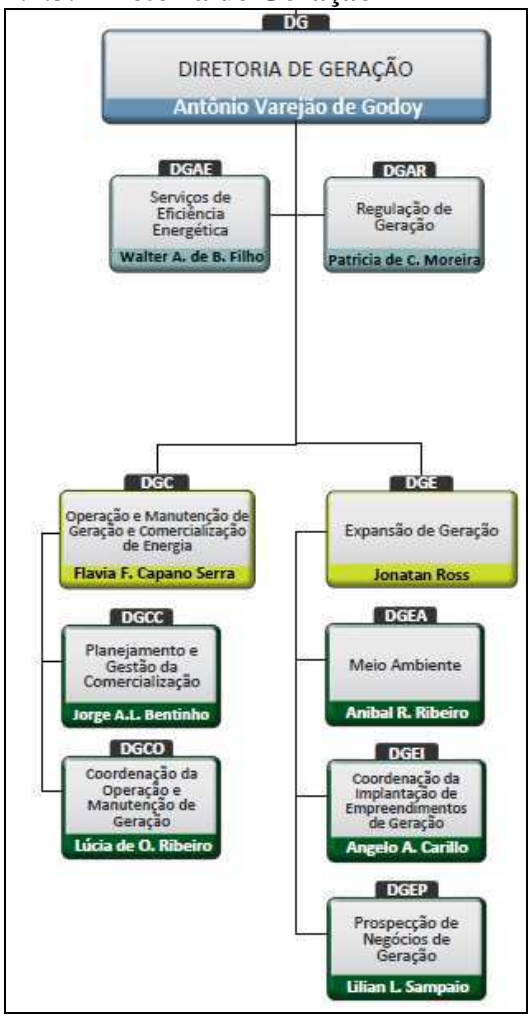


Figura 3: Organograma da Diretoria de Geração

DG - DIRETORIA DE GERAÇÃO				
Áreas/ Subunidades Estratégicas	**Competências**	**Titular**	**Cargo**	**Período de atuação**
Diretoria de Geração - DG	Coordenar a expansão, operação e manutenção da geração, priorizando a sustentabilidade, competitividade e rentabilidade dos ativos da geração, bem como a comercialização de energia e os negócios de eficiência energética.	ANTÔNIO VAREJÃO DE GODOY	Diretor	Desde 28/11/2017
Serviços de Eficiência Energética - DGAE	Desenvolver a prospecção, estruturação e operacionalização de negócios de eficiência energética, bem como desenvolver ações de eficiência energética.	WALTER ALVES DE BRITTO FILHO	Chefe de Assessoria	Desde 01/12/2016
Regulação de Geração - DGAR	Desenvolver as atividades relativas à regulação setorial dos negócios de geração de energia elétrica.	PATRICIA DE CARVALHO MOREIRA	Chefe de Assessoria	Desde 01/12/2016
Operação e Manutenção de Geração e Comercialização de Energia - DGC	Promover a gestão das atividades de planejamento e acompanhamento da operação energética, das atividades de manutenção da geração, bem como de comercialização de energia elétrica.	FLAVIA FRANCESCA CAPANO SERRA	Superintendente	Desde 23/10/2017
Expansão de Geração - DGE	Promover a expansão dos negócios de geração por meio da coordenação da implantação de empreendimentos de geração, do desenvolvimento de estudos e análises de novas oportunidades de negócio, bem como a gestão da dimensão socioambiental.	JONATAN ROSSI	Superintendente	Desde 01/12/2016

Quadro 3: Resumo das Unidades Estratégicas da Diretoria de Geração

2.4.4. Diretoria de Transmissão

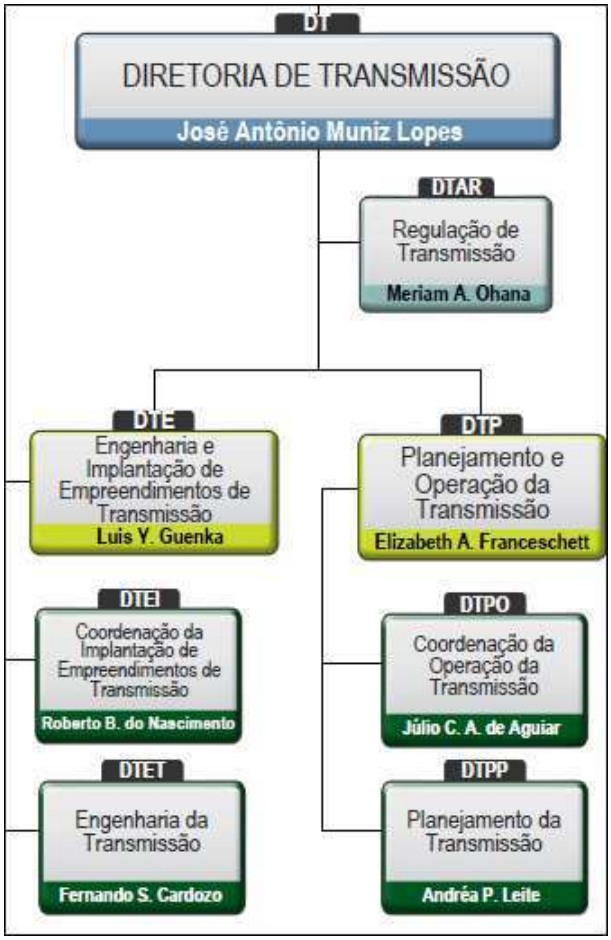


Figura 4: Organograma da Diretoria de Transmissão

DT - DIRETORIA DE TRANSMISSÃO				
Áreas/ Subunidades Estratégicas	**Competências**	**Titular**	**Cargo**	**Período de atuação**
Diretoria de Transmissão - DT	Promover a expansão de novos negócios e monitorar a implantação e a operação de empreendimentos de transmissão, considerando, permanentemente, a continuidade e a segurança do sistema de transmissão de energia elétrica das empresas Eletrobras.	JOSÉ ANTONIO MUNIZ LOPES	Diretor	Desde 25/07/2016
Regulação de Transmissão - DTAR	Desenvolver as atividades relativas à regulação setorial dos negócios de transmissão de energia elétrica no âmbito da Holding e das empresas Eletrobras.	MERIAM ABRAHAM OHANA	Chefe de Assessoria	Desde 01/12/2016
Engenharia e Implantação de Empreendimentos de Transmissão - DTE	Gerenciar as atividades referentes à engenharia e à implantação de empreendimentos de transmissão de interesse da Eletrobras.	LUIS YOSHIHIRO GUENKA	Superintendente	Desde 01/12/2016
Planejamento e Operação da Transmissão - DTP	Coordenar as atividades referentes ao planejamento e à operação da transmissão no âmbito das empresas Eletrobras.	ELIZABETH ALMEIDA FRANCESCHETT	Superintendente	Desde 01/12/2016

Quadro 4: Resumo das Unidades Estratégicas da Diretoria de Transmissão

2.4.5. Diretoria de Distribuição

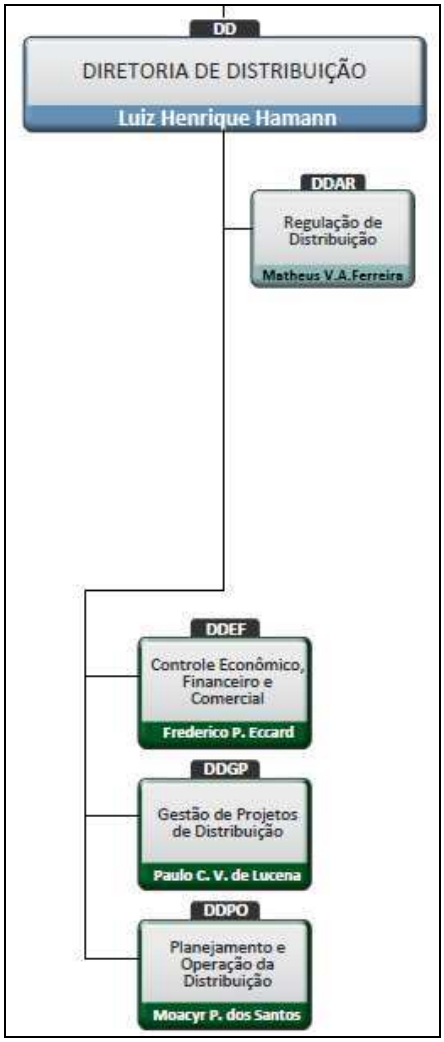


Figura 5: Organograma da Diretoria de Distribuição

DD - DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO				
Áreas/ Subunidades Estratégicas	**Competências**	**Titular**	**Cargo**	**Período de atuação**
Diretoria de Distribuição - DD	Planejar, administrar e controlar as empresas de Distribuição da Eletrobras.	LUIZ HENRIQUE HAMANN	Diretor	Desde 25/07/2016
Regulação de Distribuição - DDAR	Assessorar o Diretor de Distribuição nos assuntos referentes à regulação setorial dos negócios de distribuição de energia elétrica.	MATHEUS VIEIRA DE ALMEIDA FERREIRA	Chefe de Assessoria	Desde 04/09/2017
Controle Econômico, Financeiro e Comercial - DDEF	Monitorar o desempenho econômico, financeiro e comercial das empresas de Distribuição da Eletrobras.	FREDERICO PINTO ECCARD	Chefe de Departamento	Desde 01/12/2016
Gestão de Projetos de Distribuição - DDGP	Gerir os projetos de Distribuição afetos à inadimplência, expansão, redução de perdas, melhoria de desempenho operacional e financeiro, de modo que atendam o escopo, prazo e custos acordados.	PAULO CESAR VIRAÇÃO DE LUCENA	Chefe de Departamento	Desde 01/12/2016
Planejamento e Operação da Distribuição - DDPO	Monitorar a expansão e a operação das empresas de Distribuição da Eletrobras – EDE.	MOACYR PEREIRA DOS SANTOS	Chefe de Departamento	Desde 01/12/2016

Quadro 5: Resumo das Unidades Estratégicas da Diretoria de Distribuição

2.4.6. Diretoria de Conformidade

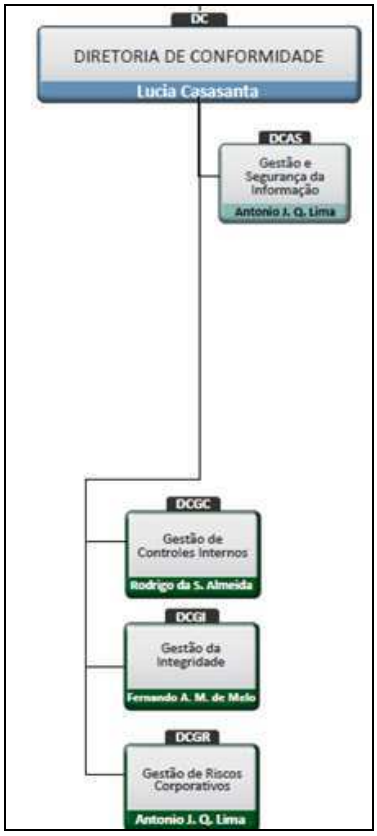


Figura 6: Organograma da Diretoria de Conformidade

DC - DIRETORIA DE CONFORMIDADE				
Áreas/ Subunidades Estratégicas	**Competências**	**Titular**	**Cargo**	**Período de atuação**
Diretoria de Conformidade - DC	Promover a gestão da conformidade no que se refere à adequação a leis, normas e conduta ética, bem como a gestão dos riscos corporativos e a gestão do ambiente de controles internos.	LUCIA CASASANTA	Diretora	Desde 25/07/2016
Gestão e Segurança da Informação - DCAS	Coordenar as práticas de gestão e proteção de documentos e informações corporativas nos níveis aceitáveis de risco, apoiando o Comitê de Segurança da Informação na execução das ações que visem o cumprimento da Política de Segurança da Informação, bem como de diretrizes e normativos relacionados.	ANTONIO JOÃO QUEIROZ LIMA	Chefe de Departamento	Desde 21/06/2017
Gestão de Controles Internos - DCGC	Garantir o ambiente de controles internos, em conformidade com os aspectos regulatórios internos e externos, coordenando e consolidando as ações necessárias nas empresas Eletrobras.	RODRIGO DA SILVA ALMEIDA	Chefe de Departamento	Desde 20/03/2017
Gestão da Integridade - DCGI	Avaliar as atividades de controle de conformidade, incluindo questões de desvios de conduta ética e a investigação e a redução de riscos de fraude e de corrupção, reportando ao Diretor de Conformidade as ações e os resultados de conformidade para o conjunto das empresas Eletrobras.	FERNANDO AUGUSTO MACEDO	Chefe de Departamento	Desde 01/12/2016
Gestão de Riscos Corporativos - DCGR	Promover o fortalecimento da visão integrada dos riscos corporativos e sua inserção na execução e no cumprimento das diretrizes relativas ao processo decisório da companhia, provendo informações para a Alta Administração sobre sua exposição a riscos, coordenando e consolidando as ações necessárias nas empresas Eletrobras.	ANTONIO JOÃO QUEIROZ LIMA	Chefe de Departamento	Desde 01/12/2016

Quadro 6: Resumo das Unidades Estratégicas da Diretoria de Conformidade

2.4.7. Diretoria Financeira e de Relações com Investidores

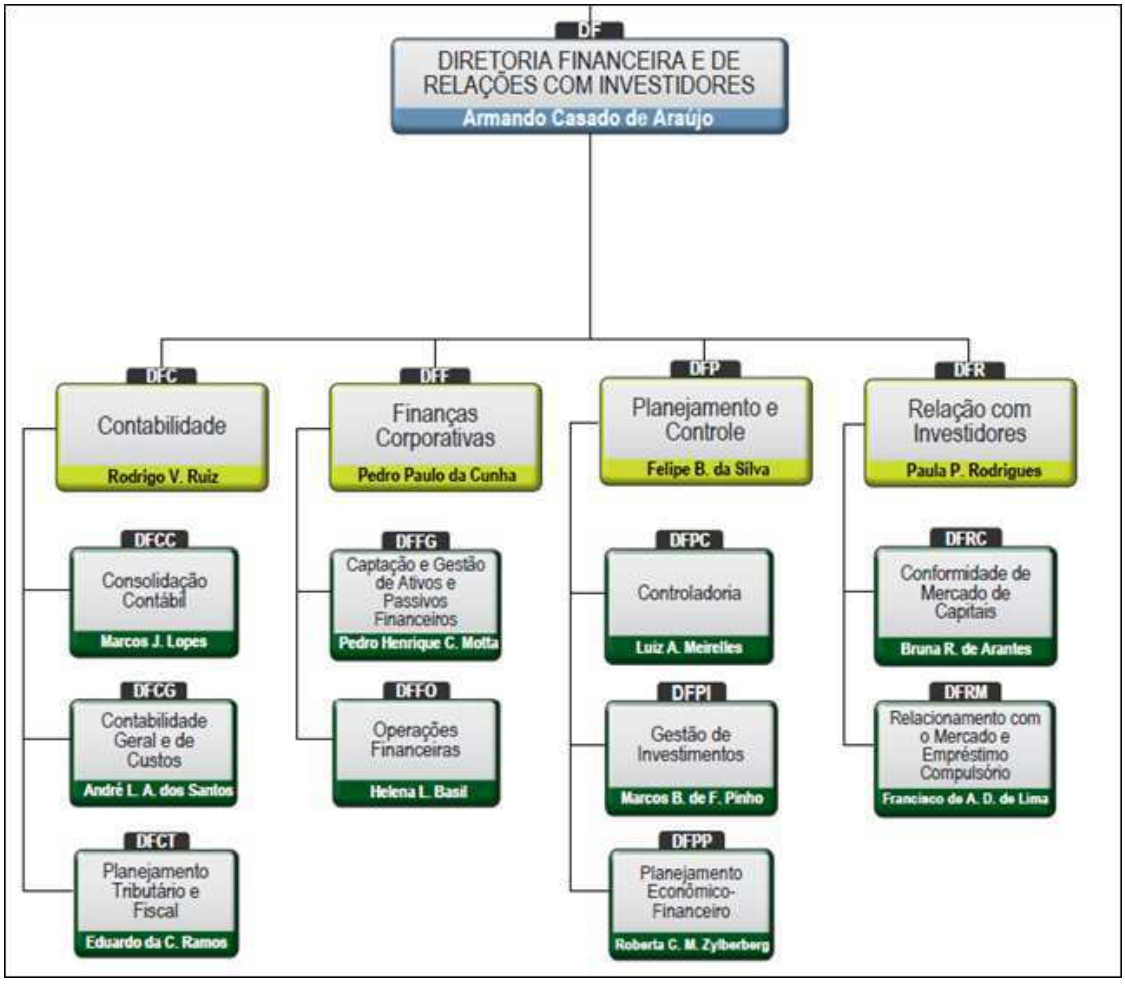


Figura 7: Organograma da Diretoria Financeira e de Relações com Investidores

DF - DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES				
Áreas/ Subunidades Estratégicas	**Competências**	**Titular**	**Cargo**	**Período de atuação**
Diretoria Financeira e de Relações com Investidores - DF	Promover a gestão do fluxo financeiro da Eletrobras e a relação com o mercado de capitais, assim como administrar os créditos de Empréstimo Compulsório.	ARMANDO CASADO DE ARAUJO	Diretor	Desde 25/07/2016
Contabilidade - DFC	Gerenciar as atividades contábeis, tributárias e fiscais na Holding e nas empresas Eletrobras.	RODRIGO VILLELA RUIZ	Superintendente	Desde 01/12/2016
Finanças Corporativas - DFF	Gerenciar a captação de recursos, empréstimos e financiamentos obtidos e concedidos, as contas a pagar e a receber da Eletrobras, a programação financeira para o capital de giro, e as atividades de Tesouraria.	PEDRO PAULO DA CUNHA	Superintendente	Desde 01/12/2016
Planejamento e Controle - DFP	Negociar e gerir o orçamento da Holding, e controlar o fluxo de caixa e o orçamento das empresas Eletrobras, seguindo orientação do plano de negócios.	FELIPE BAPTISTA DA SILVA	Superintendente	Desde 01/12/2016
Relação com Investidores - DFR	Gerenciar a relação com investidores, acionistas e agentes formadores de opinião do Mercado Financeiro e de Capitais, a Conformidade de Mercado de Capitais e, também, os créditos de empréstimo compulsório.	PAULA PRADO RODRIGUES	Superintendente	Desde 01/12/2016

Quadro 7: Resumo das Unidades Estratégicas da Diretoria Financeira e de Relações com Investidores

2.4.8. Diretoria Jurídica e de Gestão Corporativa

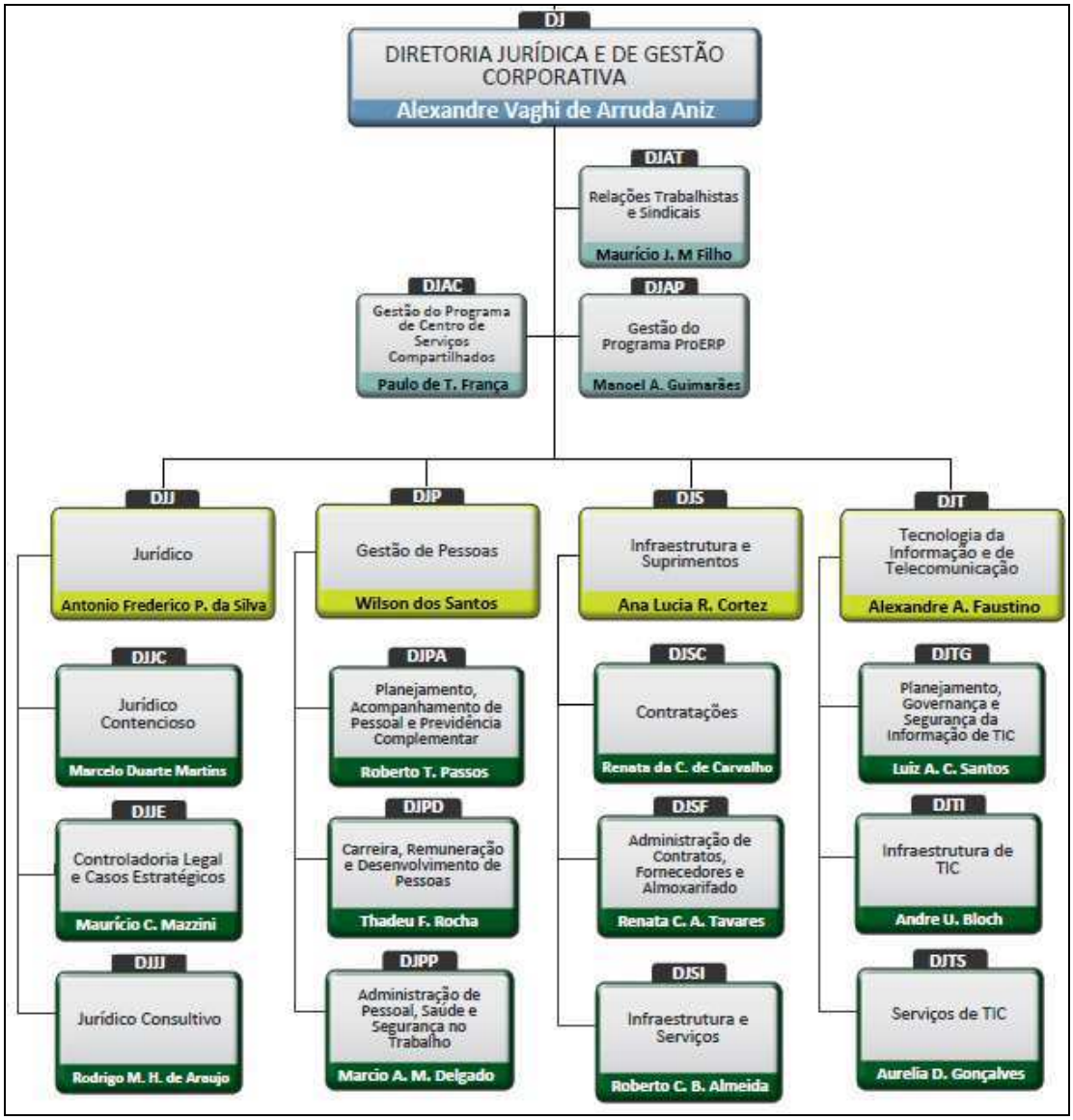


Figura 8: Organograma da Diretoria Jurídica e de Gestão Corporativa

DJ - DIRETORIA JURÍDICA E DE GESTÃO CORPORATIVA				
Áreas/ Subunidades Estratégicas	**Competências**	**Titular**	**Cargo**	**Período de atuação**
Diretoria Jurídica e de Gestão Corporativa - DJ	Promover a representação e o assessoramento jurídico, e a gestão corporativa referente a pessoas, tecnologia, serviços, infraestrutura e suprimentos.	ALEXANDRE VAGHI DE ARRUDA ANIZ	Diretor	Desde 25/07/2016
Gestão do Programa de Centro de Serviços Compartilhados - DJAC	Prover serviços compartilhados às empresas Eletrobras de acordo com os acordos de nível de serviços estabelecidos.	PAULO DE TARSO FRANÇA	Chefe de Assessoria	Desde 01/12/2016
Gestão do Programa ProERP - DJAP	Gerir o Programa ProERP, supervisionando o cumprimento das metas dos projetos que o compõem, bem como a observância às diretrizes estabelecidas.	MANOEL AGUINALDO GUIMARÃES	Chefe de Assessoria	Desde 01/12/2016
Relações Trabalhistas e Sindicais - DJAT	Planejar ações referentes às relações de trabalho entre a empresa, seus empregados e os Sindicatos de Classe, bem como coordenar a negociação dos Acordos Coletivos de Trabalho do Sistema Eletrobras.	MAURÍCIO JOSEPH MARQUES FILHO	Chefe de Assessoria	Desde 01/03/2017
Jurídico - DJJ	Gerenciar a representação jurídica e administrativa, bem como de assessoramento jurídico da Holding.	ANTONIO FREDERICO PEREIRA DA SILVA	Superintendente	Desde 01/12/2016
Gestão de Pessoas - DJP	Propor políticas e diretrizes de gestão de pessoas para a Eletrobras e para as empresas Eletrobras, alinhadas às estratégias empresariais e aos processos afetos a relações sindicais e à previdência complementar, bem como planejar, coordenar, executar e acompanhar as ações decorrentes.	WILSON DOS SANTOS	Superintendente	Desde 01/12/2016
Infraestrutura e Suprimentos - DJS	Prover a infraestrutura adequada e o suprimento de bens e serviços requeridos nos endereços ocupados pela Holding, no Rio de Janeiro, em Brasília e São Paulo.	ANA LUCIA ROMUALDO CORTEZ	Superintendente	Desde 01/12/2016
Tecnologia da Informação e de Telecomunicação - DJT	Planejar e administrar o uso da Tecnologia da Informação e de Telecomunicação, buscando inovação tecnológica, eficiência e eficácia, com o objetivo de apoiar as estratégias corporativas e atender às necessidades empresarias.	ALEXANDRE ALBUQUERQUE FAUSTINO	Superintendente	Desde 01/12/2016

Quadro 8: Resumo das Unidades Estratégicas da Diretoria Jurídica e de Gestão Corporativa

2.5. Macroprocessos finalísticos

Os macroprocessos podem ser entendidos como agrupamentos de processos necessários para a produção de uma ação ou desempenho de uma atribuição da organização ou ainda como grandes conjuntos de atividades pelos quais a organização cumpre sua missão, gerando valor para o cliente-cidadão-usuário.

Nesse contexto, os macroprocessos finalísticos referem-se à essência da organização, caracterizam sua atuação e estão diretamente relacionados aos seus objetivos estratégicos e à geração de produto ou serviço para o cliente interno ou externo.

2.5.1 Macroprocessos de Geração e Comercialização

Visão dos Macroprocessos de Geração e Comercialização

MACROPROCESSO	DESCRIÇÃO	PRODUTOS E SERVIÇOS	PRINCIPAIS CLIENTES	SUBUNIDADES RESPONSÁVEIS
PROSPECÇÃO, ANÁLISE E IDENTIFICAÇÃO DE OPORTUNIDADES EM NEÓCIOS DE GERAÇÃO	Prospectar, analisar e identificar oportunidades de expansão da capacidade de geração de da Eletrobras em negócios de geração para definir a carteira preliminar de potenciais projetos considerando uma avaliação de riscos e rentabilidade, viabilidade técnico-econômica e ambiental e subsidiar a construção do portfólio de projetos empresariais (carteira de estudos e projetos).	- Estudo de Identificação de Potenciais de Geração - análise de riscos e rentabilidade do empreendimento - Estudo de viabilidade técnica, econômica, ambiental e comercial - Portfólio preliminar de geração (carteira de estudos e projetos), apresentando indicações ao CISE - Atuação conjunta e Demanda de suporte técnico para as empresas Eletrobras	- CISE-DF - Diretorias de Geração da Eletrobras e Empresas -Gestão Empresarial-PR - PDNG – DF/PR	DGE - DGEP e DGEA, Áreas de geração das empresas Eletrobras

AVALIAÇÃO E DEFINIÇÃO DA INCOROPORAÇÃO DO NOVO NEGÓCIO DE GERAÇÃO	Avaliar a atratividade do negócio alinhada às estratégias empresariais, definindo as condições de participação, de forma a agregar valor à empresa e ais acionistas.	- Análise da viabilidade do empreendimento - Análise de riscos e rentabilidade **- Estratégia para venda de energia** - Plano Integrado do Negócio - Pré-contrato com fornecedores - Estratégias para contratação de bens e serviços - Documentos de habilitação - Demanda de suporte técnico pelas empresas Eletrobras	- CISE-DF - Área de sustentabilidade-PR - Diretorias de Geração da Eletrobras e Empresas - Gestão Empresarial-PR - PDNG – DF/PR	DGE – DGEP e DGEA, **DGC** e Áreas de geração das empresas Eletrobras
IMPLANTAÇÃO DE EMRPEENDIMENTOS DE GERAÇÃO PRÓPRIOS	Acompanhar a implantação dos empreendimentos de geração da Eletrobras, em conformidade com o que foi estabelecido no contrato de concessão.	- Relatório de Acompanhamento dos Empreendimentos de Geração.	- Diretoria de Geração da Eletrobras; - Diretoria Financeira da Eletrobras; - Gestão Empresarial-PR	DGE – DGEA e DGEG
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO CORPORATIVA DE GERAÇÃO	Monitorar a operação e a manutenção dos empreendimentos	- Relatório de Indicadores da operação;	- Diretoria de Geração da Eletrobras;	DGE-DGEG

	por meio de indicadores de desempenho das usinas e estimular troca de informações técnicas entre as Empresas Eletrobras.	- Relatório de indicadores de manutenção; - Subcomitês de operação e manutenção.	- Diretoria Financeira da Eletrobras; - Gestão Empresarial - PR; - Ministério do Planejamento e de Minas e Energia; - Empresas Eletrobras.	
ELABORAÇÃO DE ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA PRÓPRIA EXISTENTE E GESTÃO DE CCVEs	Comercializar a energia existente, minimizando os riscos associados ao processo, otimizando o portfólio de contratos e maximizando a receita líquida do negócio.	**- Análise de operações de compra e venda de energia** **- Diretrizes para comercialização de energia** **- Energia produzida** **- Gestão e Pagamento dos CCVEs** **- Liquidação na CCEE**	**- Comitê de Comercialização do Sistema Eletrobras;** **- Gestão Empresarial – PR;** **- PDNG – DF/PR;** **- Empresas Eletrobras.**	**DGC**

2.5.2 Macroprocessos de Transmissão

MACROPROCESSO	DESCRIÇÃO	PRODUTOS E SERVIÇOS	PRINCIPAIS CLIENTES	SUBUNIDADES RESPONSÁVEIS (conforme organograma anexo)
ANÁLISE E IDENTIFICAÇÃO DE OPORTUNIDADES EM NEGÓCIOS DE TRANSMISSÃO	*Definir a carteira preliminar de potenciais projetos para a expansão, ampliação e reforços da transmissão de energia, subsidiando a construção do portfólio de projetos empresariais.*	*→ Portfólio preliminar de transmissão;* *→ Demanda de suporte técnico das empresas Eletrobras;* *→ Demandas de Tecnologia e P&D+I.*	*Macroprocessos:* *→ Gestão empresarial;* *→ Avaliação e definição da incorporação do novo negócio de transmissão;* *→ Implantação de empreendimentos de transmissão próprios;* *→ Tecnologia e P&D+I.*	**DTP**
AVALIAÇÃO E DEFINIÇÃO DA INCORPORAÇÃO DO NOVO NEGÓCIO DE TRANSMISSÃO	*Avaliar a atratividade técnica para incorporação do novo negócio.*	*→ Plano Integrado do Negócio;* *→ Resultado do leilão homologado;* *→ Demanda de suporte técnico pelas empresas Eletrobras;* *→ Demandas de Tecnologia e P&D+I.*	*Macroprocessos:* *→ Operação e manutenção corporativa da transmissão;* *→ Implantação de empreendimentos de transmissão próprios;* *→ Gestão das participações acionárias;* *→ Tecnologia e P&D+I.*	**DTP**
IMPLANTAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO PRÓPRIOS	*Assegurar, manter e/ou aumentar as receitas dos negócios de transmissão da empresa atendendo ao que foi estabelecido no planejamento do empreendimento de transmissão.*	*→ Monitoramento físico dos empreendimentos em construção;* *→ Sistema Informatizado de Gestão de Obras de Transmissão (SGT) para acompanhamento dos Empreendimentos;* *→ Relatório de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão conquistados através de Leilões;* *→ Relatório de Acompanhamento dos Reforços de Grande Porte das Empresas Eletrobras;* *→ Relatório de Acompanhamento das Melhorias e Pequenos Reforços em Instalações de Transmissão.*	*Macroprocessos:* *→ Operação e manutenção corporativa da transmissão;* *→ Gestão empresarial;* *→ Processos de suporte.*	**DTE**

2.5.3 Macroprocessos de Distribuição

MACROPROCESSO	DESCRIÇÃO	PRODUTOS E SERVIÇOS	PRINCIPAIS CLIENTES	SUBUNIDADES RESPONSÁVEIS
PROSPECÇÃO DO NEGÓCIO DE DISTRIBUIÇÃO	Embasar a tomada de decisões para o Planejamento Empresarial através da disponibilização de informações de mercado e carga de forma organizada	Dados e medições de fronteira Informações de mercado e carga (projeção) InformaçõeS de Mercado e Carga	Macroprocessos: Contratatação de energia Planejamento de expansão Disponibilização de energia	DD
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA DISTRIBUIÇÃO	Elaborar o planejamento da expansão do sitema elétrico, conforme estrtégia da empresa, com o objetivo de atender às demandas de mercado, bem como garantir a continuidade e qualidade exigidas pelo órgão regulador	Estabelecimento da política empresarial referente à expansão do sistema elétrico Planos de obras análise de demandas para conexão ao sitema de empresas congêneres e de consumidores especiais	Macroprocessos: área de comercial área de operação e manutenção do sistema elétrico órgão regulador	DD
IMPLANTAÇÃO DO EMPREENDIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	Cumprir o plano de obras em conformidade com os projetos, normas técnicas prazos, custos e exigências do órgão regulador.	Entrega do empreendimento com Termo de Conclusão da Obras As built da obra Licença operacional Suporte técnico na energização da obra Cadastramento da obra no SGTD Unitização da obra no sistema contábil da empresa	Macroprocessos: áreas de operação e manutenção do sistema elétrico área comercial área financeira	DD
CONTRATAÇÃO DE ENERGIA PARA DISTRIBUIÇÃO	Atender à totalidade do mercado através da contratação de energia elétrica de forma rentável	Relatórios de contabilização e liquidação da CCEE Processo de pagamento Documento de penalização Elaboração do balanço de contratação Preparação das declarações de compra para participação nos leilões de venda de energia	Macroprocesso: Gestão de finanças	DD
DISPONIBILIZAÇÃO DE ENERGIA DA DISTRIBUIÇÃO	Contribuir para a máxima disponibilidade do fornecimento de energia elétrica, com qualidade e continuidade, preservando o meio ambiente, a satisfação dos clientes e colaboradores, conforme estabelecido pelo órgão regulador	DIC, FIC e compensação por nível de tensão. DRP/DRC Histórico de queima de transformadores por sobrecarga Histórico de atendimento à ocorrências módulo OPER Histórico de manutenção módulo MAN Informações e resultados dos indicadores de desempenho do sistema Respostas às solicitações de ouvidoria, ofícios da ANEEL e indicadores Respostas às solicitações dos órgãos da mídia sobre interrupções do sistema Informações dos resultados de indicadores de gestão da operação Relatório das necessidades operacionais Cadastro de rede atualizado Disponibilizar módulo OPE/PROJ Disponibilizar módulo MAN/módulo PROJ Acesso ao módulo 5: Estudos e Planejamento F15 Disponibilização do módulo PROJ/módulo CADASTRO	Macroprocessos: Comercialização e Relacionametno com o cliente Planejamento da expansão	DD
COMERCIALIZAÇÃO E RELACIONAMENTO COM O CLIENTE DA DISTRIBUIÇÃO	Atender à demanda do cliente com qualidade, segurança e dentro dos prazos regulatórios, garantindo sua satisfação e visando a Sustentabilidade do Negócio	Solicitação de extensão de rede Solicitação de acesso Informações do sistema comercial Informações de carga Solicitação de acesso emissão de fatura Fatura para recuperação da perda Baixa de arrecadação Informações de inadimpleência Repasse de valores de terceiros Tratamento das situações de inadimplência Recuperação da receita Respostas das reclamações dos clientes com posicionamento técnico enviadas para ouvidoria Solicitações de intervenção do sistema orieundos da área comercial Cadastro de Unidade Consumidora consolidado	Macroprocesso: Implantação do empreendimento Prospecção do negócio Planejamento da expansão Disponibilização de energia Gestão de finanças	DD

2.6 Composição acionária do capital social

Composição Acionária do Capital Social

Denominação completa			
Texto			
Ações Ordinárias (%)		**Posição em**	
ACIONISTAS		**31/12/2017**	**31/12/2016**
Governo	Tesouro Nacional	554.395.652	554.395.652
	Outras Entidades Governamentais	262.924.804	265.647.668
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	631.400	651.200
	Ações em Tesouraria	**-**	-
	% Governo	75,25%	75,50%
Free Float	Pessoas Físicas	18,698,024	17.811.918
	Pessoas Jurídicas	111.388.861	118.286.688
	Capital Estrangeiro	139.011.556	130.257.171
	% free float	24,75%	24,50%
	Subtotal Ordinárias (%)	**80,37%**	**80,37%**
Ações Preferenciais (%)		**Posição em**	
ACIONISTAS		**31/12/2017**	**31/12/2016**
Governo	Tesouro Nacional	1.544	1.544
	Outras Entidades Governamentais	36.953.773	36.953.773
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	528.000	574.900
	Ações em Tesouraria	**-**	-
	% Governo	14,11%	14,13%
Free Float	Pessoas Físicas	36.515.391	32.955.514
	Pessoas Jurídicas	73.941.552	65.050.818
	Capital Estrangeiro	117.643.543	130.047.254
	% free float	85,89%	85,87%
	Subtotal Preferenciais (%)	**19,63%**	**19,63%**
	Total	**100%**	**100%**

Composição Acionária do Capital Social	**Posição em**

Denominação completa					
Texto					
Ações Ordinárias (%)		Posição em			
ACIONISTAS		31/12/2017	31/12/2016		
Governo	Tesouro Nacional	554.395.652	554.395.652		
	Outras Entidades Governamentais	262.924.804	265.647.668		
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	631.400	651.200		
	Ações em Tesouraria	-	-		
	% Governo	75,25%	75,50%		
Free Float	Pessoas Físicas	18,698,024	17.811.918		
	Pessoas Jurídicas	111.388.861	118.286.688		
	Capital Estrangeiro	139.011.556	130.257.171		
	% free float	24,75%	24,50%		
Subtotal Ordinárias (%)		**80,37%**	**80,37%**	**31/12/2016**	**31/12/2015**
Ações Preferenciais (%)		Posição em			
ACIONISTAS		31/12/2017	31/12/2016		
Governo	Tesouro Nacional	1.544	1.544		
	Outras Entidades Governamentais	36.953.773	36.953.773		
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	528.000	574.900		
	Ações em Tesouraria	-	-		
	% Governo	14,11%	14,13%		
Free Float	Pessoas Físicas	36.515.391	32.955.514		
	Pessoas Jurídicas	73.941.552	65.050.818		
	Capital Estrangeiro	117.643.543	130.047.254		
	% free float	85,89%	85,87%		
Subtotal Preferenciais (%)		**19,63%**	**19,63%**		
Total		**100%**	**100%**		

Composição Acionária do Capital Social

Composição Acionária do Capital Social

Composição Acionária do Capital Social

Tesouro Nacional	**554.395.652**	**554.395.652**
Outras Entidades Governamentais	**265.647.668**	**271.626.368**
Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	**651.200**	**530.000**
Ações em Tesouraria	**0**	**0**
% Governo	**75,50%**	**76,04%**
Pessoas Físicas	**17.811.918**	**34.768.945**
Pessoas Jurídicas	**118.286.688**	**91.128.135**
Capital Estrangeiro	**130.257.171**	**134.601.197**
% free float	**24,50%**	**23,96%**

Denominação completa			
Texto			
Ações Ordinárias (%)		Posição em	
ACIONISTAS		31/12/2017	31/12/2016
Governo	Tesouro Nacional	554.395.652	554.395.652

	Outras Entidades Governamentais	262.924.804	265.647.668
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	631.400	651.200
	Ações em Tesouraria	-	-
	% Governo	75,25%	75,50%
Free Float	Pessoas Físicas	18,698,024	17.811.918
	Pessoas Jurídicas	111.388.861	118.286.688
	Capital Estrangeiro	139.011.556	130.257.171
	% free float	24,75%	24,50%
Subtotal Ordinárias (%)		**80,37%**	**80,37%**

Ações Preferenciais (%)		**Posição em**	
ACIONISTAS		**31/12/2017**	**31/12/2016**
Governo	Tesouro Nacional	1.544	1.544
	Outras Entidades Governamentais	36.953.773	36.953.773
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	528.000	574.900
	Ações em Tesouraria	-	-
	% Governo	14,11%	14,13%
Free Float	Pessoas Físicas	36.515.391	32.955.514
	Pessoas Jurídicas	73.941.552	65.050.818
	Capital Estrangeiro	117.643.543	130.047.254
	% free float	85,89%	85,87%
Subtotal Preferenciais (%)		**19,63%**	**19,63%**
Total		**100%**	**100%**

Composição Acionária do Capital Social

Composição Acionária do Capital Social

Denominação completa					
Texto					
Ações Ordinárias (%)		**Posição em**			
ACIONISTAS		**31/12/2017**	**31/12/2016**		
Governo	Tesouro Nacional	554.395.652	554.395.652		
	Outras Entidades Governamentais	262.924.804	265.647.668		
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	631.400	651.200		
	Ações em Tesouraria	**-**	-		
	% Governo	75,25%	75,50%		
Free Float	Pessoas Físicas	18,698,024	17.811.918		
	Pessoas Jurídicas	111.388.861	118.286.688		
	Capital Estrangeiro	139.011.556	130.257.171		
	% free float	24,75%	24,50%		
Subtotal Ordinárias (%)		**80,37%**	**80,37%**	**1.087.050.297**	**1.087.050.297**
Ações Preferenciais (%)		**Posição em**			
ACIONISTAS		**31/12/2017**	**31/12/2016**		
Governo	Tesouro Nacional	1.544	1.544		
	Outras Entidades Governamentais	36.953.773	36.953.773		
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	528.000	574.900		
	Ações em Tesouraria	**-**	-		
	% Governo	14,11%	14,13%		
Free Float	Pessoas Físicas	36.515.391	32.955.514		
	Pessoas Jurídicas	73.941.552	65.050.818		
	Capital Estrangeiro	117.643.543	130.047.254		
	% free float	85,89%	85,87%		
Subtotal Preferenciais (%)		**19,63%**	**19,63%**		
Total		**100%**	**100%**		

Composição Acionária do Capital Social	**Posição em**

Denominação completa					
Texto					
Ações Ordinárias (%)		Posição em			
ACIONISTAS		31/12/2017	31/12/2016		
Governo	Tesouro Nacional	554.395.652	554.395.652		
	Outras Entidades Governamentais	262.924.804	265.647.668		
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	631.400	651.200		
	Ações em Tesouraria	-	-		
	% Governo	75,25%	75,50%		
Free Float	Pessoas Físicas	18,698,024	17.811.918		
	Pessoas Jurídicas	111.388.861	118.286.688		
	Capital Estrangeiro	139.011.556	130.257.171		
	% free float	24,75%	24,50%		
Subtotal Ordinárias (%)		**80,37%**	**80,37%**	**31/12/2016**	**31/12/2015**
Ações Preferenciais (%)		Posição em			
ACIONISTAS		31/12/2017	31/12/2016		
Governo	Tesouro Nacional	1.544	1.544		
	Outras Entidades Governamentais	36.953.773	36.953.773		
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	528.000	574.900		
	Ações em Tesouraria	-	-		
	% Governo	14,11%	14,13%		
Free Float	Pessoas Físicas	36.515.391	32.955.514		
	Pessoas Jurídicas	73.941.552	65.050.818		
	Capital Estrangeiro	117.643.543	130.047.254		
	% free float	85,89%	85,87%		
Subtotal Preferenciais (%)		**19,63%**	**19,63%**		
Total		**100%**	**100%**		

Composição Acionária do Capital Social

Composição Acionária do Capital Social

Composição Acionária do Capital Social

Tesouro Nacional	**1.544**	**1.544**
Outras Entidades Governamentais	**36.953.773**	**45.703.773**
Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	**574.900**	**433.900**
Ações em Tesouraria	**0**	**0**
% Governo	**14,13%**	**17,37%**
Pessoas Físicas	**32.955.514**	**47.789.918**
Pessoas Jurídicas	**65.050.818**	**55.267.119**
Capital Estrangeiro	**130.047.254**	**116.387.549**
% free float	**85,87%**	**82,63%**

Denominação completa			
Texto			
Ações Ordinárias (%)		Posição em	
ACIONISTAS		31/12/2017	31/12/2016
Governo	Tesouro Nacional	554.395.652	554.395.652

	Outras Entidades Governamentais	262.924.804	265.647.668
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	631.400	651.200
	Ações em Tesouraria	-	-
	% Governo	75,25%	75,50%
Free Float	Pessoas Físicas	18,698,024	17.811.918
	Pessoas Jurídicas	111.388.861	118.286.688
	Capital Estrangeiro	139.011.556	130.257.171
	% free float	24,75%	24,50%
Subtotal Ordinárias (%)		**80,37%**	**80,37%**

Ações Preferenciais (%)		**Posição em**	
ACIONISTAS		**31/12/2017**	**31/12/2016**
Governo	Tesouro Nacional	1.544	1.544
	Outras Entidades Governamentais	36.953.773	36.953.773
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	528.000	574.900
	Ações em Tesouraria	-	-
	% Governo	14,11%	14,13%
Free Float	Pessoas Físicas	36.515.391	32.955.514
	Pessoas Jurídicas	73.941.552	65.050.818
	Capital Estrangeiro	117.643.543	130.047.254
	% free float	85,89%	85,87%
Subtotal Preferenciais (%)		**19,63%**	**19,63%**
Total		**100%**	**100%**

Composição Acionária do Capital Social

Composição Acionária do Capital Social

Denominação completa					
Texto					
Ações Ordinárias (%)		**Posição em**			
ACIONISTAS		**31/12/2017**	**31/12/2016**		
Governo	Tesouro Nacional	554.395.652	554.395.652		
	Outras Entidades Governamentais	262.924.804	265.647.668		
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	631.400	651.200		
	Ações em Tesouraria	**-**	-		
	% Governo	75,25%	75,50%		
Free Float	Pessoas Físicas	18,698,024	17.811.918		
	Pessoas Jurídicas	111.388.861	118.286.688		
	Capital Estrangeiro	139.011.556	130.257.171		
	% free float	24,75%	24,50%		
Subtotal Ordinárias (%)		**80,37%**	**80,37%**	**265.583.803**	**265.583.803**
Ações Preferenciais (%)		**Posição em**			
ACIONISTAS		**31/12/2017**	**31/12/2016**		
Governo	Tesouro Nacional	1.544	1.544		
	Outras Entidades Governamentais	36.953.773	36.953.773		
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	528.000	574.900		
	Ações em Tesouraria	**-**	-		
	% Governo	14,11%	14,13%		
Free Float	Pessoas Físicas	36.515.391	32.955.514		
	Pessoas Jurídicas	73.941.552	65.050.818		
	Capital Estrangeiro	117.643.543	130.047.254		
	% free float	85,89%	85,87%		
Subtotal Preferenciais (%)		**19,63%**	**19,63%**		
Total		**100%**	**100%**		
Composição Acionária do Capital Social				**100%**	**100%**

2.7. Participação em outras sociedades

Eletrobras

SUPERINTENDÊNCIA DE PLANEJAMENTO E CONTROLE
DEPARTAMENTO DE GESTÃO DE INVESTIMENTOS
PARTICIPAÇÃO EM EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA
BASE CAPITAL SOCIAL - Referência: 31/dez/2017

EMPRESAS NÃO NEGOCIADAS EM BOLSAS DE VALORES

EMPRESA	Tipo	Forma de controle	CNPJ	30/09/2016	AÇÕES ORDINÁRIAS		AÇÕES PREFERENCIAIS		TOTAL		% PARTICIPAÇÃO		
					QUANTIDADE	R$	QUANTIDADE	R$	QUANTIDADE	R$	ORD.	PREF.	TOTAL
CHESF	Controlada GT	Consolidado	33.541.368/0001-16	CAP.SOCIAL	54.151.081	9.447.958.439,23	1.753.814	305.995.032,35	55.904.895	9.753.953.471,58			
				PART.ELBRÁS	54.151.081	9.447.958.439,23	1.517.886	264.831.718,57	55.668.967	9.712.790.157,80	100,00%	86,55%	99,58%
ELETRONORTE	Controlada GT	Consolidado	00.357.038/0001-16	CAP.SOCIAL	154.093.501	11.576.262.793,45	-	-	154.093.501	11.576.262.793,45			
				PART.ELBRÁS	153.292.342	11.516.075.783,21	-	-	153.292.342	11.516.075.783,21	99,48%	0,00%	99,48%
ELETROSUL	Controlada GT	Consolidado	00.073.957/0001-68	CAP.SOCIAL	102.337.401	4.359.226.173,10	-	-	102.337.401	4.359.226.173,10			
				PART.ELBRÁS	102.212.728	4.353.915.526,17	-	-	102.212.728	4.353.915.526,17	99,88%	0,00%	99,88%
FURNAS	Controlada GT	Consolidado	23.274.194/0001-19	CAP.SOCIAL	52.739.026.167	5.095.086.017,18	14.864.684.511	1.436.068.348,36	67.603.710.678	6.531.154.365,54			
				PART.ELBRÁS	52.647.326.561	5.086.226.972,67	14.659.406.538	1.416.236.565,22	67.306.733.099	6.502.463.537,89	99,83%	98,62%	99,56%
AMAZONAS ENERGIA GT	Controlada GT *	Consolidado	17.957.780/0001-65	CAP.SOCIAL	489.068.809	489.068.809,00	-	-	489.068.809	489.068.809,00			
				PART.ELBRÁS	489.068.809	489.068.809,00	-	-	489.068.809	489.068.809,00	100,00%	0,00%	100,00%
CGTEE	Controlada G	Consolidado	02.016.507/0001-69	CAP.SOCIAL	8.131.612.634	845.537.731,59	-	-	8.131.612.634	845.537.731,59			
				PART.ELBRÁS	8.131.088.312	845.483.211,77	-	-	8.131.088.312	845.483.211,77	99,994%	0,000%	99,994%
ITAIPU	Controlada G	Controle Conjunto (EP)	00.395.988/0001-35	CAP.SOCIAL		100.000.000,00	-			100.000.000,00			
				PART.ELBRÁS		50.000.000,00	-			50.000.000,00	50,00%	0,00%	50,00%
ELETRONUCLEAR	Controlada G	Consolidado	42.540.211/0001-67	CAP.SOCIAL	20.401.976.042	5.160.610.620,62	5.719.179.505	1.446.647.051,93	26.121.155.547	6.607.257.672,55			
				PART.ELBRÁS	20.394.839.086	5.158.805.351,81	5.703.210.901	1.442.607.847,73	26.098.049.987	6.601.413.199,54	99,97%	99,72%	99,91%
AMAZONAS ENERGIA D	Controlada D	Consolidado	02.341.467/0001-20	CAP.SOCIAL	6.276.666.628	4.610.171.103,19	-	-	6.276.666.628	4.610.171.103,19			
				PART.ELBRÁS	6.276.666.628	4.610.171.103,19	-	-	6.276.666.628	4.610.171.103,19	100,00%	0,00%	100,00%
BOA VISTA ENERGIA	Controlada D	Consolidado	02.341.470/0003-06	CAP.SOCIAL	320.742.889	684.204.245,96	-	-	320.742.889	684.204.245,96			
				PART.ELBRÁS	320.742.889	684.204.245,96	-	-	320.742.889	684.204.245,96	100,00%	0,00%	100,00%
CEAL	Controlada D	Consolidado	12.272.084/0001-00	CAP.SOCIAL	677.858.321	722.322.534,99	11.666.063	12.431.300,08	689.524.384	734.753.835,07			
				PART.ELBRÁS	677.858.321	722.322.534,99	11.666.063	12.431.300,08	689.524.384	734.753.835,07	100,00%	100,00%	100,00%
CEPISA	Controlada D	Consolidado	06.840.748/0001-89	CAP.SOCIAL	744.131.334	1.215.429.077,77	35.092.218	57.317.976,29	779.223.552	1.272.747.054,06			
				PART.ELBRÁS	744.131.334	1.215.429.077,77	35.092.218	57.317.976,29	779.223.552	1.272.747.054,06	100,00%	100,00%	100,00%
CERON	Controlada D	Consolidado	05.914.650/0001-66	CAP.SOCIAL	1.212.156.653	1.325.368.848,76	-	-	1.212.156.653	1.325.368.848,76			
				PART.ELBRÁS	1.212.156.653	1.325.368.848,76	-	-	1.212.156.653	1.325.368.848,76	100,00%	0,00%	100,00%
CDSA	Coligada G	Sem Controle (EP)	01.543.032/0001-04	CAP.SOCIAL	1.031.120.660	101.961.413,58	1.894.930.206	187.378.422,27	2.926.050.866	289.339.835,85			
				PART.ELBRÁS	3.718.774	367.727,53	1	0,10	3.718.775	367.727,63	0,36%	0,00%	0,13%
CEA	Coligada D	Sem Controle (EP)	01.672.223/0001-68	CAP.SOCIAL	1.042.263.175	1.042.263.175,39	-	-	1.042.263.175	1.042.263.175,39			
				PART.ELBRÁS	25.790	25.790,00	-	-	25.790	25.790,00	0,00%	0,00%	0,00247%
CEB LAJEADO	Coligada G	Controle Conjunto (EP)	03.677.638/0001-50	CAP.SOCIAL	82.013.911	87.291.318,31	54.836.102	58.364.679,55	136.850.013	145.655.997,86			
				PART.ELBRÁS	-	-	54.835.800	58.364.358,12	54.835.800	58.364.358,12	0,00%	100,00%	40,07%
ENERGISA TO	Coligada D	Sem Controle (EP)	25.086.034/0001-71	CAP.SOCIAL	386.504.000	299.972.040,88	265.111.000	205.756.959,12	651.615.000	505.729.000,00			
				PART.ELBRÁS	100	77,61	-	-	100	77,61	0,00%	0,00%	0,000015%
ELETROACRE	Controlada D	Consolidado	03.460.864/0001-84	CAP.SOCIAL	78.582.126.234	345.321.918,68	29.689.290.289	130.466.852,68	108.271.416.523	475.788.771,36			
				PART.ELBRÁS	76.786.140.655	337.429.625,41	27.920.572.636	122.694.385,80	104.706.713.291	460.124.011,21	97,71%	94,04%	96,70762%
CER	Coligada D	Sem Controle (EP)	03.491.603/0001-21	CAP.SOCIAL	140.726.346.491	697.110.458,39	2.127.342	10.538,13	140.728.473.833	697.120.996,52			
				PART.ELBRÁS	538.225	2.666,18	2.127.342	10.538,13	2.665.567	13.204,31	0,00%	100,00%	0,00189%
EEB	Coligada D	Sem Controle	60.942.281/0001-23	CAP.SOCIAL	967.071	33.777.801,10	205.284	7.170.147,92	1.172.355	40.947.949,02			
				PART.ELBRÁS	1.280	44.707,77	-	-	1.280	44.707,77	0,13%	0,00%	0,11%
INAMBARI	SPE G-PE	Controle Conjunto (EP)	05.938.444/0001-96	CAP.SOCIAL	54.450.000	54.450.000,00	-	-	54.450.000	54.450.000,00			
				PART.ELBRÁS	16.008.300	16.008.300,00	-	-	16.008.300	16.008.300,00	29,40%	0,00%	29,40%
LAJEADO ENERGIA	Coligada G	Controle Conjunto (EP)	08.826.596/0001-95	CAP.SOCIAL	113.690.041	171.424.067,34	89.827.851	135.444.190,57	203.517.892	306.868.257,91			
				PART.ELBRÁS	-	-	81.549.620	122.962.111,96	81.549.620	122.962.111,96	0,00%	90,78%	40,07%
PAULISTA LAJEADO	Coligada G	Controle Conjunto (EP)	09.630.890/001-90	CAP.SOCIAL	31.499.174	33.699.951,19	21.060.769	22.532.238,06	52.559.943	56.232.189,25			
				PART.ELBRÁS	-	-	21.060.769	22.532.238,06	21.060.769	22.532.238,06	0,00%	100,00%	40,07%
MANGUE SECO 2	SPE G-BR	Controle Conjunto (EP)	11.643.504/0001-46	CAP.SOCIAL	35.352.931	35.352.930,61	-	-	35.352.931	35.352.930,61			
				PART.ELBRÁS	17.322.936	17.322.936,00	-	-	17.322.936	17.322.936,00	49,00%	0,00%	49,00%
ROUAR	SPE G-UR	Controle Conjunto (EP)	-	CAP.SOCIAL	104.360.135	104.360.134,94	-	-	104.360.135	104.360.134,94			
				PART.ELBRÁS	52.180.067	52.180.067,47	-	-	52.180.067	52.180.067,47	50,00%	0,00%	50,00%
NORTE ENERGIA	SPE G-BR	Controle Conjunto (EP)	12.300.288/0001-07	CAP.SOCIAL	11.730.000.000	11.730.000.000,00	-	-	11.730.000.000	11.730.000.000,00			
				PART.ELBRÁS	1.759.500.000	1.759.500.000,00	-	-	1.759.500.000	1.759.500.000,00	15,00%	0,00%	15,00%
EÓLICA CHUÍ IX	SPE G-BR	Consolidado	19.661.005/0001-93	CAP.SOCIAL	49.901.999	49.902.000,00	-	-	49.901.999	49.902.000,00			
				PART.ELBRÁS	49.897.009	49.897.009,80	-	-	49.897.009	49.897.009,80	99,99%	0,00%	99,99%
EÓLICA HERMENEGILDO I	SPE G-BR	Consolidado	19.661.000/0001-60	CAP.SOCIAL	173.230.000	173.230.000,00	-	-	173.230.000	173.230.000,00			
				PART.ELBRÁS	173.212.677	173.212.677,00	-	-	173.212.677	173.212.677,00	99,99%	0,00%	99,99%
EÓLICA HERMENEGILDO II	SPE G-BR	Consolidado	19.660.985/0001-00	CAP.SOCIAL	173.253.999	173.254.000,00	-	-	173.253.999	173.254.000,00			
				PART.ELBRÁS	173.236.674	173.236.674,60	-	-	173.236.674	173.236.674,60	99,99%	0,00%	99,99%
EÓLICA HERMENEGILDO III	SPE G-BR	Consolidado	19.660.995/0001-45	CAP.SOCIAL	147.608.000	147.608.000,00	-	-	147.608.000	147.608.000,00			
				PART.ELBRÁS	147.593.239	147.593.239,20	-	-	147.593.239	147.593.239,20	99,99%	0,00%	99,99%
SANTA VITÓRIA DO PALMAR HOLDING	SPE G-BR	Consolidado	12.094.666/0001-35	CAP.SOCIAL	754.343.589	754.343.589,00	60.000.000	60.000.000,00	814.343.589	814.343.589,00			
				PART.ELBRÁS	605.788.000	605.788.000,00	29.400.000	29.400.000,00	635.188.000	635.188.000,00	80,31%	49,00%	78,00%

EMPRESAS NEGOCIADAS EM BOLSAS DE VALORES

EMPRESA	Tipo	Forma de controle	CNPJ		AÇÕES ORDINÁRIAS		AÇÕES PREFERENCIAIS		TOTAL		% PARTICIPAÇÃO		
					QUANTIDADE	R$	QUANTIDADE	R$	QUANTIDADE	R$	ORD.	PREF.	TOTAL
ELETROPAR	Controlada P	Consolidado	01.104.937/0001-70	CAP.SOCIAL	11.764.889	118.054.887,48	-	-	11.764.889	118.054.887,48			
				PART.ELBRÁS	9.848.904	98.828.918,28	-	-	9.848.904	98.828.918,28	83,71%	0,00%	83,71%
AES TIETÊ ENERGIA	Coligada G	Sem Controle (EP)	04.128.563/0001-10	CAP.SOCIAL	775.174.584	164.163.661,45	1.192.210.328	252.481.978,52	1.967.384.912	416.645.639,97			
				CAP.SOCIAL UNITS					393.476.982	416.645.639,97			
				PART.ELBRÁS	31.228.340	6.613.424,56	124.913.360	26.453.698,26	156.141.700	33.067.122,82	4,03%	10,48%	7,94%
				PART.ELBRÁS UNITS					31.228.340	33.067.122,82			7,94%
CEB	Coligada D	Sem Controle (EP)	00.070.698/0001-11	CAP.SOCIAL	7.184.178	282.069.844,24	7.232.205	283.955.511,38	14.416.383	566.025.355,62			
				PART.ELBRÁS	-	-	302.084	11.860.617,43	302.084	11.860.617,43	0,00%	4,18%	2,10%
CEEE D	Coligada D	Sem Controle (EP)	08.467.115/0001-00	CAP.SOCIAL	9.516.732	23.301.379,71	164.014	401.582,44	9.680.746	23.702.962,15			
				PART.ELBRÁS	3.067.033	7.509.521,18	87.638	214.578,52	3.154.671	7.724.099,70	32,23%	53,43%	32,59%
CEEE GT	Coligada GT	Sem Controle (EP)	92.715.812/0001-31	CAP.SOCIAL	9.516.732	578.477.543,56	164.014	9.969.642,50	9.680.746	588.447.186,06			
				PART.ELBRÁS	3.067.035	186.430.685,74	87.639	5.327.164,14	3.154.674	191.757.849,88	32,23%	53,43%	32,59%
CELESC	Coligada P	Sem Controle (EP)	83.878.892/0001-55	CAP.SOCIAL	15.527.137	539.421.969,40	23.044.454	800.578.030,60	38.571.591	1.340.000.000,00			
				PART.ELBRÁS	4.233	147.056,94	4.142.774	143.922.431,41	4.147.007	144.069.488,34	0,03%	17,98%	10,75%
CELGPAR	Coligada P	Sem Controle (EP)	08.560.444/0001-93	CAP.SOCIAL	32.774.246	973.764.337,53	-	-	32.774.246	973.764.337,53			
				PART.ELBRÁS	22.967	682.378,64	-	-	22.967	682.378,64	0,070%	0,00%	0,07%
CELPA	Coligada D	Sem Controle (EP)	04.895.728/0001-80	CAP.SOCIAL	2.204.620.569	1.518.671.982,79	4.453.438	3.067.789,36	2.209.074.007	1.521.739.772,15			
				PART.ELBRÁS	20.664.721	14.235.072,13	1.195.973	823.856,36	21.860.694	15.058.928,49	0,94%	26,86%	0,99%
CELPE	Coligada D	Sem Controle (EP)	10.835.932/0001-08	CAP.SOCIAL	66.302.693	589.318.586,16	8.309.695	73.859.107,18	74.612.388	663.177.693,34			
				PART.ELBRÁS	20.137	178.983,81	1.146.012	10.186.104,68	1.166.149	10.365.088,49	0,03%	13,79%	1,56%
CEMAR	Coligada D	Sem Controle (EP)	06.272.793/0001-84	CAP.SOCIAL	161.318.939	1.007.427.605,42	2.864.960	17.891.512,37	164.183.899	1.025.319.117,79			
				PART.ELBRÁS	54.017.048	337.333.394,68	1.068.456	6.672.446,99	55.085.504	344.005.841,67	33,48%	37,29%	33,55%
ENERGISA MT	Coligada D	Sem Controle (EP)	03.467.321/0001-99	CAP.SOCIAL	73.478.111	522.696.715,45	139.432.535	991.872.641,78	212.910.646	1.514.569.357,23			
				PART.ELBRÁS	2.108.717	15.000.650,33	44.759.712	318.404.408,17	46.868.429	333.405.058,50	2,87%	32,10%	22,01%
CESP	Coligada G	Sem Controle (EP)	60.933.603/0001-78	CAP.SOCIAL	109.167.751	1.991.814.678,93	218.334.922	3.983.618.775,50	327.502.673	5.975.433.454,43			
				PART.ELBRÁS	37.633	686.631,00	6.664.526	121.597.272,03	6.702.159	122.283.903,02	0,03%	3,05%	2,05%
RIO PARANAPANEMA ENERGIA S.A.	Coligada G	Sem Controle (EP)	02.998.301/0001-81	CAP.SOCIAL	31.477.761	279.712.501,27	62.955.522	559.425.002,53	94.433.283	839.137.503,80			
				PART.ELBRÁS	-	-	441.539	3.923.531,22	441.539	3.923.531,22	0,00%	0,70%	0,47%
COELCE	Coligada D	Sem Controle (EP)	07.047.251/0001-70	CAP.SOCIAL	48.067.937	380.286.203,78	29.787.362	235.660.681,99	77.855.299	615.946.885,77			
				PART.ELBRÁS	-	-	5.498.897	43.504.148,41	5.498.897	43.504.148,41	0,00%	18,46%	7,06%
COPEL	Coligada P	Sem Controle (EP)	76.483.817/0001-20	CAP.SOCIAL	145.031.080	4.192.118.801,98	128.624.295	3.717.881.198,02	273.655.375	7.910.000.000,00			
				PART.ELBRÁS	1.530.774	44.246.974,28	-	-	1.530.774	44.246.974,28	1,06%	0,00%	0,56%
CTEEP	Coligada T	Sem Controle (EP)	02.998.611/0001-04	CAP.SOCIAL	64.484.433	928.754.941,69	100.236.393	1.443.682.467,31	164.720.826	2.372.437.409,00			
				PART.ELBRÁS	6.289.661	90.588.588,03	52.005.758	749.027.361,98	58.295.419	839.615.950,01	9,75%	51,88%	35,39%
							52.005.758						
EMAE	Coligada G	Sem Controle (EP)	02.302.101/0001-42	CAP.SOCIAL	14.705.370	113.597.026,80	22.241.714	171.814.281,55	36.947.084	285.411.308,35			
				PART.ELBRÁS	-	-	14.416.333	111.364.254,43	14.416.333	111.364.254,43	0,00%	64,82%	39,02%
ENERGISA	Coligada P	Sem Controle (EP)	00.864.214/0001-06	CAP.SOCIAL	720.210.378	1.164.093.782,37	1.009.616.927	1.631.868.719,48	1.729.827.305	2.795.962.501,85			
				CAP.SOCIAL UNITS					345.965.461	2.795.962.501,85			
				PART.ELBRÁS	8.001.154	12.932.462,39	32.004.616	51.729.849,54	40.005.770	64.662.311,93	1,11%	3,17%	2,31%
				PART.ELBRÁS UNITS					8.001.154	64.662.311,93			2,31%

Nota: Sem Controle = Sem Influência Significativa

EP = Equivalência Patrimonial

* A Amazonas Energia GT é controlada indiretamente pela Eletrobras, pois 100% de suas ações pertencem à Amazonas Energia D.

2.8. Principais eventos societários ocorridos no exercício

Em 30 de novembro de 2016, ocorreu o Leilão de Desestatização da CELG-D, tendo a CELG-D sido adquirida pela Enel Brasil S.A., por um montante total de R$ 2,19 bilhões, com um prêmio de 28% em relação ao preço mínimo aprovado pela 166ª Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras.

Em 14 de fevereiro de 2017, a Eletrobras aderiu ao acordo de venda pela CELG-D, tendo a Eletrobras recebido da Enel Brasil S.A. e dos empregados da CELG-D que decidiram exercer o direito de compra, pela venda da totalidade de sua participação de aproximadamente 50,93%, o valor de R$ 1.147.524.431,38.

Em 2016, a Eletrobras autorizou a Centrales Hidroeléctricas de CentroAmérica S.A. ("CHC") a vender a totalidade de suas ações na Centrales Hidroeléctricas de Nicarágua S.A. ("CHN") por US$44,2 milhões. A Eletrobras permaneceu com uma participação de 50% na Companhia e, por meio de processo de recompra de ações, a Eletrobras recebeu um valor líquido de US$20,5 milhões. A Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da CHC, realizada em 27 de janeiro de 2017, deliberou pela aprovação da dissolução da CHC. A partir desse fato, ela deixou de figurar na nossa estrutura corporativa.

Ao longo de 2017, a Eletrobras realizou diversos aportes na SPE Norte Energia, proporcional a sua participação acionária de 15%, os quais totalizaram R$ 173.700.000,00.

Em 29 de dezembro de 2017, a Eletrosul transferiu à Eletrobras, em caráter irrevogável e irretratável, a proporção de 99,99% das ações ordinárias das SPEs Eólica Chuí IX, Eólica Hermenegildo I, II e III. Na mesma data, a Eletrosul também transferiu à Eletrobras 605.788.000 ações ordinárias e 29.400.000 ações preferenciais da SPE Santa Vitória do Palmar Holding.

3. Planejamento Organização e Resultados – Considerações Gerais

3.1. Planejamento Organizacional

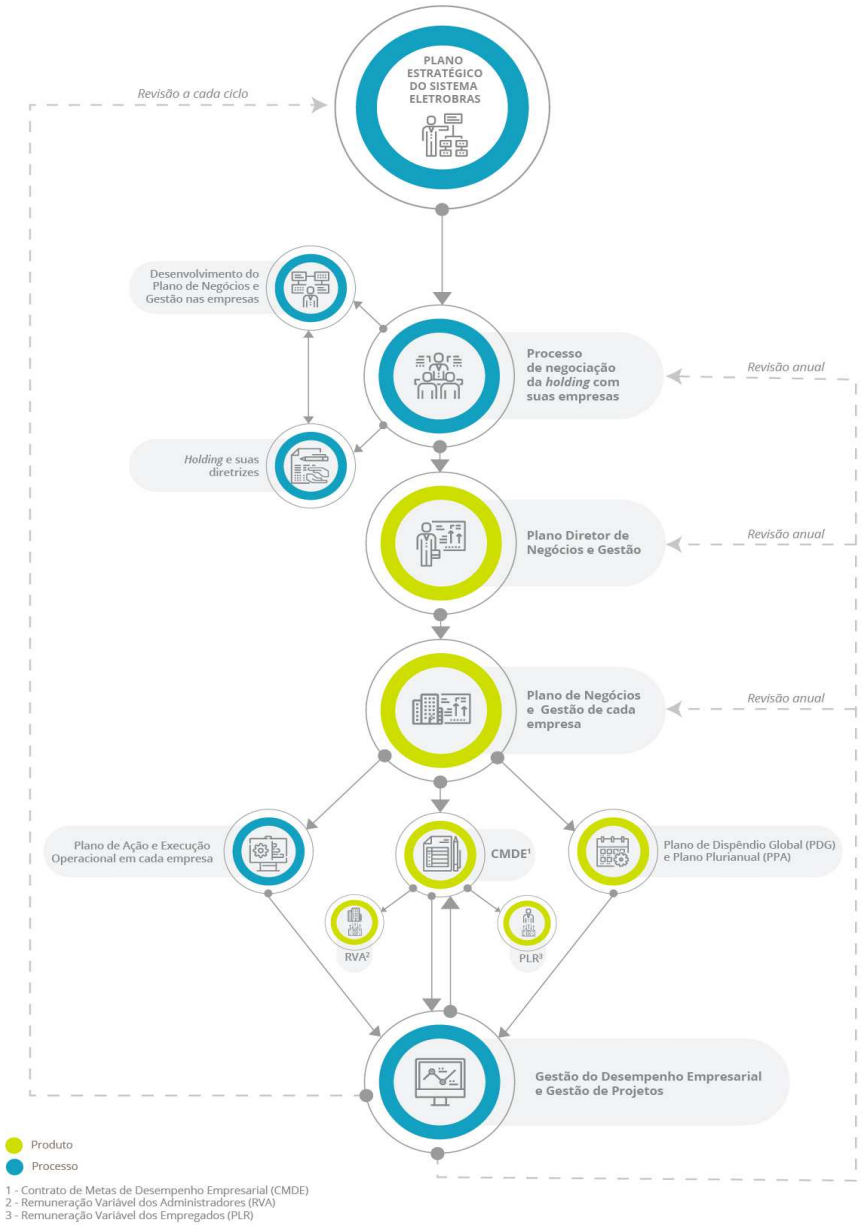
3.1.1 Descrição sintética dos objetivos do exercício

3.1.2 Estágio de implementação do planejamento estratégico

3.1.3 Vinculação dos planos da unidade com as competências institucionais e outros planos

O Processo de Planejamento e Gestão do Sistema Eletrobras

O processo de planejamento e gestão do sistema Eletrobras pode ser descrito conforme a figura a seguir:

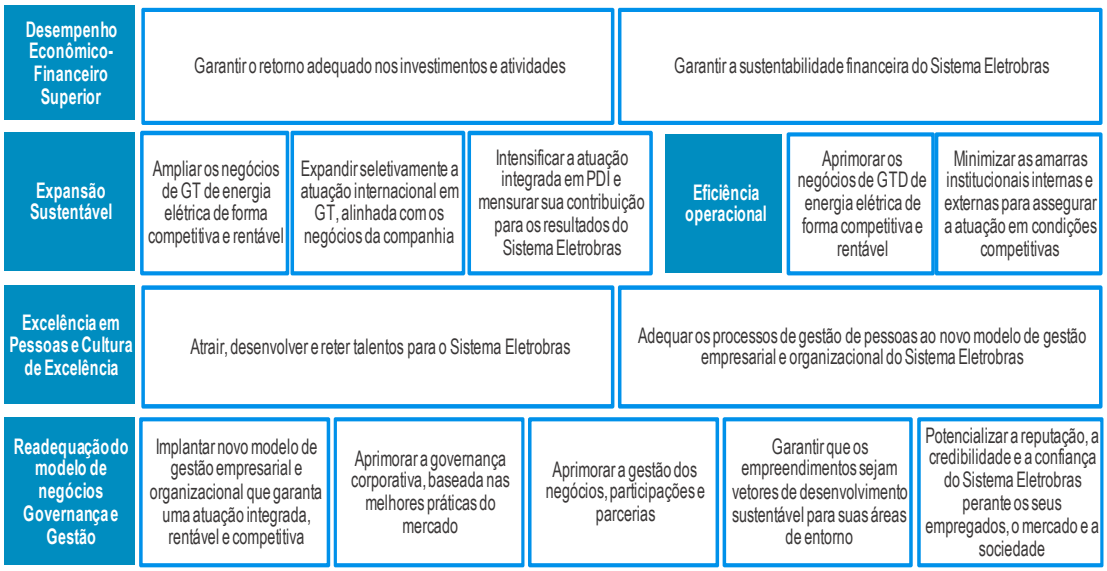


O processo de Planejamento e Gestão se inicia com o Plano Estratégico e o desdobramento ocorre com a emissão do Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG) com horizonte quinquenal. O PDNG fornece as diretrizes básicas para a elaboração do Plano de Negócios e Gestão (PNG) de cada uma das empresas Eletrobras e da própria *holding*, de onde serão obtidos os parâmetros básicos para a celebração do Contrato de Metas e Desempenho Empresarial (CMDE) entre a *holding* e cada uma de suas empresas.

Com foco no cumprimento de sua Missão e realização de sua Visão de Futuro, a Eletrobras atua orientanda por 5 Diretrizes Estratégicas, as quais estão descritas na figura a seguir:

Diretriz	Descrição
Desempenho Econômico-Financeiro Superior	Aprimoramento da gestão técnica e econômico-financeira dos empreendimentos e a adequação da estrutura financeira ao novo modelo de gestão empresarial do Sistema Eletrobras.
Expansão Sustentável	Manutenção da liderança do Sistema Eletrobras no setor elétrico brasileiro e uma atuação mais expressiva no exterior, além do desenvolvimento de um portfólio de experimentos de modo a sustentar a sua competitividade.
Eficiência Operacional	Desenvolvimento de planos de revitalização e eficientização de ativos para atendimento aos parâmetros regulatórios e a adoção das melhores práticas.
Excelência em Pessoas e Cultura da Excelência	Aperfeiçoamento do modelo de Gestão de Pessoas no Sistema Eletrobras.
Readequação do Modelo de Negócios, Governança e Gestão	Mudanças no Sistema Eletrobras face ao novo contexto regulatório no setor elétrico brasileiro. Elas englobam temas como a revisão da lógica societária, o fortalecimento de estatutos, a adequação da estrutura organizacional da holding e das empresas Eletrobras, readequação de processos e sistemas e gestão sustentável dos recursos financeiros.

Para direcionar esforços e recursos, foram definidos 14 Objetivos Estratégicos a serem alcançados, cada um associado a uma das cinco diretrizes para atuação, conforme se pode ver na figura a seguir:



Em 2017, esses objetivos estratégicos finalísticos do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras mantiveram-se alinhados aos objetivos do Programa 2033 (Energia Elétrica) do PPA 2016-2019.

PPA 2016-2019 – Programa: 2033 – Energia Elétrica	Objetivos Estratégicos
0019 – Expandir a capacidade de geração do sistema elétrico brasileiro, pela implantação de novos empreendimentos e ampliação e ou repotenciação de usinas existentes.	Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável
0036 – Expandir a Capacidade de Transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro com a construção de novas instalações e ampliação/reforço das existentes.	Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável
0436 – Ampliar, reforçar e manter os sistemas de distribuição de energia elétrica com a construção de novas instalações e reforço nas existentes.	Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável
0437 – Manter a confiabilidade e a disponibilidade do suprimento de energia elétrica, promovendo a manutenção adequada das instalações de geração e de transmissão.	Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável Intensificar a atuação integrada em PDI e mensurar sua contribuição para os resultados do Sistema Eletrobras
0034 – Planejar o atendimento das demandas futuras de energia elétrica por meio da elaboração de estudos de expansão da geração e da transmissão, bem como da promoção de leilões.	Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável
0029 – Acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional por meio do monitoramento da expansão, do desempenho e da comercialização de energia elétrica, e pela definição de diretrizes de política tarifária.	Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável
0047 – Assegurar serviços de energia elétrica adequados e com qualidade por meio dos instrumentos regulatórios.	Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável
0045 – Universalizar o acesso à energia elétrica.	Garantir que os empreendimentos sejam vetores de desenvolvimento sustentável para suas áreas de entorno
0439 – Desenvolver e promover soluções tecnológicas para o setor de energia elétrica do país, por meio da realização e aplicação de pesquisa, desenvolvimento e inovação.	Intensificar a atuação integrada em PDI e mensurar sua contribuição para os resultados do Sistema Eletrobras
0048 – Estimular o uso racional de energia elétrica por meio de eficiência energética e da otimização da geração, transmissão, distribuição e consumo.	Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável

Com o advento da Lei n.º 13.303, de 30 de junho de 2016 — que, em seu artigo 23, trata da obrigatoriedade de apresentação, pela diretoria da empresa, até a última reunião ordinária do Conselho de Administração do ano anterior, a quem compete sua aprovação, do Plano de Negócios

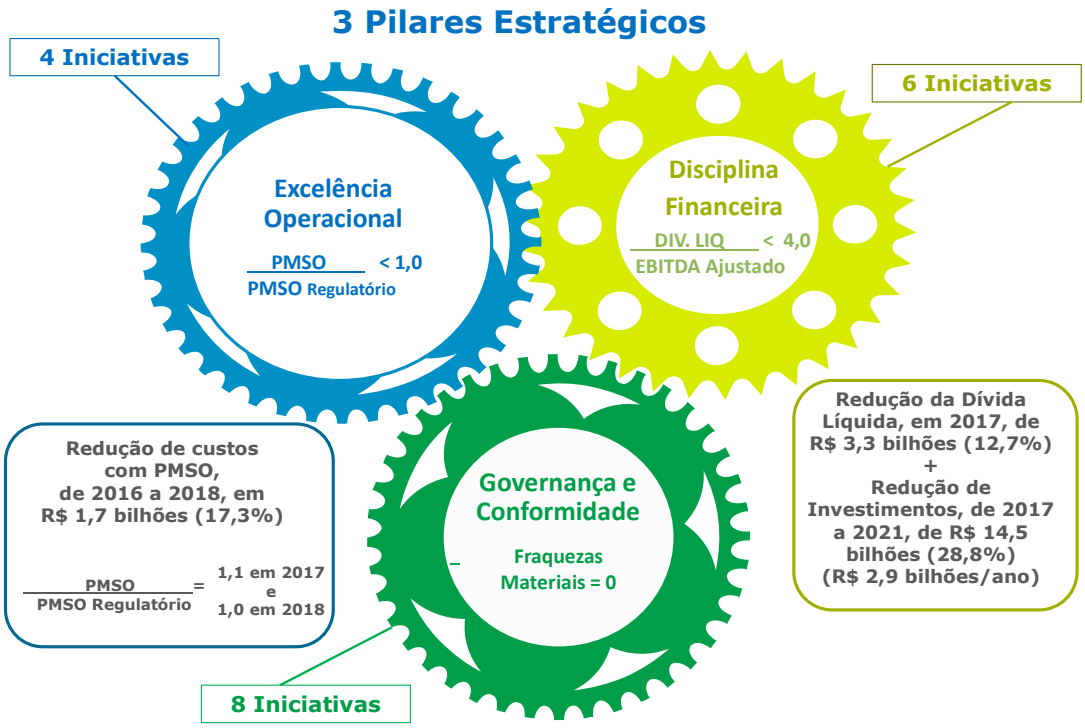
para o exercício anual seguinte e da estratégia de longo prazo atualizada com análise de riscos e oportunidades para, no mínimo, os próximos cinco anos — a Eletrobras elaborou o seu Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG) para o quinquênio 2017-2021, aprovado pelo seu Conselho de Administração em 9 de novembro de 2016.

A exemplo dos seus antecessores, o PDNG 2017-2021 derivou-se de um arcabouço de objetivos e estratégias do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2015-2030 (PE 2015-2030), e apresentou-se como plano tático, contendo um conjunto de iniciativas e projetos prioritários que visam orientar a construção dos planos operacionais das empresas Eletrobras, direcionando-os a alcançar os objetivos descritos no PE 2015-2030.

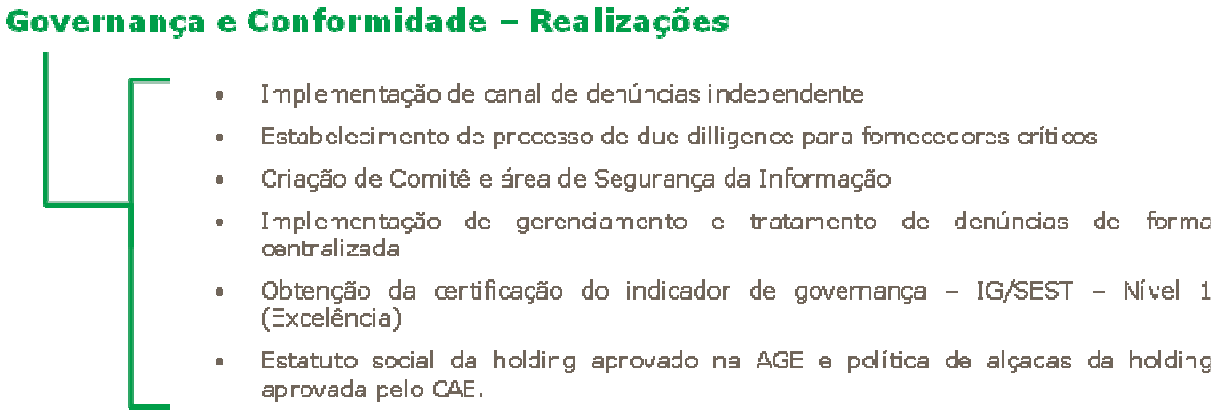
Em 2017, o PDNG concentrou suas diretrizes em três pilares estratégicos — **Governança e Conformidade, Disciplina Financeira e Excelência Operacional (Plano Desafio 21 — Excelência Sustentável)** com o objetivo de garantir a sustentabilidade empresarial e potencializar as vantagens competitivas em geração, transmissão e comercialização, gerando valor a todos os públicos de relacionamento.

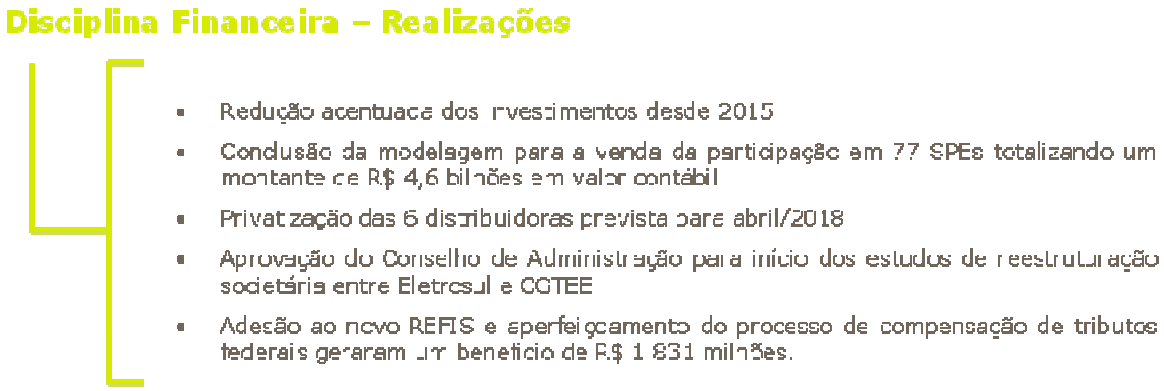
O gerenciamento do portfólio de projetos propostos para atender ao **Plano Desafio 21** foi realizado pelo Escritório de Projetos da Eletrobras, o qual promoveu um acompanhamento detalhado do desempenho dos projetos, subsidiando a tomada de decisões.

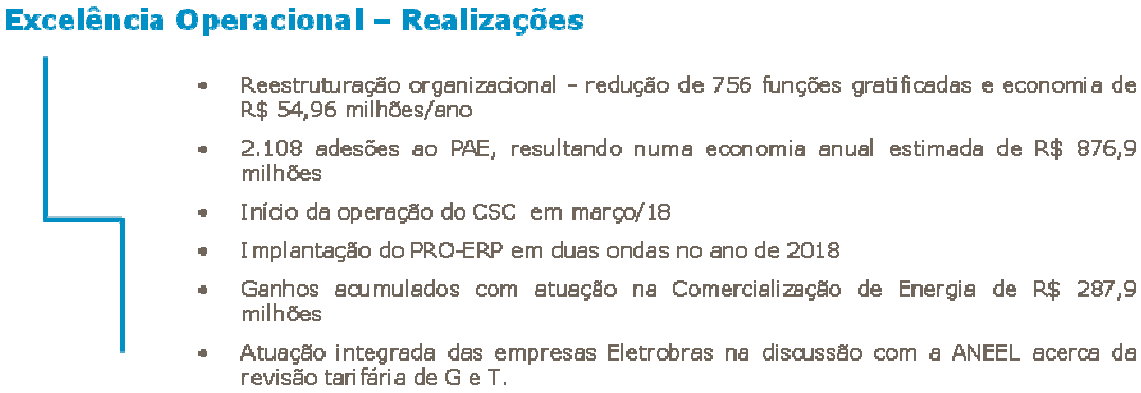
Na figura a seguir, são relacionados os principais desafios diagnosticados a serem superados, através dos três pilares do **Plano Desafio 21**:



Entre os resultados alcançados em 2017, no âmbito do PDNG 2017-2021 (**Plano Desafio 21**), podemos destacar:







Destacamos ainda o desempenho operacional da Eletrobras:

- ***Implantação da carteira de projetos de expansão de geração contratados*** — A Eletrobras, em 2017, atingiu a capacidade instalada de 48.148 MW, o que representa 31% dos 157.370 MW instalados nos Brasil. Do total da capacidade instalada da companhia, 66% são decorrentes de empreendimentos de propriedade integral das empresas Eletrobras, 17% equivalentes a sua participação proporcional em projetos realizados por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPEs) e 17% por meio de empreendimentos em que detém propriedade compartilhada, incluindo aqui a metade da capacidade de Itaipu Binacional (7.000 MW).

- ***Implantação da carteira de projetos de expansão de transmissão contratados*** — A Eletrobras, em 2017, alcançou o total aproximado de 71.684 km de linhas de transmissão. Desse total, (i) 6.823 km são corporativas; (ii) 57.010 km são corporativas sob regime de O&M; (iii) 7.851 km são correspondentes à proporção da

participação da Eletrobras em empreendimentos realizados por meio de SPEs. Considerando apenas a rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), ou seja, as tensões de 750, ±600, 525/500, 345 e 230 kV, a companhia é responsável por 64.944 km de linhas de transmissão, o que representa cerca de 49% do total das linhas de transmissão do Brasil nas referidas tensões.

- ***Desempenho do segmento de distribuição*** — Em dezembro de 2017, empresas de distribuição de energia elétrica da Eletrobras (EDEs), atuavam em 2 estados da região Nordeste e 4 estados da região Norte, atendendo a mais de 4 milhões de consumidores, e utilizavam uma rede de distribuição de energia de baixa, média e alta tensão, com 252.329 km de extensão e um total de 229 subestações, compreendendo 476 municípios.

- ***Outras ações relacionadas ao segmento de distribuição*** — Conclusão dos estudos do BNDES e definição das condições de privatização das empresas distribuidoras (PPI 20/2017).

- ***Investimentos realizados*** — Em 2017, as empresas Eletrobras realizaram um total de R$ 5,2 bilhões, o que corresponde a 58% do orçamento de investimento previsto para o ano, conforme tabela a seguir:

Natureza dos Investimentos (R$ mil)	Orçado**	%	Realizado				
	2017		2017**	2016	2015	2014	2013
Investimentos Corporativos							
Geração	1.770.333	43,1%	762.395	1.092,34	2.162,98	2.182,88	2.630,91
Transmissão	1.331.329	58,1%	772.957	1.204,92	1.855,35	2.111,04	2.281,84
Distribuição	1.770.168	26,4%	467.296	861,15	791,2	577,46	741,17
Manutenção - Geração	493.484	42,1%	207.803	201,16	330,97	393,75	427,4
Manutenção - Transmissão	341.168	80,2%	273.508	315,62	405,51	477,95	472,21
Manutenção - Distribuição	397.942	100,0%	397.942	274,78	212,19	151,35	204,38
Outros*	411.192	40,8%	167.698	265,59	301,33	370,1	501,16
Subtotal	**6.515.617**	**46,80%**	**3.049.599**	**4.215,50**	**6.059,52**	**6.264,54**	**7.259,06**
Inversões Financeiras em SPEs							
Geração	1.801.660	85,6%	1.542.212	3.450,52	3.181,30	3.703,65	3.219,39
Transmissão	636.389	97,7%	621.801	1.044,92	1.153,99	1.437,14	745,32
Subtotal	**2.438.049**	**88,76%**	**2.164.013**	**4.495,44**	**4.334,29**	**5.140,79**	**3.964,71**
TOTAL GERAL	**8.953.666**	**58,23%**	**5.213.612**	**8.710,99**	**10.393,31**	**11.405,33**	**11.223,77**

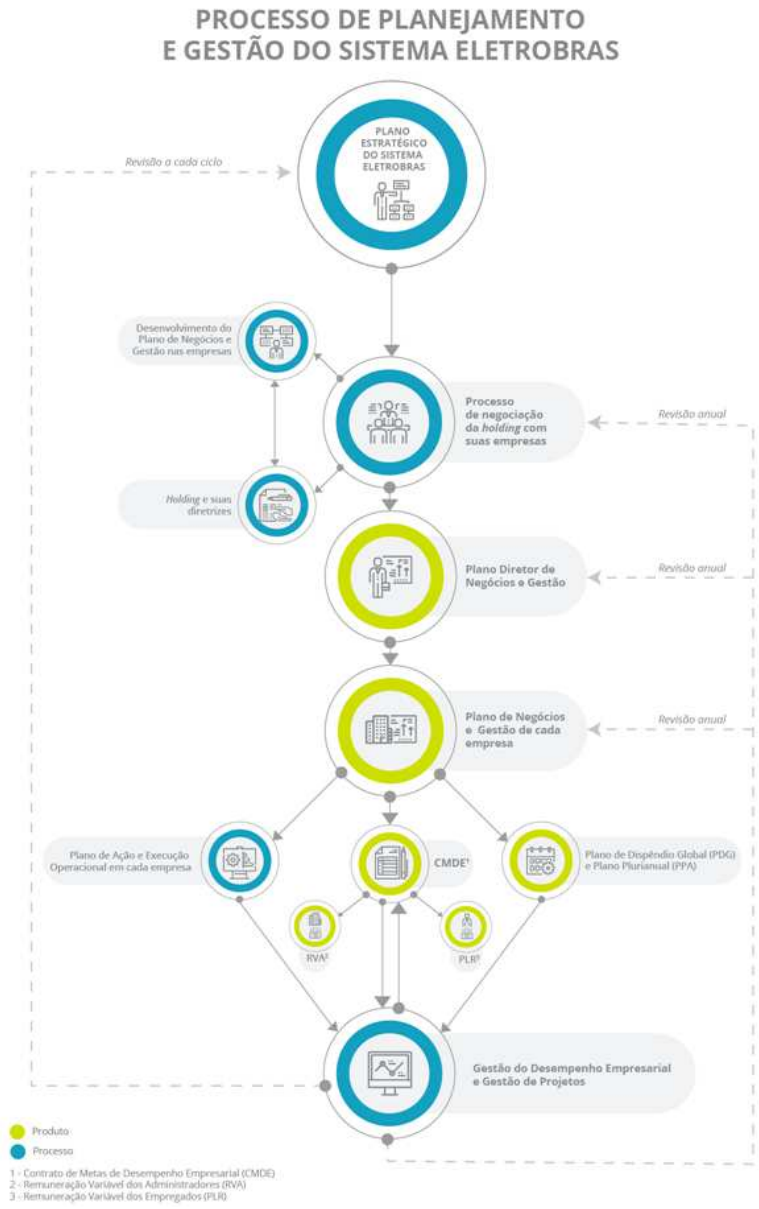
* Pesquisa, Infraestrutura, Qualidade Ambiental

3.2. Formas e instrumentos de monitoramento da execução dos resultados dos planos PRE/PREE

Monitoramos continuamente o desempenho das empresas Eletrobras frente à realização da nossa estratégia e à obtenção dos resultados planejados, favorecendo a prestação de contas e identificando necessidades de ajustes e revisões dos planos. Também buscamos contribuir com o desempenho de nossas empresas, apoiando sua tomada de decisão e facilitando a cooperação, integração e articulação entre as empresas e órgãos externos.

Um importante instrumento de gestão utilizado pela Eletrobras para monitoramento de desempenho se dá por meio do Contrato de Metas de Desempenho Empresarial (CMDE), assinado com cada empresa Eletrobras, baseado em nosso Plano Estratégico e seus desdobramentos. O desdobramento do plano estratégico se materializa por meio do Plano Diretor de Negócios e Gestão, onde estão contempladas as principais iniciativas estratégicas. Nosso Escritório de Gestão de Projetos (EGP) corporativo monitora, analisa e informa à alta administração o andamento dos projetos e programas relevantes das empresas Eletrobras, por meio de ferramenta integrada de gestão.

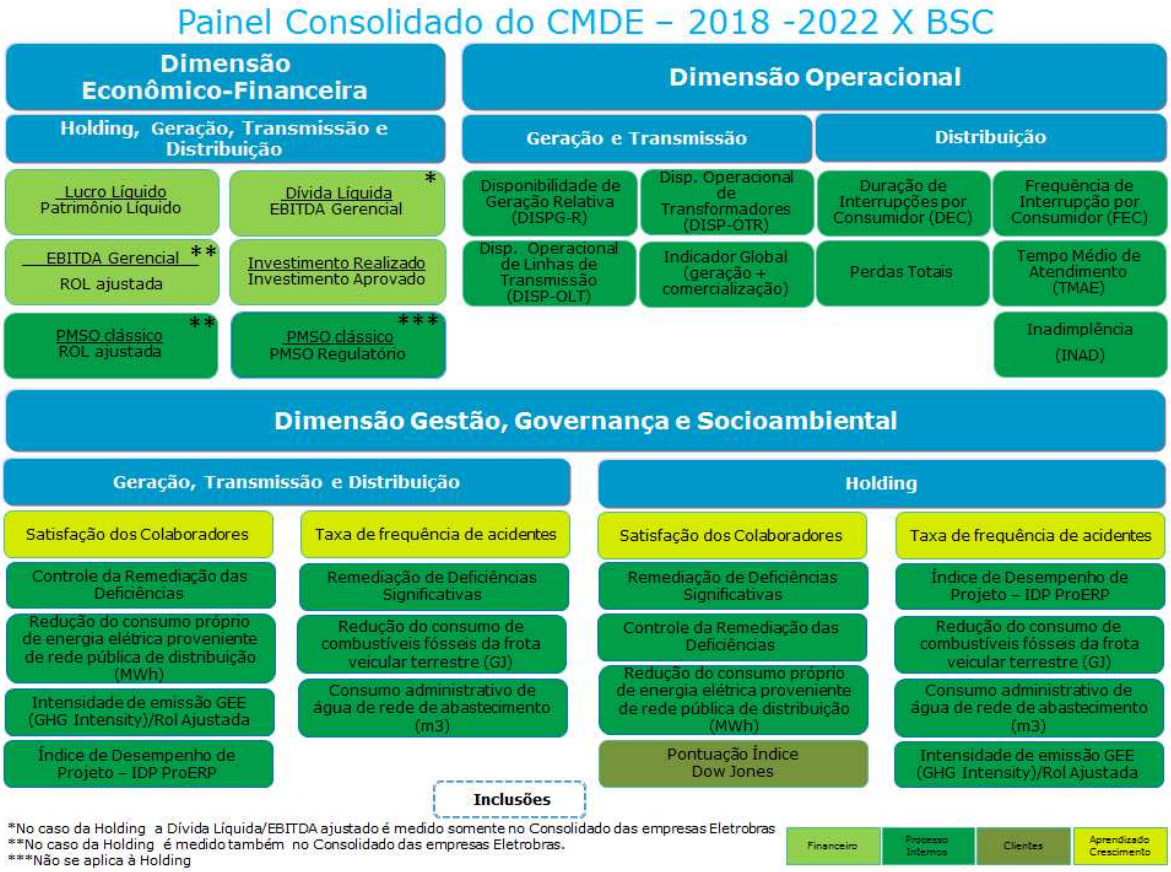
O CMDE e o Processo de Planejamento Estratégico da Eletrobras

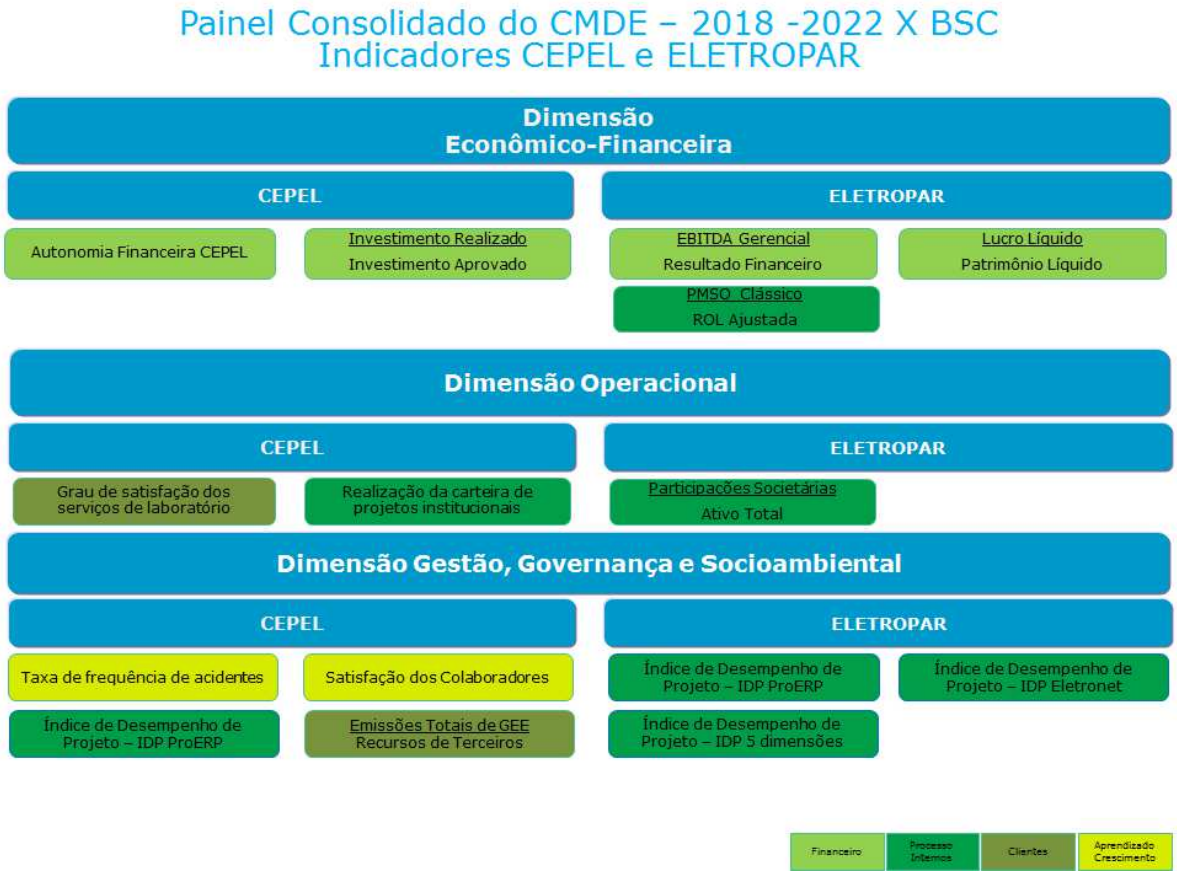


O Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG) para o quinquênio 2018-2022 é um desdobramento do Plano Estratégico das Empresas Eletrobras (PE) 2015-2030, com algumas atualizações em relação ao PDNG 2017-2021. À semelhança do PDNG 2017-2021, o PDNG 2018-2022 considerara como prioritários os mesmos três pilares estratégicos: Governança e Conformidade, Disciplina Financeira e Excelência Operacional. Adicionalmente, o Plano inclui o pilar Valorização das Pessoas no PDNG 2018-2022 e o pilar Atuação Sustentável que deverá abrigar os projetos relacionados ao tema sustentabilidade.

Com base no PDNG 2018-2022, o CMDE foi revisado (2018) e estendido (2018-2022), atualizando seu Painel de Indicadores às realidades atuais das empresas Eletrobras. O monitoramento dos resultados do CMDE é realizado pela Eletrobras e suas empresas controladas, sendo publicado em apresentações mensais apreciados pelas diretorias executivas e conselhos de administração. Ao final de cada exercício é apurado, para cada empresa, o Índice Ponderado de Cumprimento de Metas (IPCM), que indica o grau de adimplência global às metas estabelecidas para o período.

Painel de Indicadores do CMDE





Além dos indicadores pactuados no CMDE (*Scorecard)*, há uma série de outros indicadores de performance relacionados às atividades e operações da *holding* e das empresas Eletrobras, que têm seu desempenho monitorado pela Eletrobras.

No ano de 2017, o CMDE foi utilizado como base para o desenvolvimento do primeiro Programa de Remuneração Variável dos Administradores (RVA), constituído com foco na sustentabilidade empresarial. Cada diretoria das empresas Eletrobras conta com ao menos um projeto elencado para acompanhamento de RVA.

O programa de RVA incluiu indicadores financeiros, operacionais e socioambientais extraídos do CMDE, reforçando o compromisso da administração das empresas com a orientação estratégica do Conselho de Administração e com as políticas públicas de combate às mudanças climáticas. A RVA também considera o resultado da avaliação da atuação da diretoria pelo Conselho de Administração e pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) e o alcance das metas individuais por diretoria.

Da mesma forma, o Programa de Participação em Lucros e Resultados (PLR), que é a remuneração variável dos colaboradores das empresas Eletrobras, é formado por um subconjunto de indicadores econômico-financeiros, operacionais, socioambientais, de gestão e de governança corporativa do CMDE.

Painel de Indicadores da RVA

Sentido Melhor Desempenho	Categoria do Indicador	Nome do Indicador	Unidade	Peso individual	Peso
CORPORATIVO					
↑	Retorno do PL	Lucro Líquido / Patrimônio Líquido	%	10%	80%
↑	Execução do Orcamento de Investimento	Investimento Realizado / Investimento Aprovado	%	5%	
↓	Índice de Política Pública	Emissões totais de GEE sobre a Receita Operacional Líquida	%	5%	
↓	Índice de Eficiência Operacional	PMSO Clássico / ROL Ajustada	%	25%	
↑		Disponibilidade de Geração (DISPGR)	Índice	5%	
↑		Disponibilidade Operacional de Linhas de Transmissão - Disp OLT	%	5%	
↓	Outros	Dívida Líquida / EBITDA Ajustado	Índice	25%	
COLEGIADO					
↑	Avaliação da Diretoria Colegiada	Pontuação obtida na avaliação da Diretoria Executiva realizada pelo Conselho de Administração	%	5%	10%
↑	Cumprimento de Prazos	Indicador de Conformidade da SEST	%	5%	
UNIDADE DE NEGÓCIO					
↑	Índice Objetivo para cada Diretoria	Índice de Desempenho de Projeto	Índice	10%	10%

Gestão de Projetos

O PDNG 2018-2022, a partir dos seus pilares estratégicos a Excelência Operacional, a Disciplina Financeira e a Governança e Conformidade, Atuação Sustentável e Valorização das Pessoas, da origem a 28 iniciativas estratégicas fundamentais para a Eletrobras alcançar seus objetivos de Sustentabilidade Empresarial.

Essas 28 iniciativas são executadas, monitoradas e reportadas utilizando-se as melhores práticas de gerenciamento de projetos. O desempenho desses projetos é acompanhado pelo EGP corporativo da Eletrobras, através de Relatório de Monitoramento dos Projetos do PDNG, mensalmente entregue à administração. O EGP corporativo segue as boas práticas do *Project Management Body of Knowledge* (PMBOK), preconizadas pelo *Project Management Institute* (PMI).

Apresentação de Desempenho

A Apresentação de Desempenho da Eletrobras para o Conselho de Administração e o Relatório de Monitoramento de Projetos é uma publicação mensal destinada à alta administração da empresa e traz informações relevantes sobre os negócios das empresas Eletrobras, abrangendo o Desempenho do CMDE (Avaliação dos Resultados econômico-financeiros, operacionais, de gestão e socioambientais acumulados para o ano para as empresas de Geração/Transmissão, Distribuição Holding e Consolidado) e o Monitoramento dos Projetos Estratégicos.

3.3 Desempenho orçamentário

Fontes e Usos	*Análise Comparativa*		
	Realizado até dezembro (a)	Último Aprovado (b)	Variação d = a / b
RECURSOS TOTAIS	**24.493.927.480**	**43.961.511.258**	**56%**
Receitas	20.325.904.565	29.578.897.704	**69%**
Operacional	16.599.577.227	23.812.246.746	**70%**
Não Operacional	3.726.327.338	5.766.650.958	**65%**
Recursos P/ Aumento Pat. Líquido	0	700.000.000	**0%**
Retorno Financiamento de Longo Prazo	3.367.368.536	7.931.959.174	**42%**
Recursos de Financiamentos de LP	0	4.950.000.000	**0%**
Operações Internas - Moeda	0	0	**0%**
Operações Internas - Bens e Serviços	0	0	**0%**
Operações Externas - Moeda	0	4.950.000.000	**0%**
Operações Externas - Bens e Serviços	0	0	**0%**
Outras Fontes	800.654.379	800.654.380	**100%**
DISPÊNDIOS TOTAIS	**24.448.042.152**	**42.978.302.464**	**57%**
DISPÊNDIOS DE CAPITAL	**5.122.010.384**	**15.234.492.116**	**34%**
Investimento	5.720.267	25.976.851	**22%**
Inversões Financeiras	402.435.246	4.794.490.318	**8%**
Amortização de Principal	2.951.175.002	7.037.693.853	**42%**
Operações Internas	1.602.160.195	1.804.880.000	**89%**
Operações Externas	856.600.418	4.459.115.343	**19%**
Outras Fontes	492.414.389	773.698.510	**64%**
Concessão de Empréstimos e Financiamentos	1.762.679.869	2.428.331.094	**73%**
Dividendos	0	948.000.000	**0%**
DISPÊNDIOS CORRENTES	**19.326.031.768**	**27.743.810.348**	**70%**
Pessoal e Encargos Sociais	360.409.434	408.984.580	**88%**
Serviços de Terceiros	295.982.970	683.413.379	**43%**
Utilidades e Serviços	6.356.021	11.908.172	**53%**

Materiais e Produtos	15.180.856.046	21.656.477.387	**70%**
Tributos e Encargos Parafiscais	1.327.221.320	1.662.072.737	**80%**
Juros e Outros	1.683.833.048	2.560.162.787	**66%**
Operações Internas	753.900.830	1.290.538.961	**58%**
Operações Externas	687.393.202	931.411.292	**74%**
Outras Fontes	242.539.016	338.212.534	**72%**
Outros Dispêndios Correntes	471.372.929	760.791.306	**62%**
VARIAÇÃO DE EMP. CURTO PRAZO (IF)	**0**	**0**	**0%**
VARIAÇÃO DE CAPITAL DE GIRO	**-398.139.872**	**-6.837.362.068**	**6%**
AJUSTE REC. E DESP. FINANC.	**-1.069.324.265**	**-768.064.673**	**139%**
VARIAÇÃO DO DISPONÍVEL	**1.421.578.809**	**6.622.217.947**	**21%**
TOTAL LÍQUIDO DE RECURSOS	**24.448.042.152**	**42.978.302.464**	**57%**

Comentários do Desempenho Orçamentário de 2017

O orçamento da Holding Eletrobras é parte integrante do Programa de Dispêndios Globais - PDG 2017, aprovado pelo Decreto nº 8.933 de 16.12.2016 e de acordo com a legislação vigente. As reprogramações e remanejamento orçamentário se deram através da Portaria nº 276 de 18.08.2017, Portaria nº 433 de 12.12.2017 e Ofício SEST 101495 de 19.12.2017.

No tocante às receitas totais, houve realização de 56% em relação ao total aprovado anual. E as despesas alcançaram 57% da meta anual.

3.3.1 Informações sobre a realização das receitas

Realizado até JAN 2017	Realizado até FEV 2017	Realizado até MAR 2017	Realizado até ABR 2017	Realizado até MAI 2017	Realizado até JUN 2017	Realizado até JUL 2017	Realizado até AGO	Realizado até SET 2017	Realizado até OUT 2017	Realizado até NOV 2017	Realizado até DEZ 2017	Último Aprovado 2017	%
1.518.674.347	#########	5.186.032.012	#########	8.527.720.942	##########	##########	##########	15.740.046.801	17.197.355.099	##########	##########	##########	69%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.258.997.047	#########	4.137.043.285	#########	##########	##########	##########	##########	12.825.062.024	##########	15.249.269.112	##########	##########	70%
1.234.641.945	#########	3.935.841.168	#########	6.550.746.878	##########	9.505.027.475	##########	12.335.640.095	13.505.025.027	##########	##########	##########	70%
24.355.102	60.169.905	201.202.117	237.846.748	350.192.544	395.462.716	460.926.145	485.590.112	489.421.929	493.215.265	524.787.674	584.116.327	882.360.188	66%
259.677.300	555.032.425	1.048.988.727	#########	1.626.781.520	##########	2.310.117.646	##########	2.914.984.777	3.199.114.807	3.447.381.415	3.726.327.338	5.766.650.958	65%
18.703.202	18.703.202	18.703.202	18.703.202	18.703.202	18.703.202	18.703.202	18.703.202	18.703.202	18.703.202	18.703.202	18.703.202	30.000.000	62%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
240.974.098	536.329.223	1.030.285.525	#########	1.608.078.318	1.987.655.282	##########	2.587.375.228	2.896.281.575	3.180.411.605	3.428.678.213	3.707.624.136	3.679.728.953	101%
38.331.112	69.673.092	108.798.018	135.270.081	163.315.553	189.481.841	204.404.096	233.137.614	257.170.985	277.653.689	295.366.516	309.402.003	381.430.060	81%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
202.642.986	466.656.131	921.487.507	1.201.565.804	1.444.762.765	1.798.173.441	2.087.010.348	2.354.237.614	2.639.110.590	2.902.757.916	3.133.311.697	3.398.222.133	3.298.298.893	103%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.056.922.005	0%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
648.841.370	#########	1.457.094.783	#########	1.952.297.981	##########	##########	##########	3.139.220.560	3.379.198.606	3.478.267.563	4.168.022.915	##########	29%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700.000.000	0%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700.000.000	0%
583.991.872	702.206.511	809.388.535	904.912.282	1.151.643.602	##########	1.674.313.483	##########	2.338.566.181	2.578.544.227	2.677.613.184	3.367.368.536	7.931.959.174	42%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
583.991.872	702.206.511	809.388.535	904.912.282	1.151.643.602	##########	1.674.313.483	##########	2.338.566.181	2.578.544.227	2.677.613.184	3.367.368.536	7.931.959.174	42%

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	##########	0%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	##########	0%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
64.849.498	441.761.786	647.706.248	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.380	100%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
64.849.498	441.761.786	647.706.248	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.380	100%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
64.849.498	441.761.786	647.706.248	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.379	800.654.380	100%
2.167.515.717	##########	6.643.126.795	##########	##########	##########	##########	16.817.614.156	18.879.267.361	20.576.553.705	##########	##########	43.961.511.258	56%

3.3.2 Informações sobre a execução das despesas

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO

SECRETARIA EXECUTIVA - DEPTO. DE COORD. E GOVERNANÇA DAS EMPRESAS ESTATAIS

PROGRAMA DE DISPÊNDIOS GLOBAIS

Descrição	Rubr.	Realizado DEZ 2016	Último Aprovado 2016
DICAR			
DISPENDIOS DE CAPITAL	**220000**	**7.254.406.167**	**9.293.091.029**
AMORTIZACOES DE OPERACOES DE CREDITO DE LONGO PRAZO	**221000**	**2.481.273.621**	**2.860.770.579**
OPERACOES INTERNAS	**221100**	**870.413.691**	**945.852.513**
OPERACOES EXTERNAS	**221200**	**923.077.938**	**1.029.000.888**
DEBENTURES	**221400**	**0**	**0**
MUTUOS COM EMPRESAS DO EXTERIOR	**221500**	**0**	**0**
ARRENDAMENTO MERCANTIL FINANCEIRO	**221600**	**0**	**0**
TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO	221610	0	0

DEMAIS	221690	0	0
OUTRAS FONTES	**221900**	**687.781.992**	**885.917.178**
INVESTIMENTOS NO ATIVO IMOBILIZADO	**222000**	**5.327.326**	**17.825.609**
PESSOAL DE INVESTIMENTO	**222100**	**0**	**0**
SISTEMA DE TECNOLOGIA DA INFORMACAO	**222200**	**56.950**	**9.732.288**
AQUISICAO E MANUT. DE EQUIP. DE TECNOLOG. DA INFO.	222210	56.950	9.732.288
AQUISICAO E MANUT. DE SOFTWARE DE PROC. DE DADOS	222220	0	0
DEMAIS	222290	0	0
DEMAIS	**222900**	**5.270.376**	**8.093.321**
INVERSOES FINANCEIRAS	**223000**	**1.703.350.544**	**2.141.623.997**
PARTICIPACAO EM SOCIEDADE CONTROLADA	**223100**	**1.046.496.487**	**1.283.706.497**
SUBSIDIÁRIA INTEGRAL	223110	0	0
PARTICIPAÇÃO EM DEMAIS SOCIEDADES CONTROLADAS	223190	1.046.496.487	1.283.706.497
PARTICIPAÇÃO INDIVIDUAL	223191	1.046.496.487	1.283.706.497
PARTICIPAÇÃO EM CONJUNTO	223192	0	0
PARTICIPAÇÃO EM SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO (SPE-C)	**223193**	**0**	**0**
PARTICIPAÇÃO EM SOCIEDADES COLIGADAS-ESTATAIS FEDERAIS	**223200**	**0**	**0**
PARTICIPACAO EM SOCIEDADES COLIGADAS - EMPRESAS PRIVADAS	**223300**	**656.854.057**	**857.917.500**
PARTICIPAÇÃO EM SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO (SPE - NC)	223310	600.000.000	667.917.500
PARTICIPAÇÃO EM DEMAIS EMPRESAS PRIVADAS	223390	56.854.057	190.000.000
PART. EM SOCIEDADE COLIGADAS - ESTATAIS ESTADUAIS/MUNICIPAIS	**223400**	**0**	**0**
OUTRAS INVERSOES FINANCEIRAS	**223900**	**0**	**0**
OUTROS DISPENDIOS DE CAPITAL	**229000**	**3.064.454.676**	**4.272.870.844**
DIVIDENDOS	**229100**	**0**	**948.000.000**
AQUISICAO DE TITULOS PUBLICOS	**229200**	**0**	**0**
EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS	**229300**	**3.064.454.676**	**##########**
MUTUOS COM EMPRESAS DO EXTERIOR	229310	0	0
OUTROS EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS	229390	3.064.454.676	3.324.870.844
DEMAIS DISPENDIOS DE CAPITAL	**229900**	**0**	**0**
APLICACOES FINANCEIRAS(INSTITUICOES FINANCEIRAS)	229910	0	0
OUTROS DISPENDIOS DE CAPITAL	229990	0	0
DISPENDIOS CORRENTES	**240000**	**##########**	**##########**
PESSOAL E ENCARGOS SOCIAIS	**241000**	**334.249.583**	**343.317.540**
SALARIO BASE	**241100**	**117.270.181**	**122.865.350**

SALARIO DE EMPREGADOS	241110	111.682.831	116.684.577
HONORÁRIOS DE DIRETORIAS E CONSELHOS	241120	5.587.350	6.180.773
HORAS-EXTRAS	**241200**	**1.217.191**	**1.632.309**
COMISSOES POR FUNCAO	**241300**	**16.412.023**	**15.968.294**
OUTROS ADICIONAIS	**241400**	**5.179.768**	**4.787.401**
GRATIFICACAO EXTRAORDINARIA	**241500**	**0**	**0**
ENCARGOS SOCIAIS	**241600**	**70.281.268**	**70.228.569**
BENEFICIOS SOCIAIS	**241700**	**123.807.196**	**127.735.395**
CONTRIBUIÇÃO NORMAL PATRONAL (PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR)	241710	33.155.559	35.762.361
CONTRIBUIÇÃO PARA O PLANO DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR	241711	29.659.905	31.149.900
CONTRIBUIÇÃO PARA CUSTEIO ADMINISTRATIVO DA EFPC	241712	3.495.654	4.612.461
CONTRIBUIÇÃO PATRONAL - ASSISTÊNCIA MÉDICA	241720	29.340.153	28.607.305
DEMAIS	241790	61.311.484	63.365.729
INATIVOS E PENSIONISTAS	**241800**	**0**	**0**
PROGRAMAS DE DESLIGAMENTO VOLUNTARIO	**241900**	**81.956**	**100.222**
MATERIAIS E PRODUTOS	**242000**	**##########**	**19.171.758.459**
MATERIAS PRIMAS E COMPONENTES	**242100**	**0**	**0**
NACIONAIS	**242110**	**0**	**0**
TECNOLOGIA DA INFORMACAO	242111	0	0
DEMAIS	242119	0	0
IMPORTADOS	**242120**	**0**	**0**
TECNOLOGIA DA INFORMACAO	242121	0	0
DEMAIS	242129	0	0
MATERIAL DE CONSUMO	**242200**	**2.555.627**	**4.930.312**
COMPRA DE ENERGIA	**242300**	**##########**	**##########**
COMPRA DE ALCOOL	**242400**	**0**	**0**

PRODUTOS PARA REVENDA	**242500**	**0**	**0**
DEMAIS MATERIAIS E PRODUTOS	**242900**	**0**	**0**
SERVICOS DE TERCEIROS	**243000**	**536.925.923**	**624.465.047**
PRESTACAO DE SERVICO TECNICO, ADMINIST. E OPERACIONAL	**243100**	**423.975.500**	**461.321.753**
TECNOLOGIA DA INFORMACAO	243110	0	0
DEMAIS	243190	423.975.500	461.321.753
DISPENDIOS INDIRETOS COM PESSOAL PROPRIO	**243200**	**35.731.368**	**43.932.452**
AUXILIO ALIMENTACAO	243210	19.811.608	20.582.156
CESTA BASICA	243220	0	0
AUXILIOS EDUCACAO,CRECHE E OUTROS	243230	2.747.512	2.587.000
TREINAMENTO DE PESSOAL	243240	0	1.091.267
TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO	243241	0	0
DEMAIS	243249	0	1.091.267
DEMAIS DISPENDIOS INDIRETOS COM PESSOAL PROPRIO	243290	13.172.248	19.672.029
PROPAGANDA E PUBLICACOES OFICIAIS	**243300**	**6.690.637**	**33.756.991**
PUBLICIDADE LEGAL	243310	5.439.285	7.415.000
PUBLICIDADE MERCADOLOGICA	243320	47.939	706.000
PUBLICIDADE INSTITUCIONAL	243330	263.413	22.953.991
PATROCINIO	243340	940.000	2.682.000
PUBLICIDADE DE UTILIDADE PUBLICA	243350	0	0
DEMAIS SERVICOS DE TERCEIROS	**243900**	**70.528.418**	**85.453.851**
UTILIDADES E SERVICOS	**244000**	**8.174.781**	**14.533.388**
TRIBUTOS E ENCARGOS PARAFISCAIS	**245000**	**223.226.009**	**768.048.127**
VINCULADOS A RECEITA	**245100**	**42.345.092**	**392.991.928**
VINCULADOS AO RESULTADO	**245200**	**130.954.155**	**237.988.761**
DEMAIS TRIBUTOS E ENCARGOS PARAFISCAIS	**245900**	**49.926.762**	**137.067.438**
ENCARGOS FINANCEIROS E OUTROS	**246000**	**2.306.205.012**	**2.484.961.821**
OPERACOES INTERNAS	**246100**	**1.314.832.840**	**1.413.151.146**
OPERACOES EXTERNAS	**246200**	**748.527.413**	**840.204.044**
DEBENTURES	**246400**	**0**	**0**
MUTUOS COM EMPRESAS DO EXTERIOR	**246500**	**0**	**0**
OUTRAS FONTES	**246900**	**242.844.759**	**231.606.631**
OUTROS DISPENDIOS CORRENTES	**249000**	**619.684.752**	**974.572.150**
ARRENDAMENTO MERCANTIL OPERACIONAL	**249100**	**0**	**0**
TECNOLOGIA DA INFORMACAO	249110	0	0
DEMAIS	249190	0	0

LOCACAO DE EQUIPAM. DE TECNOLOGIA DA INFORMACAO	**249200**	**816.138**	**2.183.513**
EQUIPAMENTOS DE PROCESSAMENTO DE DADOS	249210	0	0
DEMAIS	249290	816.138	2.183.513
ROYALTIES	**249300**	**0**	**0**
ALUGUEIS	**249400**	**43.246.350**	**43.278.896**
MULTAS	**249500**	**0**	**0**
VARIACAO MONETARIA DE OUTRAS OBRIGACOES	**249600**	**115.840.465**	**9.059**
DISPENDIOS COM PESSOAL	**249700**	**28.368.272**	**179.135.037**
PARTICIPACAO NO LUCRO OU RESULTADO	249710	0	18.555.882
PARTICIPAÇÃO DE EMPREGADOS	249711	0	18.555.882
PARTICIPAÇÃO DE DIRETORES	249712	0	0
DEMANDAS TRABALHISTAS	249720	4.718.436	579.155
PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR - COBERTURA DE DEFICIT	249730	23.649.836	160.000.000
DÍVIDA CONTRATADA COM A EFPC (PARCELA MENSAL)	249731	23.649.836	160.000.000
CONTRIBUIÇÃO EXTRAORDINÁRIA	249732	0	0
DEMAIS	249739	0	0
RESERVA DE CONTINGÊNCIA ORÇAMENTÁRIA	**249800**	**0**	**0**
DEMAIS DISPENDIOS CORRENTES	**249900**	**431.413.527**	**749.965.645**
TOTAL DOS DISPENDIOS	**299999**	**##########**	**##########**

Realizado até JAN 2017	Realizado até FEV 2017	Realizado até MAR 2017	Realizado até ABR 2017	Realizado até MAI 2017	Realizado até JUN 2017	Realizado até JUL 2017	Realizado até AGO	Realizado até SET 201
300.028.811	**1.214.181.437**	**1.827.415.892**	**2.402.147.819**	**#########**	**##########**	**##########**	**##########**	**#####**
121.566.083	**626.164.969**	**883.615.404**	**1.116.773.036**	**1.418.105.736**	**##########**	**1.658.788.499**	**2.154.255.413**	**#####**
64.116.277	**422.762.238**	**617.725.397**	**711.554.392**	**803.430.669**	**895.041.463**	**936.326.793**	**1.353.061.872**	**1.371.885**
0	**29.986.430**	**92.473.706**	**160.337.684**	**369.794.107**	**428.646.076**	**428.646.076**	**458.461.243**	**520.783**
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	
57.449.806	**173.416.301**	**173.416.301**	**244.880.960**	**244.880.960**	**244.880.960**	**293.815.630**	**342.732.298**	**414.128**

0	**0**	**0**	**1.200**	**4.060**	**5.110**	**15.656**	**18.650**	**88**
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	
0	**0**	**0**	**1.200**	**4.060**	**5.110**	**15.656**	**18.650**	**88**
100.300.265	**120.550.265**	**148.300.265**	**161.875.897**	**239.241.820**	**248.467.930**	**272.396.423**	**332.049.361**	**358.052**
56.050.265	**56.050.265**	**56.050.265**	**69.625.897**	**124.791.820**	**134.017.930**	**142.946.423**	**191.349.361**	**200.852**
0	0	0	0	0	0	0	0	
56.050.265	56.050.265	56.050.265	69.625.897	124.791.820	134.017.930	142.946.423	191.349.361	200.852
56.050.265	56.050.265	56.050.265	69.625.897	124.791.820	134.017.930	142.946.423	191.349.361	200.852
0	0	0	0	0	0	0	0	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
44.250.000	**64.500.000**	**92.250.000**	**92.250.000**	**114.450.000**	**114.450.000**	**129.450.000**	**140.700.000**	**157.200**
44.250.000	64.500.000	92.250.000	92.250.000	114.450.000	114.450.000	129.450.000	140.700.000	157.200
0	0	0	0	0	0	0	0	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
78.162.463	**467.466.203**	**795.500.223**	**1.123.497.686**	**#########**	**##########**	**##########**	**1.527.718.625**	**#####**
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
78.162.463	**467.466.203**	**795.500.223**	**1.123.497.686**	**#########**	**##########**	**##########**	**1.527.718.625**	**#####**
0	0	0	0	0	0	0	0	
78.162.463	467.466.203	795.500.223	1.123.497.686	1.320.450.535	1.432.484.726	1.462.923.766	1.527.718.625	1.621.227
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	
1.445.565.413	**3.146.889.687**	**5.115.066.559**	**6.601.803.118**	**#########**	**##########**	**##########**	**##########**	**#####**
33.741.795	**61.825.036**	**90.602.611**	**114.116.853**	**145.732.524**	**174.117.602**	**197.283.063**	**226.616.597**	**255.442**
8.931.562	**18.574.602**	**28.211.871**	**38.038.306**	**48.086.991**	**57.884.373**	**65.885.576**	**75.490.770**	**85.099**
8.426.083	17.714.240	26.901.671	36.319.541	45.892.094	55.362.922	63.179.977	72.597.257	81.901
505.479	860.362	1.310.200	1.718.765	2.194.897	2.521.451	2.705.599	2.893.513	3.197

81.401	**119.037**	**180.837**	**249.984**	**334.770**	**435.809**	**514.765**	**577.177**	**642**
1.480.465	**3.057.353**	**4.325.129**	**5.632.398**	**6.921.003**	**8.210.166**	**9.337.933**	**10.654.528**	**11.980**
399.003	**791.116**	**1.217.993**	**1.551.911**	**1.939.836**	**2.354.272**	**2.948.669**	**3.336.599**	**3.855**
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
6.469.153	**12.023.278**	**17.662.858**	**22.673.297**	**29.179.189**	**34.192.275**	**38.626.246**	**44.296.566**	**50.153**
15.212.865	**26.081.710**	**37.774.839**	**44.741.873**	**58.041.651**	**65.393.207**	**73.373.368**	**85.007.467**	**95.747**
2.814.050	6.490.206	9.361.275	11.660.173	14.537.842	17.277.184	19.741.633	22.434.547	24.826
2.758.889	6.062.722	8.497.102	10.740.859	13.288.402	15.747.835	17.980.019	20.440.668	22.777
55.161	427.484	864.173	919.314	1.249.440	1.529.349	1.761.614	1.993.879	2.049
2.600.309	5.235.734	8.767.494	11.072.707	12.794.985	14.619.589	17.874.090	20.799.570	22.659
9.798.506	14.355.770	19.646.070	22.008.993	30.708.824	33.496.434	35.757.645	41.773.350	48.262
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
1.167.346	**1.177.940**	**1.229.084**	**1.229.084**	**1.229.084**	**5.647.500**	**6.596.506**	**7.253.490**	**7.957**
1.180.783.855	**2.345.967.710**	**3.739.311.635**	**##########**	**#########**	**7.728.335.081**	**##########**	**##########**	**#####**
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	
165.645	**339.390**	**516.555**	**581.608**	**830.982**	**885.001**	**966.973**	**1.290.014**	**1.298**
1.180.618.210	**##########**	**3.738.795.080**	**4.972.378.628**	**#########**	**##########**	**##########**	**##########**	**#####**
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
18.876.700	**32.696.605**	**54.331.024**	**78.548.071**	**111.668.025**	**131.253.724**	**151.927.594**	**167.926.893**	**194.822**
11.908.684	**19.717.995**	**33.813.437**	**51.757.840**	**72.872.068**	**85.836.506**	**99.221.252**	**107.953.813**	**128.022**

0	0	0	0	0	0	0	0	
11.908.684	19.717.995	33.813.437	51.757.840	72.872.068	85.836.506	99.221.252	107.953.813	128.022
765.342	**2.855.290**	**5.287.484**	**7.605.740**	**10.875.719**	**13.280.790**	**15.556.710**	**17.691.923**	**18.909**
24.042	1.369.216	2.637.514	3.945.890	6.384.157	7.746.023	9.059.748	10.314.724	10.373
0	0	0	0	0	0	0	0	
174.928	374.392	617.651	885.667	1.106.371	1.359.782	1.622.335	1.686.668	1.942
28.343	64.002	158.491	243.655	273.326	452.278	510.200	606.072	674
0	0	0	0	0	0	0	0	
28.343	64.002	158.491	243.655	273.326	452.278	510.200	606.072	674
538.029	1.047.680	1.873.828	2.530.528	3.111.865	3.722.707	4.364.427	5.084.459	5.918
72.193	**77.143**	**406.911**	**998.073**	**3.474.796**	**3.529.785**	**3.692.661**	**4.182.724**	**4.807**
70.759	75.709	404.757	819.869	3.206.592	3.261.581	3.402.692	3.520.757	3.704
0	0	0	176.050	176.050	176.050	197.815	207.415	207
1.434	1.434	2.154	2.154	2.154	2.154	2.154	14.552	15
0	0	0	0	90.000	90.000	90.000	440.000	880
0	0	0	0	0	0	0	0	
6.130.481	**10.046.177**	**14.823.192**	**18.186.418**	**24.445.442**	**28.606.643**	**33.456.971**	**38.098.433**	**43.083**
406.594	**832.858**	**1.456.869**	**2.175.180**	**2.729.914**	**3.165.606**	**3.594.271**	**4.086.268**	**4.532**
40.435.579	**360.325.419**	**630.125.121**	**676.564.006**	**715.794.764**	**814.048.019**	**862.069.963**	**933.927.532**	**#####**
1.636.872	**7.898.308**	**18.625.919**	**27.013.933**	**41.101.250**	**58.511.736**	**79.163.113**	**82.577.199**	**137.779**
35.463.158	**346.104.323**	**602.550.974**	**639.974.822**	**662.602.511**	**742.746.801**	**769.272.351**	**837.493.903**	**981.341**
3.335.549	**6.322.788**	**8.948.228**	**9.575.251**	**12.091.003**	**12.789.482**	**13.634.499**	**13.856.430**	**14.009**
160.004.621	**307.253.944**	**531.431.900**	**654.373.583**	**792.940.587**	**##########**	**1.146.452.669**	**1.266.196.421**	**#####**
104.980.012	**184.604.835**	**275.423.884**	**343.208.137**	**421.789.411**	**490.079.811**	**547.527.871**	**600.123.276**	**637.333**
55.013.015	**107.031.631**	**165.696.271**	**220.749.294**	**280.649.181**	**339.027.685**	**395.614.192**	**452.975.322**	**508.634**
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
11.594	**15.617.478**	**90.311.745**	**90.416.152**	**90.501.995**	**193.341.288**	**203.310.606**	**213.097.823**	**223.467**
11.316.269	**37.988.115**	**67.807.399**	**103.065.189**	**153.408.311**	**309.734.249**	**340.956.089**	**363.113.579**	**383.222**
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	
9.000	**22.286**	**152.407**	**161.407**	**195.082**	**204.082**	**213.547**	**222.547**	**344**
0	0	0	0	0	0	0	0	
9.000	22.286	152.407	161.407	195.082	204.082	213.547	222.547	344
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
1.651.105	**4.411.610**	**8.617.735**	**12.905.792**	**15.936.641**	**21.641.823**	**27.286.879**	**31.231.348**	**32.038**

0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	9.507	9.507	9.507	9.507	72.046	72.046	72	
0	3.345.056	3.422.109	3.429.263	3.619.800	7.429.240	7.468.513	7.572.988	7.911	
0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0		
0	3.345.056	3.422.109	3.429.263	3.619.800	3.619.800	3.659.073	3.763.548	4.102	
0	0	0	0	0	3.809.440	3.809.440	3.809.440	3.809	
0	0	0	0	0	3.809.440	3.809.440	3.809.440	3.809	
0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0		
9.656.164	30.209.163	55.605.641	86.559.220	133.647.281	280.449.597	305.915.104	324.014.650	342.850	
1.745.594.224	4.361.071.124	6.942.482.451	9.003.950.937	#########	##########	##########	##########	#####	

RELATÓRIO DE ACOMPANHAMENTO DO INVESTIMENTO CORPORATIVO - 2017
Sistema Eletrobras - Evolução Mensal Por Segmento e Projeto

ÓRGÃO: 32000 - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
UNIDADE: 32223 - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS

(Valores em R$)

Ação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Realizado 2017 (a)	Ultimo Aprovado (b)	Realizado (%) (a)/(b)
TRANSMISSÃO	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**9.047**	**-**	**69.940**	**72.385**	**164.219**	**321.317**	**636.908**	**2.000.000**	**31,8**
Interligação Elétrica Brasil - Uruguai (Atividades Eletrobras)	-	-	-	-	-	-	9.047	-	69.940	72.385	164.219	321.317	**636.908**	**2.000.000**	**31,8**
INFRAESTRUTURA	**-**	**-**	**-**	**1.200**	**2.860**	**1.050**	**1.499**	**2.994**	**-**	**924.480**	**-**	**4.149.276**	**5.083.35**	**23.976.851**	**21,2**

														9		
Manutenção e Adequação de Bens Móveis, Veículos, Máquinas e Equipamentos	-	-	-	1.200	2.860	1.050	1.499	2.994	-	-	-	-		**9.603**	**6.825.536**	**0,1**
Manutenção e Adequação de Ativos de Informática, Informação e Teleprocessamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	924.480	-	4.149.276		**5.073.756**	**17.151.315**	**29,6**
TOTAL	**-**	**-**	**-**	**1.200**	**2.860**	**1.050**	**10.546**	**2.994**	**69.940**	**996.865**	**164.219**	**4.470.593**		**5.720.267**	**25.976.851**	**22,0**

Despesa por grupo e elemento de despesa:

Modalidade de Contratação	Despesa executada				Despesa paga			
	2017	%	2016	%	2017	%	2016	%
1. Modalidade de Licitação (a+b+c+d+e+f+g)	99.909.946,73	38,72	126.531.485,05	30,01	81.903.069,14	42,10	136.451.883,16	33,96
a) Convite	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
b) Tomada de Preços	0,00	0,00	356.433,21	0,08	0,00	0,00	390.837,93	0,10
c) Concorrência	13.606.628,05	5,27	16.789.089,57	3,98	10.968.819,81	5,64	23.366.591,60	5,82
d) Pregão	86.303.318,68	33,45	109.385.962,27	25,94	70.934.249,33	36,46	112.694.453,63	28,05
e) Concurso	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
f) Consulta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
g) Regime Diferenciado de Contratações Públicas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Contratações Diretas (h+i)	158.131.527,46	61,28	295.075.919,15	69,99	112.635.190,13	57,90	265.373.090,52	66,04
h) Dispensa	39.673.436,03	15,37	35.571.234,14	8,44	33.881.963,80	17,42	34.329.329,67	8,54
i) Inexigibilidade	118.458.091,43	45,91	259.504.685,01	61,55	78.753.226,33	40,48	231.043.760,85	57,50
3. Regime de Execução Especial								
j) Suprimento de Fundos								

4. Pagamento de Pessoal (k+l)								
k) Pagamento em Folha								
l) Diárias								
5. Total das Despesas acima (1+2+3+4)	258.041.474,19	100,00	421.607.404,20	100,00	194.538.259,27	100,00	401.824.973,68	100,00

6. Total das Despesas da UPC	258.041.474,19	100	421.607.404,20	100	194.538.259,27	100	401.824.973,68	100

3.4. Desempenho Operacional

Furnas apresentou rendimento econômico-financeiro abaixo da média das empresas de G&T. A empresa não conseguiu apresentar uma ROL dentro da meta para 2017 (com expurgo de receita de efeito das indenizações de transmissão), e seus custos com PMSO excederam o esperado, principalmente em seu item outras despesas operacionais (provisão para perdas em investimentos em SPEs). A empresa também apresentou sensível aumento no custo de suas provisões para cumprimento de reserva para cobertura de contratos onerosos e *impairment*. O seu resultado líquido foi de 45,5% do esperado para o ano, com forte influência de provisionamento e baixo resultado com participações societárias. Cabe destacar que a Aneel ainda não definiu o montante a ser indenizado a respeito dos ativos de geração renovados pela Lei 12.1783/2013, prevista nas projeções financeiras da empresa. Sua realização de investimentos que alcançou 82% do previsto. Quanto aos indicadores operacionais e socioambientais, a empresa alcançou um desempenho satisfatório.

A **Eletronorte** apresenta seus resultados econômico-financeiros em 2017 piores que as metas do CMDE. Ao contrário dos outros períodos, a empresa não conseguiu cumprir o desempenho planejado principalmente por conta da previsão de sua ROL para 2017 com valores arrojados a partir de previsões de boas arrecadações de recursos pelo preço de energia no mercado, o que não ocorreu efetivamente. O valor planejado nas metas para o PLD e revisão da Receita anual permitida de Geração RAG que apresentou valores abaixo do esperado para o período. A empresa esperava, nesta descontratação de 823 MWmed, arrecadar recursos em venda ao mercado com previsto para 2017 de, aproximadamente, R$ 2,1 bilhões, mas efetivamente arrecadou total de R$ 700 milhões. Também se justifica este valor pelo encerramento de contrato bianual de 860 MW médio que a empresa possuía até o final de 2016. Isso acaba influenciando grande parte dos demais resultados da Eletronorte. Somado a isso, seus custos com Pessoal em ano de PAE foram superiores ao esperado pelo planejamento. Cabe destacar que a Aneel ainda não definiu o montante a ser indenizado a respeito dos ativos de geração renovados pela Lei 12.1783/2013, prevista nas projeções financeiras da empresa. Sua realização de investimento apresentou resultado de 63% do total da meta para o ano. Quanto aos indicadores operacionais, a empresa apresenta bom desempenho em todos os resultados avaliados pelo CMDE em 2017.

A **Amazonas G&T** apresentou desempenho empresarial alinhado ao previsto para 2017, em relação PMSO Clássico / ROL Ajustada e PMSO Clássico/PMSO Regulatório e sensivelmente melhores do que em 2016. Esse desempenho ocorre, principalmente, devido ao reconhecimento, em junho, da RAP desde 2013. O maior impacto negativo nos resultados econômico-financeiros decorrem da exposição da Amazonas GT ao Mercado de Curto Prazo (MCP), decorrente a falha/restrição de geração das UTEs Aparecida e Mauá Bloco III. A negociação junto à Amazonas Distribuidora, para redução parcial e temporária dos montantes de energia elétrica a serem entregues em agosto, setembro e outubro minoraram o impacto desta exposição ao MCP. Outro impacto negativo significativo foi o adiamento de realização da UTE Mauá 3 como Encargo de Serviço de Sistema (ESS), de abril para outubro, decorrente do atraso das obras de implantação da obra, bem como a necessidade de aquisição de gás natural a vista. Neste caso, foi autorizado pela Aneel que parte do custo de atraso de implantação de Mauá 3 fosse suportado pelo reembolso do ESS, porém não em sua totalidade. O serviço de dívida também apresentou impacto negativo significativo, anulando resultado operacional positivo, mesmo que tenha evoluído abaixo da expectativa.

A **Eletronuclear** apresentou em quase sua totalidade de indicadores desempenho melhores do que o previsto para o ano, principalmente em relação a sua receita líquida e custo de dívida líquida. A questão principal que apresentou queda de desempenho em seu resultado líquido foi

a provisão de cerca de R$ 1 bilhão referente aos custos de *impairment*. A empresa apresentou lucro de cerca de R$ 200 milhões durante todo o ano até o momento do registro contábil desta provisão. Caso este registro não tivesse sido contabilizado, a empresa teria fechado 2017 com lucro de R$ 220,3 milhões. Sua realização de investimentos que alcançou 51% diante de uma meta de 90,0% para 2017. Este desempenho encontra-se pior do que a meta e deve-se à paralização de sua linha de crédito junto ao BNDES para a construção de UTE Angra 3.

A **CGTEE** apresentou baixo desempenho econômico-financeiro para 2017. A empresa não conseguiu cumprir nenhuma de suas metas para o ano. Em 2017 a empresa apresentou um prejuízo na ordem de R$ 1,17 milhões, com encargos do serviço da dívida no montante de R$ 444,6 milhões. O EBITDA para o período foi negativo na ordem de R$ 492,6 milhões e um custo de PMSO clássico de R$ 720,8 milhões com uma representatividade de 139% da ROL realizado no período. O custo de energia comprada mais combustível para geração atingiu em 2017 a cifra R$ 357,8 milhões representando 69% da ROL do ano. A empresa durante todo o ano apresentou grande instabilidade de geração chegando a produzir energia acima da disponibilidade esperada para os meses de julho e agosto, mas, com o fechamento de parte de seu parque gerador UTE Candiota 3 (fase A e B) e grande quantidade de eventos técnicos que dificultaram o bom funcionamento de Candiota 3 (fase C), durante a maior parte do ano a usina apresentou baixo desempenho, fechando o ano com apenas 0,339 de Disponibilidade de Geração Relativa. Sua realização de investimentos que alcançou resultado de 10% para o ano de 2017. As limitações financeiras da empresa refletiram neste resultado que se encontra, praticamente, estagnado.

A **Chesf** apresentou resultados em 2017 com destaque apenas para Dívida Líquida/EBITDA. Apesar de a empresa ter cumprido sua meta de Rol, suas despesas, principalmente com o item Pessoal foram piores do que o esperado. O resultado foi impactado pelo Programa de Aposentadoria Extraordinária — PAE (desligamento de 470 empregados a um custo de R$ 217,0 milhões). Seu baixo desempenho no resultado financeiro que acumulou prejuízo R$ 187 milhões pior do que o esperado e também prejuízo no resultado das participações societárias influenciaram decisivamente no baixo resultado liquido que acumulou lucro de R$ 1,04 bilhão, 51% do valor esperado para o ano. Cabe destacar que a Aneel ainda não definiu o montante a ser indenizado a respeito dos ativos de geração renovados pela Lei 12.1783/2013, prevista nas projeções financeiras da empresa. Sua realização de investimentos foi de 65% do esperado para 2017. E relação aos seus resultados operacionais a empresa cumpriu todas as metas do CMDE.

A **Eletrosul** apresentou o melhor desempenho das empresas de G&T com cumprimentos das metas estipuladas para quase todos os indicadores, com exceção de PMSO Clássico/Regulatório e Investimento realizado. Apesar de seu resultado financeiro ter apresentado prejuízo 189% maior do que o esperado (somente seus encargos de dívida correspondem a 96% do valor do prejuízo), o bom resultado da empresa se deve, principalmente, a sua capacidade de geração de energia assim como bom resultado de suas participações societárias. Seu resultado das participações foi melhor do que o esperado em 2017. Sua realização de investimentos foi de 50% (pior resultado dentre as empresas de G&T) do total esperado. Referente aos indicadores operacionais da Eletrosul, todos os indicadores apresentaram resultados melhores do que as metas do CMDE.

Empresas de Distribuição

O desempenho das empresas de distribuição refletiram o esperado pelos Planos de Prestação Temporária de Serviço de Distribuição – PPTSD, aprovados pela Aneel, conforme resultados apresentados no item seguinte.

Consolidado

O desempenho dos indicadores consolidados do CMDE 2017 foram avaliados segundo a divulgação de resultados apresentada ao mercado a partir do dia 26 de março de 2018. O Resultado de 2017 foi influenciado, principalmente, pelas provisões operacionais no montante de R$ 5.747 (sendo R$ 1.101 milhões as provisões operacionais do segmento de distribuição) e pelo prejuízo do segmento de distribuição no montante de R$ 4.179 milhões. Os resultados econômico-financeiros de Celg D relativos a janeiro de 2017 (enquanto esta ainda não tinha sido vendida), registrados nos demonstrativos contábeis para o fechamento de 2017, não foram considerados no calculo do consolidado da empresa pelo CMDE, assim como a Eletropar. Outro fator a ser levado em consideração é a contabilização da Remuneração relativa aos créditos da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE) referente às linhas de transmissão renovadas conforme Lei 12.783/2013, conforme Portaria n.º 120, de 20 de abril de 2016, do Ministério de Minas e Energia, que estabeleceu as condições de pagamento, com efeito de R$ 4.923 milhões em 2017. A realização de investimentos consolidados das empresas Eletrobras totalizou 49% do valor aprovado de R$ 13 bilhões para 2017. Em relação ao desempenho da ***holding*****,** o mesmo impacto apresentado com o registro contábil de provisão no montante de R$ 5,7 bilhões também afetou os indicadores relacionados ao EBITDA e Lucro líquido, já seu PMSO/ROL e seu desempenho com participações societárias apresentaram resultados melhores do que os previstos para 2017.

3.5. Apresentação e análise de indicadores de desempenho

3.5.1. Informações e indicadores sobre o desempenho operacional

Empresas de Geração e Transmissão

CMDE - Resultados preliminares acumulados dez/2017 - GERAÇÃO / TRANSMISSÃO — R$ milhões em moeda corrente

Sentido Melhor	Indicadores e Componentes	Unidade	Peso	Amazonas GT		E.Eletronorte		E.Chesf		E.Furnas		E. Eletrosul		E.Eletronuclear		E.CGTEE	
				Realizado	Meta	Realizado	Meta	Realizado	Meta	Realizado	Meta	Realizado	Meta	Realizado	Meta	Realizado	Meta
INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS																	
↓	PMSO Clássico / ROL Ajustada	%		65,7%	65,9%	40,0%	33,0%	39,3%	35,6%	47,0%	34,5%	40,3%	46,7%	40,6%	45,9%	138,9%	39,8%
	PMSO Clássico	R$ Milhões	2	922,50	1.537,53	2.150,49	1.956,87	1.669,98	1.500,60	2.813,89	2.082,92	703,17	657,79	1.139,01	1.254,29	720,87	192,00
	ROL Ajustada	R$ Milhões		1.404,43	2.331,79	5.377,60	5.935,74	4.253,57	4.218,20	5.987,92	6.029,46	1.742,90	1.408,23	2.805,63	2.731,69	519,05	483,00
↓	PMSO Clássico * / PMSO Regulatório	Índice		3,25	5,41	2,30	2,10	1,19	1,07	1,78	1,32	1,10	1,03	1,39	1,46	8,11	2,16
	PMSO Clássico *	R$ Milhões	3	922,50	1.537,53	2.150,49	1.956,87	1.669,98	1.500,60	2.813,89	2.082,92	703,17	657,79	1.139,01	1.254,29	720,87	192,00
	PMSO Regulatório	R$ Milhões		284,07	284,07	933,41	933,41	1.401,77	1.401,77	1.580,96	1.580,96	640,49	640,49	817,79	817,79	88,86	88,86
↑	EBITDA Ajustado / ROL Ajustada	%		1,3%	10,3%	37,5%	48,6%	36,6%	37,2%	19,7%	40,4%	42,7%	27,0%	41,0%	35,4%	-94,9%	35,1%
	EBITDA Ajustado	R$ Milhões	2	18,06	239,66	2.017,57	2.882,91	1.556,60	1.569,02	1.180,95	2.434,49	743,72	380,11	1.150,76	966,24	-492,66	169,46
	ROL Ajustada	R$ Milhões		1.404,43	2.331,79	5.377,60	5.935,74	4.253,57	4.218,20	5.987,92	6.029,46	1.742,90	1.408,23	2.805,63	2.731,69	519,05	483,00
↓	Dívida Líquida / EBITDA Ajustado *	Índice		109,39	8,32	2,10	1,64	1,15	1,24	8,47	3,47	3,30	7,00	6,64	10,75	***	-0,55
	Dívida Líquida	R$ Milhões	3	1.975,86	1.993,97	4.187,39	4.722,42	1.785,56	1.940,37	9.999,34	8.459,65	1.760,06	2.659,08	7.645,72	10.387,14	2962,65	-92,70
	EBITDA Ajustado *	R$ Milhões		18,06	239,66	2.017,57	2.882,91	1.556,60	1.569,02	1.180,94	2.434,49	743,72	380,11	1.150,76	966,24	-492,66	169,46
↑	Lucro Líquido * / Patrimônio Líquido	%		***	N/A	12,1%	16,6%	7,5%	14,9%	7,0%	13,1%	5,9%	5,2%	***	***	***	4,9%
	Lucro Líquido (LL) *	R$ Milhões	2	-288,15	-170,95	1.913,85	2.089,07	1.044,17	2.057,02	1.404,78	3.113,82	346,92	234,62	-542,94	58,39	-1170,46	80,00
	Patrimônio Líquido (PL)	R$ Milhões		-446,54	-294,28	15.881,43	12.575,74	13.839,51	13.760,61	20.092,28	23.698,13	5.909,38	4.508,06	-5.147,54	-4.474,14	-2.741,83	1.628,00
↑	Investimento Realizado * / Investimento Aprovado	%		91,0%	90,0%	63,3%	90,0%	64,8%	90,0%	82,3%	90,0%	50,1%	90,0%	53,4%	90,0%	9,9%	90,0%
	Investimento Realizado * / Investimento Aprovado	R$ Milhões	2	137,05	152,28	724,91	1.030,86	1.450,45	2.013,48	1.073,18	1.173,51	0,24	428,76	479,48	808,02	14,78	135,00
	Investimento Aprovado	R$ Milhões		169,22	169,22	1.145,38	1.145,38	2.237,16	2.237,16	1.303,92	1.303,92	476,41	476,41	897,75	897,75	150,00	150,00
↓	Energia Comprada + Combustível / ROL Ajustada	%		30,2%	21,2%	10,2%	4,6%	7,3%	8,6%	22,7%	15,3%	16,5%	21,3%	14,1%	14,9%	90,9%	20,6%
	Energia Comprada + Combustível	R$ Milhões	1	423,67	494,20	550,97	270,34	309,41	361,96	1.361,34	922,01	287,87	300,13	395,67	406,21	472,05	99,37
	ROL Ajustada	R$ Milhões		1.404,43	2.331,79	5.377,60	5.935,74	4.253,57	4.218,20	5.987,92	6.029,46	1.742,90	1.408,23	2.805,63	2.731,69	519,05	483,00
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Econômica)	Pontos	0,25	45,0	51,3	63,0	59,8	54,5	48,3	68,5	67,5	66,5	62,3	71,5	59,3	80,5	56,3
INDICADORES OPERACIONAIS																	
↑	Disponibilidade de Geração (DISPGR)	Índice	2	0,810	1,000	0,945	1,000	1,124	1,000	1,065	0,960	1,016	1,000	1,049	1,000	0,339	0,640
↑	Disponibilidade Operacional de Linhas de Transmissão (DISP OLT)	%	2	99,95%	99,90%	99,93%	99,88%	99,96%	99,85%	99,69%	99,65%	99,90%	99,85%	N/A	N/A	N/A	N/A
↓	Parcela Variável Descontada em Transmissão (PV)	%	2	0,31%	1,00%	2,45%	4,00%	2,05%	6,00%	2,27%	5,00%	0,95%	2,85%	N/A	N/A	N/A	N/A
INDICADORES DE GESTÃO, GOVERNANÇA E SOCIOAMBIENTAIS																	
↑	Controle na Remediação das Deficiências	%	0,50	85,0%	90,0%	94,0%	90,0%	95,0%	90,0%	90,0%	90,0%	97,0%	0,9	85,0%	0,9	ND	0,9
↑	Índice de Desempenho do ProRP	Índice	1,00	1,0	1,00	1,0	1,00	1,0	1,00	0,86	1,00	1,0	1,00	1,0	1,00	1,0	1,00
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Geral)	Pontos	0,25	32,0	58,6	65,5	62,6	72,7	59,5	71,0	68,5	66,6	63,7	68,4	59,5	63,0	56,8
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Social)	Pontos	0,25	27,4	53,7	68,7	68,1	66,3	64,0	79,9	78,9	66,6	70,2	57,8	58,0	64,2	63,3
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Ambiental)	Pontos	0,25	58,5	56,2	64,8	65,0	66,0	63,7	61,6	60,6	63,6	63,6	56,5	63,0	63,3	66,8
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Alterações climáticas)	Pontos	0,25	49,8	52,2	61,3	56,3	48,0	49,0	78,0	72,9	72,0	68,7	69,0	57,6	48,0	68,5

ND - Não disponível - apuração anual. **N/A** - Não se aplica
* - Indicador avaliado pela metodologia **LTM (Últimos 12 meses)**
*** - Indicador invalidado por componente negativo

Legenda: Melhor que a meta | Entre 90% e 99,99% da meta | Pior que a meta

Empresas Distribuidoras

CMDE - Resultados preliminares acumulados dez/2017 - DISTRIBUIÇÃO — R$ milhões em moeda corrente

Sentido Melhor	Indicadores e Componentes	Unidade	Peso	ED.Acre		ED.Alagoas		ED.Amazonas		ED.Piaui		ED.Rondonia		ED.Roraima	
				Realizado	Meta	Realizado	Meta	Realizado	Meta	Realizado	Meta	Realizado	Meta	Realizado	Meta
INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS															
↓	PMSO Clássico / ROL Ajustada	%		31,2%	27,1%	20,3%	32,3%	23,9%	36,3%	28,8%	28,7%	27,9%	23,0%	33,5%	31,1%
	PMSO Clássico	R$ Milhões	2	152,81	135,57	327,01	364,16	783,46	872,99	446,81	360,93	323,01	321,85	138,85	116,22
	ROL Ajustada	R$ Milhões		490,57	500,03	1.611,71	1.128,28	3.282,43	2.405,66	1.549,48	1.256,32	1.159,04	1.399,16	413,95	373,19
↓	PMSO Clássico * / PMSO Regulatório	%		1,84	1,63	1,23	1,37	2,33	2,59	1,26	1,02	1,53	1,52	4,00	3,35
	PMSO Clássico *	R$ Milhões	3	152,81	135,57	327,01	364,16	783,46	872,99	446,81	360,93	323,01	321,85	138,85	116,22
	PMSO Regulatório	R$ Milhões		83,16	83,16	266,33	266,33	336,86	336,86	353,71	353,71	211,59	211,59	34,74	34,74
↑	EBITDA Ajustado / ROL Ajustada	%		1,1%	-0,4%	9,6%	-12,2%	13,3%	-52,6%	-2,4%	-3,4%	-29,5%	15,8%	-6,5%	5,3%
	EBITDA Ajustado	R$ Milhões	2	5,53	-1,81	154,66	-137,55	437,81	-1.265,01	-37,23	-42,71	-341,54	220,73	-26,74	19,87
	ROL Ajustada	R$ Milhões		490,57	500,03	1.611,71	1.128,28	3.282,43	2.405,66	1.549,48	1.256,32	1.159,04	1.399,16	413,95	373,19
↓	Dívida Líquida / EBITDA Ajustado *	Índice		89,98	***	12,22	***	6,85	***	***	***	***	6,16	***	11,03
	Dívida Líquida	R$ Milhões	3	497,84	425,82	1889,60	1.906,88	2997,49	7.006,16	2310,52	2.607,57	1320,52	1.360,34	306,90	219,16
	EBITDA Ajustado *	R$ Milhões		5,53	-1,81	154,66	-137,55	437,81	-1.265,01	-37,23	-42,71	-341,54	220,73	-26,74	19,87
↑	Lucro Líquido * / Patrimônio Líquido	%		***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
	Lucro Líquido (LL) *	R$ Milhões	2	-236,81	-94,57	-462,61	-331,91	-2.600,91	-2.777,33	-199,27	-481,96	-818,96	-87,31	-213,94	-111,61
	Patrimônio Líquido (PL)	R$ Milhões		-433,62	-295,09	-873,90	-938,70	-11.805,57	-10.633,93	-1.098,11	-1.147,85	-2.201,13	-406,81	-733,40	-217,12
↑	Investimento Realizado * / Investimento Aprovado	%		42,0%	90,0%	88,7%	90,0%	78,4%	90,0%	60,7%	90,0%	84,9%	90,0%	55,5%	90,0%
	Investimento Realizado *	R$ Milhões	2	0,05	96,35	0,16	164,43	0,29	329,22	0,17	255,15	0,20	206,73	0,03	49,95
	Investimento Aprovado	R$ Milhões		0,12	107,05	0,18	182,68	0,37	365,75	0,28	283,51	0,23	229,70	0,06	55,53
↑	ISE Bovespa (Dimensão Econômica)	Pontos	0,25	29,5	53,6	39,0	56,5	69,0	68,8	64,0	52,7	66,0	61,0	55,0	58,2
INDICADORES OPERACIONAIS															
↑	IASC ANEEL	%	1	50,91%	56,7%	60,26%	55,3%	45,89%	48,4%	52,67%	50,7%	53,02%	65,0%	46,36%	60,0%
↓	DEC *	horas	1	47,9	48,2	20,3	24,1	38,1	46,9	21,9	22,2	33,2	33,9	10,7	34,8
↓	FEC *	ocorrências	1	35,5	35,1	15,7	17,3	26,1	29,7	14,7	15,6	19,5	22,3	16,7	49,8
↓	Perdas totais	%	2	21,8%	21,9%	22,9%	24,0%	43,7%	39,0%	28,0%	29,0%	28,3%	24,6%	13,5%	12,7%
↓	Inadimplência	%	1	11,0%	11,0%	13,2%	11,0%	19,2%	12,7%	11,9%	11,0%	10,3%	11,0%	11,9%	10,0%
↓	TMAE	minutos	1	376,4	307,9	334,2	238,0	396,8	325,0	426,9	400,0	345,4	280,0	124,7	105,0
INDICADORES DE GESTÃO, GOVERNANÇA E SOCIOAMBIENTAIS															
↑	ISE Bovespa (Dimensão Geral)	Pontos	0,25	47,5	68,3	49,8	66,9	69,1	72,4	57,6	67,5	62,9	66,2	44,0	69,1
↑	ISE Bovespa (Dimensão Social)	Pontos	0,25	51,1	60,9	55,2	59,8	63,7	66,0	63,1	66,8	60,3	65,4	51,4	60,3
↑	ISE Bovespa (Dimensão Ambiental)	Pontos	0,25	49,5	60,1	56,3	62,9	59,9	57,2	67,1	64,6	45,8	55,1	56,7	60,1
↑	ISE Bovespa (Alterações climáticas)	Pontos	0,25	36,8	55,7	51,8	56,0	68,5	70,9	47,3	56,6	57,3	55,1	45,5	55,2

ND - Não disponível - apuração anual **N/A** - Não se aplica
* - Indicador avaliado pela metodologia **LTM (Últimos 12 meses)**
*** - Indicador inviabilizado por componente negativ

Legenda: Melhor que a meta | Entre 90% e 99,99% da meta | Pior que a meta

Eletrobras Holding e Resultado Consolidado

CMDE - Resultados preliminares acumulados dez/2017 - ELETROBRAS — R$ milhões em moeda corrente

Sentido Melhor	Indicadores e Componentes	Unidade	Peso	Avaliação CMDE						
				2012	2013	2014	2015	2016	Realizado	Meta
INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS										
↓	PMSO Clássico (Holding) / RDL Ajustado (Holding)	%	3	**53,6%**	**43,5%**	**37,0%**	**49,1%**	**32,2%**	**24,8%**	**31,65%**
	PMSO Clássico (Holding)	R$ Milhões		1.409,91	1.236,67	1.040,66	1.226,70	1.110,79	813,92	1.229,38
	ROL Ajustado (Holding)	R$ Milhões		2.631,55	2.840,24	2.815,95	2.497,39	3.449,35	3.276,46	3.884,46
↑	EBITDA Ajustado (Holding) / ROL Ajustada (Holding)	%	2	**-347,5%**	**-72,5%**	**-45,5%**	**-299,5%**	**-197,7%**	**144,9%**	**86,72%**
	EBITDA Ajustado (Holding)	R$ Milhões		-9.143,79	-2.060,26	-1.281,16	-7.478,48	-6.821,08	4.747,63	3.368,73
	ROL Ajustada (Holding)	R$ Milhões		2.631,55	2.840,24	2.815,95	2.497,39	3.449,35	3.276,46	3.884,46
↑	Lucro Líquido (Holding) * / Patrimônio Líquido (Holding)	%	3	**-13,2%**	**-10,4%**	**-5,2%**	**-32,2%**	**7,2%**	**6,9%**	**7,27%**
	LL (Holding) *	R$ Milhões		-8.816,79	-6.293,31	-2.959,56	-13.608,85	3.425,90	3.500,00	4.252,79
	PL (Holding)	R$ Milhões		66.811,29	60.429,52	57.042,11	42.311,31	47.513,88	50.463,44	58.516,17
↓	PMSO Clássico (Sistema Eletrobras) / RDL Ajustado (Sistema Eletrobras)	%	1	**52,2%**	**57,6%**	**40,4%**	**42,9%**	**21,5%**	**39,5%**	**31,65%**
	PMSO Ajustado (Sistema Eletrobras)	R$ Milhões		9.349,01	11.576,67	10.559,17	10.764,37	12.543,29	6.710,08	1.229,38
	ROL Ajustado (Sistema Eletrobras)	R$ Milhões		17.899,72	20.085,60	26.164,23	25.095,53	58.290,40	17.006,91	34.040,76
↑	EBITDA ajustado (Sistema Eletrobras) / ROL ajustada (Sistema Eletrobras)	%	1	**-10,8%**	**-1,7%**	**4,9%**	**14,6%**	**59,1%**	**47,1%**	**20,18%**
	EBITDA Ajustado (Sistema Eletrobras)	R$ Milhões		-1.925,88	-347,00	1.276,57	3.662,52	34.449,46	8.009,29	6.867,78
	ROL Ajustada (Sistema Eletrobras)	R$ Milhões		17.899,72	20.085,60	26.164,23	25.095,53	58.290,40	17.006,91	34.040,76
↓	Dívida Líquida (Sistema Eletrobras) * / EBITDA Ajustado (Sistema Eletrobras)	Índice	1	***	***	**17,97**	**7,35**	**0,68**	**4,61**	**3,33**
	Dívida Líquida (Sistema Eletrobras)	R$ Milhões		27.438,18	13.729,63	22.941,67	26.915,11	23.492,88	23.528,20	22.839,64
	EBITDA Ajustado (Sistema Eletrobras) *	R$ Milhões		-1.925,88	-347,00	1.276,57	3.662,52	34.449,46	5.100,00	6.867,78
↑	Investimento Realizado (Sistema Eletrobras)* / Investimento Aprovado (Sistema Eletrobras)	%	2	**78,4%**	**83,6%**	**78,2%**	**73,5%**	**77,8%**	**41,0%**	**90,0%**
	Investimento Realizado (Sistema Eletrobras) * / Investimento Aprovado (Sistema Eletrobras)	R$ Milhões		9.826,49	11.249,40	11.405,33	10.393,80	8.324,71	5.331,80	11.712,15
	Investimento Aprovado (Sistema Eletrobras)	R$ Milhões		12.530,29	13.452,10	14.580,01	14.144,71	10.705,44	13.013,54	13.013,54
INDICADORES DE GESTÃO, GOVERNANÇA E SOCIOAMBIENTAIS										
↑	Pontuação Obtida no Índice Dow Jones	Pontos	0,5	**70,0**	**77,0**	**78,0**	**76,0**	**73,0**	**73,0**	**75,00**
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Governança Corporativa)	Pontos	0,167	**65,0**	**64,0**	**70,2**	**75,3**	**74,0**	**73,0**	**79,20**
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Natureza do Produto)	Pontos	0,167	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,00**

ND - Não disponível - apuração anual **N/A** - Não se aplica
* - Indicador avaliado pela metodologia **LTM (Últimos 12 meses)**
*** - Indicador inviabilizado por componente negativo

Legenda: Melhor que a meta | Entre 90% e 99,99% da meta | Pior que a meta

3.6 Informações sobre as atividades relacionadas à Pesquisa e Desenvolvimento

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica — Cepel

Criado em 1974, por iniciativa da Eletrobras, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica — Cepel vem contribuindo para a manutenção de uma infraestrutura tecnológica avançada de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D+I) em equipamentos e sistemas elétricos, de forma a atender às características singulares do setor elétrico brasileiro.

Tendo como seus associados fundadores a Eletrobras e suas controladas Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul, o centro exerce a Secretaria Executiva de P&D+I e Tecnologia da Comissão de Política Tecnológica das Empresas Eletrobras. É seu executor central de linhas de pesquisa, programas e projetos, e provê consultoria e assessoramento na avaliação de resultados, na gestão do conhecimento tecnológico e sua aplicação.

Suas atividades de P&D+I estão consolidadas em sete grandes áreas de atuação: Otimização Energética e Meio Ambiente; Redes Elétricas; Automação de Sistemas; Linhas de Transmissão e Equipamentos Elétricos; Tecnologia de Distribuição; Materiais, Eficiência Energética e Geração Complementar; e Infraestrutura Laboratorial e de Pesquisa Experimental.

Com forte apoio das empresas Eletrobras e parceria com a academia, o Cepel desenvolve e mantém, no estado da arte, um acervo próprio de metodologias e cadeia de modelos computacionais, essencial para a gestão do sistema eletroenergético interligado, dentro de rígidos critérios de segurança. Essa cadeia de modelos computacionais contribui para a redução dos custos financeiros e ambientais, otimização dos recursos naturais, diversificação da matriz energética, minimização de emissões de carbono, confiabilidade no suprimento de energia, modicidade tarifária e segurança energética nacional, estando na base de todas as atividades de planejamento e operação do sistema elétrico nacional. Representa ainda um esforço sem paralelo nos países em desenvolvimento.

Os programas computacionais da cadeia de modelos na área energética (Melp, Newave, Decomp e Dessem), dão suporte a atividades essenciais do setor elétrico, tais como o planejamento da expansão, o planejamento e programação da operação, a comercialização de energia, a definição e o cálculo da garantia física e energia assegurada dos empreendimentos de geração, e a elaboração das diretrizes para a realização de Leilões de Compra de Energia Elétrica.

O Brasil, por meio dos desenvolvimentos feitos pelo Cepel, é um dos poucos países do mundo a dispor de um conjunto completo de programas computacionais de simulação de redes elétricas para estudos de Planejamento da Expansão da transmissão e para a Operação do Sistema Elétrico: Anarede, Anatem, Anafas, NH2, Flupot, HarmZs, Plantac e PacDyn. Esses programas são largamente utilizados no país, para o suporte à análise, planejamento, operação, controle, e estudos sistêmicos e de confiabilidade do sistema elétrico interligado.

Para a função crítica de supervisão, controle e gerenciamento de sistemas elétricos em tempo real, o Cepel desenvolveu e vem evoluindo, continuamente, o ambiente SAGE,

outro exemplo de tecnologia de ponta em nível mundial em sua área. Seus atributos de portabilidade, modularidade, interconectividade e atualização contínua (conceito Evergreen), permitiram retirar o Brasil da dependência de sistemas fechados de hardware e software e de soluções passíveis de esgotamento tecnológico. Com esses predicados, tornou-se o sistema padrão para a operação em tempo real das redes elétricas das empresas Eletrobras e da maioria das concessionárias integrantes do Sistema Interligado Nacional — SIN, além de núcleo do fornecimento da Rede de Gerenciamento de Energia — Reger do Operador Nacional do Sistema — ONS para o SIN, desafio de P&D em permanente evolução. Outros aspectos, também de interesse direto das empresas Eletrobras, são cuidados pelo Cepel nessa área, como minimização de perdas, recomposição assistida e ambiente para treinamento e qualificação de operadores.

Projetos do Cepel focados na manutenção da confiabilidade e extensão de vida útil de equipamentos e sistemas de geração, transmissão e distribuição são pontos importantes para a melhoria do desempenho técnico-econômico dos ativos das empresas Eletrobras. Em monitoramento e gestão de ativos das empresas, seus sistemas (SOMA, DianE e IMA-DP) auxiliam na otimização de investimentos, manutenção e segurança na operação.

Ainda com foco na melhoria do desempenho técnico-econômico e socioambiental dos ativos das empresas Eletrobras, destaca-se a contribuição do Cepel no estabelecimento de indicadores de sustentabilidade empresarial, com base nas melhores metodologias e em critérios científicos.

O centro participa de projetos e desenvolve estudos de geração eólica, solar, fotovoltaica, heliotérmica, células a combustível, tecnologias de produção de hidrogênio, supercondutores, sistemas híbridos de geração de energia elétrica e técnicas de avaliação de integridade estrutural e extensão de vida útil.

Sua rede laboratorial é singular no país, a maior do gênero no hemisfério sul. Permite a condução de pesquisas experimentais, ensaios e atividades de calibração e certificação em Alta Tensão e Potência, Materiais, Eficiência Energética em Refrigeração e Iluminação, Automação e Proteção de Sistemas, Computação Intensiva, Qualidade de Energia, Diagnóstico de Equipamentos e Instalações, Compatibilidade Eletromagnética, Medição de Energia Elétrica e Células a Combustível.

O Cepel abriga o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (Cresesb), o Centro de Aplicação de Tecnologias Eficientes (Cate) e a Casa Solar Eficiente, áreas de demonstração e divulgação de novas tecnologias. Atua em metodologias e avaliações de Qualidade de Energia, e no desenvolvimento de equipamentos e sistemas para medição, gerenciamento de energia elétrica e redução de perdas. Vem fazendo investimentos em uma infraestrutura laboratorial e de pesquisa para desenvolvimento e avaliação de soluções de Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*) que contou com o apoio do MME/Banco Mundial para a contratação de consultoria internacional visando à elaboração do Projeto Conceitual, já concluído e primeiro passo para a efetiva implantação do laboratório.

O centro desenvolve também metodologias e programas computacionais (suíte Elektra) para otimização técnica e econômica de projetos de linhas de transmissão de longa

distância, a exemplo das linhas de transmissão de corrente contínua associadas às usinas hidrelétricas da região amazônica. Desenvolve ainda novas tecnologias de transmissão que permitem aumentar a potência de energia transmitida em corredores mais estreitos, com menor impacto ambiental e custo por quilômetro, tais como as Linhas de Potência Natural Elevada (LPNE), que já conta com mais de 4.000 km implantados no país.

O Cepel tem permanente participação em grupos técnicos setoriais e dá suporte técnico à Eletrobras quanto a importantes programas e projetos do governo federal, como o Luz para Todos, Procel, Proinfa e ReLuz, além de participar da elaboração do Plano Nacional de Energia e dos Planos Decenais de Expansão de Energia.

No seu apoio à Eletrobras e ao MME, quanto ao desenvolvimento sustentável de energia elétrica, tem atuado junto à Agência Internacional de Energia, como no desenvolvimento e publicação do Mapa de Rotas Tecnológicas em Hidroeletricidade, na Plataforma Internacional de Tecnologias de Energia de Baixo Carbono e na Parceria Internacional sobre Energia, além dos Grupos de Trabalho SolarPACES e Hidroeletricidade, no qual coordenou a Força Tarefa sobre Balanço de Carbono em Reservatórios de Hidroeletricidade.

Como um dos mais importantes investimentos de sua história recente, o Laboratório de Ultra Alta Tensão ao Tempo (Lab-UAT Externo) encontra-se operacional desde novembro de 2016, com capacidade para realizar pesquisas experimentais, desenvolvimentos e ensaios em configurações de linhas de transmissão e equipamentos associados, até as classes de tensão de ±1000 kV CC e 1200 kV CA, podendo assim dar suporte às empresas Eletrobras, ao setor elétrico e fabricantes, em parceria com a academia e centros de pesquisas nacionais e internacionais para o desenvolvimento e otimização de projetos dessa nova fronteira de tensão operacional. Ao longo de 2017 foi montado um arranjo que reproduz um trecho do sistema de transmissão de Belo Monte, que permitirá a condução dos primeiros projetos experimentais sobre seu comportamento já em 2018. Sua inauguração oficial ocorreu em dezembro de 2017.

Suas instalações compreendem três pórticos com 70 m de altura e mesma largura útil, com uma distância entre eles de 110 m. Entre os principais equipamentos destacam-se o Gerador de Impulso de 6,4 MV, 3 transformadores de tensão nominal 750 kV, 1,0 A cada, que podem ser combinados para montagem monofásica com tensão nominal de 2.250 kV CA, e 2 retificadores de tensão nominal 1.000 kV, 50 mA cada, que também podem ser combinados para montagem monopolar com tensão nominal de 1.600 kV CC.

Para esse projeto, o Cepel contou com R$ 52 milhões da Eletrobras, R$ 16 milhões do Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações — MCTIC, via Financiadora de Estudos e Projetos — Finep e R$ 36 milhões do Ministério de Minas e Energia — MME, no âmbito do Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral — Projeto META, do Banco Mundial.

Identificação e descrição sintética das linhas de pesquisa

Síntese das principais linhas de atuação em P&D+I, pesquisa experimental e ensaios em laboratórios.	Diretoria/Departamento responsável
Desenvolvimento de cadeia de modelos e programas computacionais destinados ao planejamento da expansão da geração, ao planejamento da operação e à programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados. Desenvolvimento de modelos para estudos de prevenção de cheias, modelos de previsão de mercado de longo prazo e modelos para subsidiar a tomada de decisão de investimentos em projetos de geração de energia. Desenvolvimento de metodologias para a incorporação da dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento dos empreendimentos do setor elétrico.	Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – DP / Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente – DEA
Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para apoio à expansão, supervisão, controle e operação do sistema elétrico-energético. Desenvolvimento de metodologias e programas para o planejamento e operação do sistema interligado brasileiro contemplando desde o estudo convencional de fluxo de potência à avaliação de segurança dinâmica do sistema.	Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – DP / Departamento de Redes Elétricas – DRE
Desenvolvimento de ferramentas para aquisição de dados, operação em tempo real de sistemas elétricos e análise de perturbações. Desenvolvimento de soluções tecnológicas para otimização da operação de redes elétricas quanto à confiabilidade, segurança, qualidade do serviço e eficiência.	Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – DP / Departamento de Automação de Sistemas – DAS
Desenvolvimento de modelos computacionais, técnicas de ensaio, medição e monitoramento, bem como sistemas de monitoração e diagnóstico aplicados em equipamentos elétricos, instalações e linhas de transmissão. Desenvolvimento de novas técnicas de avaliação de desempenho, estado operativo e vida remanescente, e aperfeiçoamento de tecnologias tradicionais e desenvolvimento de novas técnicas voltadas para a operação e a expansão do sistema elétrico.	Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – DP / Departamento de Linhas de Transmissão e Equipamentos – DLE
Desenvolvimento de soluções tecnológicas para distribuição de energia elétrica; desenvolvimento de novos equipamentos e tecnologias sob o conceito de "redes elétricas inteligentes", qualificação de equipamentos usados na distribuição de energia elétrica, ensaios em sistemas de medição nos pontos de intercâmbio entre agentes do setor elétrico.	Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – DP / Departamento de Tecnologia de Distribuição – DTD
Desenvolvimento de projetos de pesquisa, aplicação de tecnologias e serviços técnicos especializados, tecnologias de materiais (materiais dielétricos, metálicos, cerâmicas), corrosão (sistemas anticorrosão, técnicas para monitoração de corrosão), supercondutividade, células a combustível, fontes alternativas e conservação de energia. Apoio tecnológico aos programas de governo Procel e Luz para Todos.	Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – DP / Departamento de Materiais, Eficiência Energética e Geração Complementar – DME
Pesquisas experimentais e ensaios em laboratórios, envolvendo Alta Tensão, Alta Potência, Alta Corrente, Ensaios Corona,	Diretoria de Laboratórios e Pesquisa Experimental – DL /

Impulso de Corrente, Ensaios sob Poluição, Medição de Alta Tensão, Calibração, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos.	Departamento de Laboratórios de Adrianópolis – DLA
Pesquisas experimentais e ensaios em laboratórios, envolvendo Análises Químicas, Corrosão, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração, Iluminação e Avaliação de Desempenho de Lavadoras (PBE e PROCEL).	Diretoria de Laboratórios e Pesquisa Experimental – DL / Departamento de Laboratórios do Fundão – DLF

Principais projetos em andamento, metas físicas e financeiras previstas e executadas e resultados obtidos[1]

a) Sistema integrado para análise de redes elétricas – Anarede

Descrição do Projeto

O Anarede é a principal ferramenta de análise estática de redes elétricas utilizada pelo setor elétrico brasileiro. O programa inclui módulos para fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo, fluxo de potência continuado, recomposição de sistemas elétricos de potência e, mais recentemente, avaliação de segurança estática de sistemas elétricos de potência.

O programa é distribuído regularmente a todas as empresas do setor elétrico, acompanhado de seu respectivo manual de utilização. Os usuários podem fazer o *download* da versão no site do Departamento de Redes Elétricas do Cepel. A interface permite a interação com o programa tanto por meio de linha de comando quanto de uma interface de menus padrão Microsoft Windows.

Objetivos

Esse projeto suporta o contínuo desenvolvimento do programa Anarede para a análise de redes elétricas em regime permanente. O programa compreende os seguintes módulos: fluxo de potência convencional, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e fluxo, fluxo de potência continuado, equivalente de redes, segurança de tensão, recomposição de sistemas elétricos de potência e avaliação de segurança estática.

Atividades executadas em 2017

Funcionalidades para Análise de Redes Elétricas

- Compatibilização e uniformização do tratamento de elementos desligados nos relatórios de elementos;
- Compatibilização e uniformização do tratamento de elementos desligados nos relatórios de monitoração de tensão, fluxo e geração de potência reativa;

[1] Os valores apresentados consideram os custos totais associados ao projeto (tanto diretos quanto indiretos). O custo de Pessoal inclui os montantes relativos ao pessoal diretamente envolvido nos projetos, bem como o rateio dos custos de pessoal associados à administração do Centro. Os custos de Serviços e Outros incluem, da mesma maneira, os custos diretos e indiretos relacionados à operação e manutenção da infraestrutura do centro.

- Compatibilização das opções de execução de balanço de potência por sistema e por área do módulo de fluxo de potência com carga individualizada e equivalente de redes;
- Implementação da opção de execução IANG para inicialização dos ângulos de tensão de barras adicionadas à rede elétrica já existente. Essa opção auxilia na convergência do método de Newton, melhorando a estimativa inicial, para a conexão de novos empreendimentos, visto que reduz ou elimina a defasagem angular entre os novos barramentos e a rede existente;
- Implementação da opção de execução SNEW para a análise de sensibilidade de fluxos. Essa nova opção é baseada na solução da primeira iteração do método de Newton, para calcular os fatores de sensibilidade para condições operativas sensíveis às não linearidades do problema;
- Implementação de detecção de transformadores de três enrolamentos em paralelo e do controle de tensão através destes transformadores, incluindo uma equação que evita a circulação de potência reativa e problemas no processo de convergência;
- Inclusão de tolerâncias de tensão e fluxo para monitoração, análise de contingências e avaliação de segurança estática; e
- Implementação de críticas para detecção de conflitos de controle na rotina de recuperação de arquivo histórico, evitando que casos antigos mantenham os conflitos de controle existentes à época de sua gravação.

Interface Gráfica

- Inclusão no gerenciador de dados de resumos para Rede CC e Grupos de Geração (região de segurança).

Integração com o Flupot

- Aprimoramento da comunicação Anarede-Flupot, permitindo a passagem do número de unidades em operação de bancos *shunt* e a preservação do ponto de operação otimizado pelo Flupot no retorno do caso para o Anarede.

Margem de Transmissão

- Como primeiro marco de um projeto com duração de dezoito meses, foi concluída a automatização do cálculo de Margem de Transmissão por Barramento Candidato, de acordo com a metodologia utilizada para a definição da capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração pela Rede Básica, DIT (Demais Instalações de Transmissão) e ICG (Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada).

Atualização da documentação (Manual do Usuário)

Atendimento a usuários

Treinamento

- Realização de treinamentos no âmbito do Ciclo de Cursos do Cepel;
- Realização de minicursos na Universidade Federal do Rio de Janeiro — UFRJ, Universidade Federal Fluminense — UFF e Universidade do Estado do Rio de Janeiro — UERJ.

Distribuição de versões OK

- Distribuição da versão 10.2.2; e
- Distribuição da versão 10.2.3.

Resultados Obtidos

- O principal resultado obtido ao longo de 2017 foi a implementação bem sucedida da automatização do cálculo de margem de transmissão para barramento candidato. O cálculo sistemático e passível de reprodução sem contestação por parte dos agentes é condição essencial para a redução do esforço na realização de leilões de empreendimentos de geração, especialmente aqueles relacionados com fontes de energia renovável. Ao longo de 2018 será implementada a automatização do cálculo de margens de transmissão para subárea e área, finalizando esse desenvolvimento.

- Inclusão de equação na matriz Jacobiana para impedir a circulação de potência reativa no caso de transformadores de três enrolamentos em paralelo, eliminando os problemas no processo de convergência causados por essa condição.

Custos Totais do Projeto em 2017 (em Reais)*

Projeto	Pessoal*	Serviços e outros	Total
ANAREDE	**1.115.559,33**	**342.438,30**	**1.457.997,63**

b) Simulação digital de transitórios eletromecânicos – Anatem

Descrição do Projeto

O Anatem é a principal ferramenta de análise dinâmica de redes elétricas utilizada pelo setor elétrico brasileiro. O programa permite a modelagem precisa dos diversos componentes do sistema elétrico, com destaque para as máquinas síncronas, rede de transmissão, equipamentos de compensação reativa, elos de corrente contínua e sistema de controle.

O programa é distribuído regularmente a todas as empresas do setor elétrico, acompanhado de seu respectivo manual de utilização. Os usuários podem fazer o *download* da versão no site do Departamento de Redes Elétricas do Cepel. A interface gráfica permite a interação com o programa tanto na entrada de dados, como na simulação e apresentação de resultados, no padrão Microsoft Windows.

Objetivos

Esse projeto suporta o contínuo desenvolvimento do programa Anatem para a simulação digital de transitórios eletromecânicos. O programa permite a análise do impacto de grandes perturbações nos sistemas de potência e é utilizado intensamente nos estudos de planejamento e operação do SIN.

Atividades realizadas ao longo de 2017

Funcionalidades para Análise de Redes Elétricas

- Inclusão da Análise de Multi Infeed através dos Códigos de Execução EAMI e DMIF. Nesta análise é realizado o cálculo dos índices preditivos de desempenho de múltiplos elos CCAT: MIIF, MISCR, MSCR, SCR e Potencial de Interação entre Elos CCAT. Os índices calculados são exportados no relatório de saída do programa;
- Inclusão da Análise de Segurança através da Opção de Execução RSEG do código de execução EXSI. Esta opção realiza a monitoração e análise dos critérios da avaliação de segurança dinâmica (DSA) nos elementos definidos pelo programa Anarede. A Opção de Execução RSEG deve ser habilitada no Código de Execução RELA para que os resultados da análise de segurança sejam exportados no relatório de saída;
- Compatibilização com o histórico do Anarede v10.02.05.

Processo de Solução

- Inclusão da Opção de Execução DLCA para solução de problemas de convergência na solução de modelos CA. A Opção de Execução DLCA, ao ser utilizada com o Código de Execução EXSI, habilita a inclusão de um *delay* (atraso de um passo de integração) na saída da variável de maior erro no CDU não convergente.

Modelos de Relés

- Melhorias no funcionamento dos relés MD07 (relé de sobretensão) e MD008 (relé de subtensão) para permitir a alteração no número de unidades de banco *shunt* individualizado ligando capacitores e reatores;
- Implementação do relé de impedância com característica quadrilateral (MD19) para detecção de curto-circuito.

Interface com o usuário

- Melhorias no Código de Execução DARQ, permitindo que, através de um arquivo de dados associado pelo código DARQ, seja dado outro código DARQ, fornecendo outros arquivos de dados. São permitidos infinitos níveis de aninhamento de arquivos de dados;
- A partir desta versão é possível fornecer o Código de Execução DPLT após o uso da Opção EXSI INIC.
- Adicionado o recurso de visualização de regiões de relés de impedância (MD05, MD09 e MD18) e das variáveis correspondentes a cada modelo de relé. Criação de um novo formato de arquivo do tipo RELE no código DARQ, que é lido a partir da PlotCepel 6.1. Para a utilização deste recurso há o requisito de que exista no caso algum relé de impedância modelado através do Código de Execução DREL;
- Inclusão de um botão para invocar o Microsoft Excel para arquivos do tipo MIIF (ou qualquer outro programa vinculado ao arquivo .csv);
- Mudança no atalho do botão PLOT par abrir automaticamente também arquivos do tipo RELE;
- Atalhos para “Guia de Utilização” e “Novidades da Versão” adicionados no menu de ajuda da interface do programa;

Atualização da documentação (Manual do Usuário)

Atendimento a usuários

Treinamento

- Realização de dois treinamentos no âmbito do Ciclo de Cursos do Cepel.
- Realização de minicursos na Universidade Federal do Rio de Janeiro — UFRJ, Universidade Federal Fluminense — UFF e Universidade do Estado do Rio de Janeiro — UERJ.

Distribuição de versões

- Distribuição da versão 11.2.0; e
- Distribuição da versão 11.2.1.

Resultados Obtidos

Os principais resultados obtidos em 2017 foram os novos desenvolvimentos realizados no programa Anatem. Nesse período, foram distribuídas duas novas versões do Anatem (11.2.0 e 11.2.1), com destaque para:

- Inclusão da Análise de Multi Infeed que possibilita o cálculo de índices preditivos para inferir o desempenho da operação de múltiplos elos CCAT. Esta análise é realizada através do uso dos Códigos de Execução EAMI (Executa Análise de Multi Infeed) e DMIF (Definição de barras para cálculo DDD MIIF);
- Desenvolvimento da Análise de Segurança Dinâmica com o objetivo de disponibilizar o recurso de monitoração e avaliação dos critérios de segurança para simulações ordinárias;
- Criação da opção DLCA para melhorias na convergência, um desenvolvimento que apresenta uma opção de execução visando resolver problemas de convergência causados por controladores CDU;
- Aprimoramento dos relés MD07 (relé de sobretensão) e MD008 (relé de subtensão) para permitir a alteração no número de unidades de banco *shunt* individualizado ligando capacitores e reatores; e
- Criação do relé de impedância com característica quadrilateral (MD19) para detecção de curto-circuito.

Custos Totais do Projeto em 2017 (em Reais)*

Projeto	**Pessoal***	**Serviços e outros**	**Total**
ANATEM	**1.744.801,16**	**1.027.435,30**	**2.772.236,46**

c) Simulador Para Treinamento de Operadores de Sistema — Topsim

Descrição do Projeto

A qualificação dos operadores de sistemas elétricos de potência tem sido uma preocupação constante nas últimas décadas devido à crescente complexidade de operação das redes elétricas. O uso de simuladores de redes elétricas conectados aos sistemas de supervisão e controle dos centros é a melhor alternativa para se obter esse

tipo de qualificação. Apesar disso, o alto custo envolvido na aquisição e na manutenção desse tipo de recurso tem inviabilizado o seu uso a nível nacional.

Com os avanços recentes em microcomputação, obteve-se uma redução substancial no custo de hardware envolvido. No entanto, os simuladores disponíveis a nível internacional ainda são de alto custo e de aplicação complexa nos centros nacionais devido a diferenças de modelagem de equipamentos e pela dependência em que se incorre com relação aos fornecedores internacionais. Com a grande difusão do sistema de supervisão e controle SAGE, utilizado de maneira competitiva por todo o setor, e pela qualificação há muito reconhecida do Cepel no desenvolvimento de ferramentas de Análise de Redes, tem-se agora a oportunidade de se desenvolver um Simulador Digital de Redes Elétricas, integrado nativamente ao sistema SAGE, de modo a se compor uma alternativa que alia alto desempenho e grande fidelidade ao baixo custo de investimento e manutenção, ainda eliminando a dependência de fornecedores externos.

Objetivos

Desenvolver um simulador digital de sistemas elétricos, perfeitamente integrado ao SAGE, desenvolvido pelo Cepel, disponibilizando uma ferramenta voltada para o treinamento de operadores de sistemas de potência, bem como para a reconstituição de eventos no sistema.

Atividades realizadas

- Desenvolvida e implementada a Geração do Caso base para o OTS a partir do ambiente de Estudos do SAGE.
- Desenvolvido e implementado o condicionamento de casos bases do treinamento utilizando o Fluxo de Potência Ótimo.
- Desenvolvido e implementado o salvamento automático de snapshots na ordem de segundos para cenários de treinamento com o EPRI-OTS.

Resultados Obtidos

- Melhoria na usabilidade do produto por meio do aperfeiçoamento do processo de estabelecimento de casos base para simulação com uso de Fluxo de Potência Ótimo.

Custos Totais do Projeto em 2017 (em Reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
TOPSIM	**1.564.059,23**	**458.353,09**	**2.022.412,32**

d) Sistema Integrado de Apoio à Análise de Perturbações — Sinape

Descrição do Projeto

Desde a década de 80 vêm sendo desenvolvidos pelo Cepel sistemas para análise de sinais em que facilidades como expansão no tempo e amplitude (zoom), visualização de

várias curvas, sobreposição, medição de tempos e amplitudes, medição de valores RMS etc. estão incluídos.

Posteriormente despertou-se o interesse nas empresas de ferramentas para manipulação de dados provenientes de registradores digitais de perturbações.

Desde 1994, o projeto Sinape faz parte da carteira de projetos institucionais e, em dezembro de 1995, lançava-se a primeira versão do programa, a versão 1.0a. Diversos recursos e funções foram sendo desenvolvidos e incorporados ao longo dos anos, tais como rotinas para análise automática de oscilogramas, melhoria e ampliação dos bancos de dados do Sinape, cálculos genéricos com canais analógicos, programas para desenho de valores de impedâncias de falta, migração de código para 32 bits, entre outros.

A partir de 2006, com o desenvolvimento do Sinape.net ampliou-se o interesse no uso da ferramenta, tanto por parte das empresas do grupo Eletrobras como também das demais empresas. O Sinape.net já está instalado em Furnas, Eletrosul, Eletronorte, Light, Chesf e ONS, havendo manifestação de interesse da parte de empresas como a Itaipu Binacional e a Celesc.

Objetivos

O objetivo do Sinape é o de suportar o processo de análise de faltas em sistemas elétricos de potência, formando uma plataforma única de trabalho. Nesse objetivo se incluem também o gerenciamento automático de arquivos de oscilografia e a análise automática de oscilogramas, permitindo gerar dados para vários setores da empresa, em particular para a análise da proteção e para a manutenção.

Os dados de diversos registradores são traduzidos, conforme sua natureza, para o formato padrão COMTRADE. Mesmo sendo medidos em oscilógrafos distintos, os sinais de cada canal podem ser colocados lado a lado para comparação. O Sinape cria um ambiente amigável de trabalho de forma que um usuário não precisa investir muito tempo em treinamento. Rotinas computacionais agilizam o trabalho do analista de oscilografia permitindo fazer frente ao aumento da base instalada de oscilografia digital. Esse projeto, quando estendido a várias concessionárias, facilitará a troca de informações sobre faltas no sistema interligado. Além disso, o projeto motiva a busca de soluções padronizadas pelas diversas empresas do setor.

Em função da evolução tecnológica, o custo dos RDPs tem diminuído bastante e a sua robustez tem aumentado continuamente. O número de pontos monitorados cresceu também em função dos Procedimentos de Rede. Com isso, o número de oscilogramas a serem analisados cresceu consideravelmente.

O projeto visa aproveitar a experiência obtida em desenvolvimentos anteriores e a capacitação do Cepel no entendimento dos problemas do setor e no desenvolvimento de um ambiente de análise integrado para a área de oscilografia.

Atividades realizadas

Programa Sinape

- Representação e visualização de eventos com base em dados georreferenciados.

- Localização de faltas em linhas de transmissão utilizando registros de ondas viajantes.

Sistema Sinape.net

- Conclusão do desenvolvimento de inteface WEB para visualização de valores de componentes simétricos e resultados de análise harmônica e resultados de análise harmônica.
- Lançamento de uma versão com o código de análise automática de eventos em linhas de transmissão unificado entre bases de dados distintas.
- Instalação do SINAPE.Net em servidor corporativo de alto desempenho em Furnas.
- Integração do SINAPE.Net com o sistema de Análise de Perturbações do ONS (SIPER). Com essa intergração, o processo de análise de desligamentos passa a ter acesso à base de oscilografias do sistema SPERT do ONS.
- Instalação SINAPE.NET na ELETRONORTE.
- Inclusão das facilidades de cadastro de equipamentos, localização de faltas em linhas de transmissão utilizando registros de ondas viajantes.
- Conclusão do desenvolvimento de nova versão da página de visualização georreferenciada de evento, no SINAPE.Net.

Resultados Obtidos

- Melhoria da usabilidade do sistema via cálculo de localização de faltas por ondas trafegantes e de direcionalidade da falta mesmo na ausência dos parâmetros de linhas de transmissão; e na visualização georreferenciada de eventos.

Custos Totais do Projeto em 2017 (em Reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
SINAPE	**1.549.079,94**	**976.776,10**	**2.525.856,04**

e) Monitoramento e Gerenciamento de Energia Elétrica — GENERGIA

Descrição do Projeto

O equipamento (TCAM) se destina a coibir fraudes em consumidores que têm consumo expressivo de energia. Trata-se de um equipamento baseado em medição indireta, que é aquela em que o medidor se conecta no secundário de um transformador de corrente, uma vez que a corrente primária é superior à corrente nominal do medidor (120A).

Esse projeto teve como alvo inicial as empresas de distribuição federalizadas, que estão ligadas à Eletrobras (Eletrobras Distribuição Alagoas, Eletrobras Distribuição Piauí, Eletrobras Amazonas Energia, Eletrobras Distribuição Rondônia, Eletrobras Distribuição Acre e Eletrobras Distribuição Roraima). Contudo, devido à abrangência do conceito, esse trabalho pode ser estendido às demais distribuidoras de energia do setor elétrico brasileiro.

Objetivos

Seu principal objetivo é um produto industrial para medição de eletricidade usando-se transformadores de corrente automonitorados (TCAM), visando ao monitoramento e avaliação do desempenho de equipamentos e sistemas de medição de energia elétrica, com o propósito de controlar e reduzir perdas não-técnicas das concessionárias de energia elétrica e dentro do conceito de redes inteligentes de distribuição de energia elétrica.

Atividades realizadas

Ao longo dos anos de 2016 e 2017 foi desenvolvida uma nova vertente do projeto conhecida como FCAM (fiscalizador de corrente automonitorado) — um instrumento de fiscalização para ser instalado em série com o transformador de corrente tradicional, cujo princípio de funcionamento é o mesmo do TCAM (transformador de corrente automonitorado), que, porém, não traz a necessidade de se substituir o transformador de corrente em uso pelo consumidor. Para tanto, é feita a conexão do fiscalizador em série com o sistema existente não resultando em desligamentos no consumidor.

Desenvolvimento de protótipo do equipamento FCAM destinado a projeto piloto em concessionária de energia elétrica

- Estudos para atualização tecnológica dos circuitos dos protótipos do TCAM / FCAM visando à substituição do microcontrolador por um sistema do tipo SoC ("*System on Chip*");
- Testes de integração da placa eletrônica e da placa do microcontrolador;
- Desenvolvimento de protótipo de laboratório da unidade de registro e comunicação (URC);
- Testes do protótipo do FCAM e da URC em subestação interna do Cepel;
- Submissão de projeto de P&D Aneel (Lei n.º 9991) para a Light visando o desenvolvimento de cabeças de série para o TCAM e FCAM e diversas reuniões com a concessionária para aprimoramento deste.
- Obtenção de privilégio de patente concedido pelo USPTO ("*United States Patent and Trademark Office*") nos Estados Unidos.

Resultados Obtidos

Os resultados obtidos foram consolidados no relatório técnico:

- Relatório Técnico DTD-30194/2016: "Desenvolvimento de Protótipo de Campo Trifásico do FCAM"

Custos Totais do Projeto em 2017 (em Reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
GENERGIA	**3.425.044,86**	**1.239.207,13**	**4.664.251,99**

f) Diagnóstico de equipamentos de subestações — DianE

Descrição do Projeto

O Projeto CME_DianE é um projeto de desenvolvimento contínuo. O primeiro objetivo do projeto, de disponibilizar para as empresas o Sistema DianE com funcionalidades básicas, já foi atingido de forma bem sucedida. Na continuação do projeto, busca-se a consolidação/continuação do desenvolvimento e o aprimoramento da aplicação em produção nas empresas atingindo-se a maturidade do produto na versão Sistema DianE 2.0.

Objetivos

- Complementar a discussão do conceito de Central de Monitoramento de Equipamentos de SEs (CME), com a possibilidade de mudá-lo para o de "Centro de Manutenção de Equipamentos", adicionando um conjunto de funcionalidades para acompanhamento, não só do estado dos equipamentos, mas também do estado de suas funções operativas (definidas de acordo com os padrões do ONS) e do acompanhamento de processos internos relacionados à manutenção;
- Interagir tecnicamente com fabricantes de sistemas de monitoramento para a busca de soluções padronizadas de troca de informações entre sistemas já existentes nas empresas;
- Interagir tecnicamente com grupos de engenharia da manutenção / operação e com equipes de desenvolvimento de software existentes nas empresas, de forma a acelerar o desenvolvimento do DianE, possibilitar o desenvolvimento de análises RCM de consenso de forma a convergir soluções já existentes nas empresas e ainda não cobertas pelo DianE; e
- Estabelecer e consolidar um Grupo de Trabalho em Diagnóstico em Equipamentos (GTDE) para a identificação de requisitos funcionais comuns, a proposição de novos projetos P&D e a coordenação das implementações computacionais interempresas e o projetos de pesquisa associados ao conceito CME.

Atividades realizadas

- Instalação do Diane 3.0 na empresa Eletrosul;
- Atualização da integração do DianE com a versão mais recente do SAGE;
- Integração do Sistema DianE com o SAP ERP, em ambiente de produção;
- Finalização da versão do sistema DianE 3.1 e atualização dos clientes;
- Implementação de novos ensaios para banco de baterias e para-raios.
- Segundo Tutorial do Sistema DianE para profissionais das empresas Eletrobras;
- Tutorial in company do Sistema DianE para profissionais da Eletrosul;
- Participação em treinamento da Academia PM SAP ERP na UNISE;
- Participação em Workshop de Gestão de Ativos na UNISE;
- Lançamento da versão 4 do DianE e atualização em todos os clientes;
- Integração do sistema DianE com os unifilares oficiais do SAGE;
- Integração do sistema DianE com notas e ordens de manutenção do SAP ERP;
- Integração de parte da equipe de desenvolvimento do Sistema Diane com a equipe de desenvolvimento do SOMA, no sentido de reforçar esta última e

iniciar o trabalho integrado de equipes de desenvolvimento de sistemas computacionais do DLE;

Resultados Obtidos

- A demanda de instalação para novo cliente foi atendida com sucesso na Eletrosul;
- A homologação do DianE com update 28 do SAGE foi realizada com sucesso;
- A integração com o SAP ERP foi realizada com sucesso em Furnas;
- O desenvolvimento da versão oficial do DianE 3.1 foi concluído;
- O DianE 3.1 foi atualizado com sucesso nas empresas Eletrobras (Eletronorte, Furnas e Eletronuclear) e nas concessionárias de distribuição de Rondônia e Amazonas;
- Novos ensaios para banco de baterias e para-raios foram desenvolvidos;
- O Tutorial DianE foi realizado com sucesso nos dias 16-19/05, no Cepel;
- O tutorial *in company* do Sistema DianE para profissionais da Eletrosul foi realizado com sucesso nos dias 05-06/07, em São José/SC;
- DianE participou do treinamento SAP ERP Academia PM em 13-28/03;
- DianE participou do *Workshop* de Gestão de Ativos em 30/01 a 03/02;
- O desenvolvimento da versão oficial do DianE 4.0 foi concluído;
- O DianE 4.0 foi atualizado com sucesso nas empresas Eletrobras (Eletronorte, Furnas e Eletronuclear) e nas concessionárias de distribuição de Rondônia e Amazonas;
- A homologação do DianE com os unifilares oficiais do SAGE foi realizada com sucesso;
- Integração do sistema DianE com notas e ordens de manutenção do SAP ERP foi realizada com sucesso;
- Integração da equipe de desenvolvimento do DianE com a equipe de desenvolvimento do SOMA foi iniciada;
- Melhorias, ajustes e correções foram implementados com sucesso no período;
- Relatórios técnicos emitidos no período: RT 1293/17: "Implementação de Ferramentas para Realização de Estudos de Carregamento de Transformadores no Sistema DianE". RT 18995/17: "Instalação do Sistema DianE 3.0 na Eletrosul". RT 18799/17: "Integração do Sistema DianE com o SAP ERP".

Custos Totais do Projeto em 2017 (em Reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
DianE	**2.289.992,97**	**1.132.549,72**	**3.422.542,69**

g) Instrumentação para Monitoramento e Análise de Equipamentos Elétricos de Alta Tensão — IMA

Descrição

Os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica operam em diferentes níveis de alta tensão. Esse fato implica a necessidade de se utilizar uma extensa variedade de sistemas dielétricos de tal forma que os equipamentos de alta

tensão possam ter dimensões físicas aceitáveis e que possam operar com boa confiabilidade e durante um período de vida útil satisfatório.

Os sistemas isolantes utilizados nos equipamentos de alta tensão envelhecem ao longo de sua mobilidade natural, degradando-se em termos de suportabilidade dielétrica para os ciclos de condições operacionais aos quais os equipamentos são submetidos. Outros fatores tais como variações térmicas, vibrações mecânicas, alterações químicas e solicitações de campos eletromagnéticos intensos também contribuem para essa degradação.

A medição das Descargas Parciais (DPs) é a principal ferramenta para se avaliar se está havendo degradação das características dielétricas dos sistemas isolantes utilizados em alta tensão. No caso particular do isolamento sólido utilizado em enrolamentos estatóricos de geradores, a medição das DPs é praticamente a única grandeza que pode fornecer informações úteis para sua avaliação e a qual pode ser obtida em condições de operação contínua dos geradores (online). Para equipamentos de subestação, as condições ambientais e de ruídos eletromagnéticos, bem como a variedade de equipamentos que necessitam de avaliações de seu estado operativo, tornam necessário o desenvolvimento de sistemas de medição, de circuitos e de sensores associados ao sistema de medição e/ou monitoramento.

Objetivos

O objetivo desse projeto é desenvolver e implantar um sistema de monitoramento de descargas parciais para fins de avaliação do estado dielétrico dos enrolamentos estatóricos de hidrogeradores bem como de equipamentos de subestação. Esse sistema vem sendo desenvolvido de modo a poder ser integrado a um sistema mais amplo de monitoramento de grandezas mecânicas e térmicas de tal forma que se possa dispor de um diagnóstico mais completo para cada tipo de equipamento.

Atividades realizadas e Resultados Obtidos

- Implementação do IMA-DP VGR (visualização e Geração de Relatório), destinado a gerar os gráficos e realizar os estudos históricos dos dados;
- Implementação do IMA-DP UHF incluindo testes preliminares no trecho experimental da SIG no Labdig;
- Implementação computacional do IMA-DP Acústico incluindo testes preliminares no transformador do laboratório IMA-e;
- Implementação do IMA-DP Análise — mecanismo avançado de separação de pulsos de DP e reconhecimento de padrões;
- Apoio nos testes de curto-circuito em transformador de distribuição para medição de vibração no AP4 em Adrianópolis;
- Validação da medição de DP por intermédio do Hardware Compact Rio cedido pela NI;
- Refatoração total do código do IMA-DP para atender a integração com o SOMA/Messor;
- Nova versão do IMA-DP como um instrumento controlado remotamente pela rede-integração com o SIMME da Eletronorte finalizado em dez/2017;
- Avanços no programa IMA-CTD, destinado à avaliação das buchas capacitivas em transformadores de potência e reatores;

- Validação da metodologia para avaliação no campo de Transformadores de Potencial e Para-Raios na Eletronorte com verificação laboratorial;
- Curso de caráter prático de medição de DP no laboratório de alta tensão do Cepel para os técnicos desse laboratório e preparação para ensaiar a Bucha de Belo Monte;
- Medição de DP e avaliação da UHE Passo São João da Eletrosul com atualização do software IMA-DP;
- Medição e avaliação de uma unidade geradora da UHE Salto Osório;
- Medição e avaliação das CF1 da UHE Tucuruí realizada pela Eletronorte;
- Curso de DP aplicadas a Geradores, promovido pelo Cigré A1 para 25 participantes;
- Curso de DP promovido pela Universidade da Eletrobras (Unise) duas turmas total de 45 alunos;
- Curso de equipamentos elétricos de alta tensão no CEEAC no Acre — 30 alunos;
- Realização de ensaios em acopladores capacitivos para a Eletrosul e Insight;
- Atividades na SE Tijuco Preto — Furnas. Medição e avaliação de 130 equipamentos entre para-raios e TCs;
- Apoio a medição e análise de 3 Turbo- Geradores da Reduc — Petrobras;
- Atividades na SE Ivaiporã — Furnas. Medição e avaliação de cerca de 130 equipamentos;
- Atividades na SE Taquaril — Cemig. Medição e avaliação de cerca de 150 equipamentos;
- Atividades na SE Marabá e Itacaiúnas — Taesa. Medição e avaliação de 42 equipamentos;
- Atividades nas seguintes Subestações Isoladas a Gás: SE Botafogo; SE Baependi; SE Copacabana; SE Leblon; SE Santa Luzia; SE Samaritano; SE Terminal Sul; SE Alvorada. Confirmação, através do método acústico, do diagnóstico realizado na SIG da Light, SE Botafogo;

Custos Totais do Projeto em 2017 (em Reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
IMA	**2.011.765,08**	**1.109.710,92**	**3.121.476,00**

h) Levantamento dos custos da corrosão no setor elétrico brasileiro – CORR-CUSTOS

Descrição do Projeto

O projeto busca estabelecer e comparar os custos para a preparação de esquemas de pintura tradicionais e de novas tecnologias, a realização de ensaios de corrosão e o levantamento de custos para a manutenção. O projeto desenvolve pesquisa experimental investigando redução de etapas, ganho de produtividade e custo, com avaliação de desempenho anticorrosivo. Em paralelo, com dados experimentais, desenvolvem-se metodologias de avaliação de custo e benefício para quantificar ao setor elétrico a

relevância das boas práticas de proteção anticorrosiva na durabilidade das estruturas metálicas e equipamentos.

Objetivos

Levantar custos para a aplicação e manutenção de sistemas de proteção anticorrosiva por pintura no setor elétrico brasileiro.

Obter resultados experimentais de ensaios de desempenho anticorrosivo, associados aos respectivos custos, de modo a dar elementos sobre os aspectos técnicos e financeiros da realização de uma proteção anticorrosiva seguindo padrões de qualidade reconhecidos.

Desenvolver metodologias e ferramentas computacionais para auxiliar nas estratégias de gerenciamento de proteção anticorrosiva, minimizando a relação custo/benefício, ou seja, permitir a priorização e otimização dos recursos financeiros disponíveis para a realização dos serviços de pintura.

Atividades Realizadas

Preparação de esquemas de pintura tradicionais e de novas tecnologias, reduzindo etapas de aplicação e contabilizando tempo, mão de obra e material utilizados no serviço. Nesta fase do trabalho, os esquemas de pintura têm por objetivo serviços de manutenção para estruturas enterradas do setor elétrico, em atendimento a uma solicitação de estudo por parte de Furnas.

Ensaios acelerados e de exposição natural a diferentes agentes de agressividade para avaliar o desempenho anticorrosivo dos esquemas de pintura investigados.

Levantamento de preços e de rendimento das tintas usadas nos esquemas de pintura, a partir de informações técnicas dos produtos e dados fornecidos por seus fabricantes.

Desenvolvimento de um modelo matemático para cálculo de custos associados aos esquemas de pintura, a partir das parcelas de mão de obra para sua aplicação e de custos dos produtos, conforme a espessura aplicada e o rendimento.

Desenvolvimento de uma ferramenta computacional de simulação e avaliação de custos de serviços de pintura, em sistema *Visual Basic for Applications*, com base no modelo matemático.

Validação da ferramenta computacional através de cálculos reais com um estudo anterior realizado pelo Cepel, permitindo a aplicação da metodologia de estimativa de produtividade e custos na manutenção, associando estes resultados aos de desempenho anticorrosivo após 7 anos de ensaio das estruturas com diferentes esquemas de pintura, em condição enterrada. Todo o resultado desta análise foi publicado e apresentado no XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica — SNPTEE 2017.

Resultados Obtidos

Premiação de melhor trabalho técnico no Grupo de Manutenção do SNPTEE 2017 (outubro 2017).

Apresentação da ferramenta computacional na Eletrobras, em Furnas, no curso "Fundamentos de Inspeção de Pintura Anticorrosiva" (agosto 2017) e no evento "Seminários MA2" (novembro de 2017). O público técnico das empresas Eletrobras aprovou a ferramenta e avaliou que é de grande relevância a estimativa de custo que a ferramenta possibilita na tomada de decisão para os serviços de pintura anticorrosiva.

Com base na metodologia e na ferramenta computacional, foi elaborado um artigo técnico sobre análise de custo, produtividade e desempenho anticorrosivo de tecnologias de base aquosa. Este artigo foi submetido e aprovado para ser apresentado *no 7th International Corrosion Meeting* – INTERCORR 2018.

Emissão do relatório técnico "Metodologias de avaliação de custos e de desempenho na proteção anticorrosiva de estruturas metálicas do setor elétrico".

Emissão do relatório técnico "Desempenho anticorrosivo, produtividade e custos de metodologias para proteção de estruturas enterradas: relatório de preparação de corpos de prova, em escala de laboratório".

Emissão do relatório técnico "Análise de desempenho anticorrosivo e de custos de tecnologias de base aquosa para proteção de estruturas metálicas do setor elétrico". Neste caso, o relatório inclui um manual, para o usuário, sobre como trabalhar com a ferramenta computacional.

Custos Totais do Projeto em 2017 (em Reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
CORR-CUSTOS	**354.919,40**	**2.400,08**	**612.950,46**

i) Conjunto de indicadores para apoio ao processo de gestão de sustentabilidade para as empresas Eletrobras — IGS

Descrição do Projeto

O Projeto IGS (Indicadores de Sustentabilidade das Empresas Eletrobras) tem como objetivo contribuir para a melhoria do desempenho da Gestão de Sustentabilidade das Empresas Eletrobras à luz de sua política maior, atendendo aos princípios nacionais e internacionais de responsabilidade corporativa, de forma a aumentar a sua competitividade e capacidade de captação de recursos.

A metodologia de pesquisa que está sendo utilizada para o desenvolvimento dos indicadores de gestão da sustentabilidade e o Sistema IGS consiste em três etapas principais.

A Primeira Etapa é a realização de um levantamento e detalhamento dos diferentes relatórios e questionários de sustentabilidade empresarial existentes, além do estado da arte do setor elétrico nacional e internacional em termos de Gestão de Sustentabilidade Empresarial, com foco em cada uma das dimensões.

A Segunda Etapa é composta por um mapeamento do status de cada uma das dimensões nas empresas Eletrobras. Um dos instrumentos para subsidiar este mapeamento envolve a aplicação de um questionário para obter informações que permitam esta caracterização. A partir das respostas das empresas Eletrobras aos questionários, é realizada uma análise SWOT (*Strengths, Weaknesses, Oportunities and Threats*) com o objetivo de identificação das questões mais estratégicas e que demandam um maior nível de ação em cada uma das dimensões da sustentabilidade, classificando-as em forças, fraquezas, oportunidades e ameaças.

A partir dessa análise, inicia-se a Terceira Etapa, quando é priorizado um conjunto de indicadores, considerando-se as diferentes dimensões da sustentabilidade, que são discutidos com representantes das empresas Eletrobras, para serem estabelecidos protocolos e avaliadas as formas de inserção no Sistema IGS.

Além da definição do conjunto de indicadores para apoiar a gestão da sustentabilidade nas empresas Eletrobras, o projeto IGS também passou a desenvolver, a partir de 2015, uma ferramenta computacional denominada IGS-Relat para apoiar o processo de coleta de dados para elaboração do Relatório de Sustentabilidade das empresas Eletrobras (modelo GRI). Em 2016 e 2017 este escopo foi ampliado para também coletar as respostas ao questionário do *Dow Jones Sustainability Index* (DJSI), da bolsa de Nova Iorque.

Objetivos

- Estabelecer para as empresas Eletrobras um conjunto de indicadores que apoie o processo de Gestão de Sustentabilidade Empresarial.

- Conceber e implementar um sistema computacional para armazenamento, edição, tratamento, consulta e visualização das informações relacionadas com os indicadores estabelecidos no âmbito do projeto.

Atividades realizadas em 2017

Sistema IGS (Dimensão Ambiental)

- Entrada em produção para início do preenchimento no Sistema IGS dos indicadores de sustentabilidade para a dimensão ambiental relacionados à geração de energia eólica e pesquisa para ampliação dos indicadores coletados;

- Desenvolvimento de protocolos de indicadores novos a serem inseridos no Sistema IGS (efluentes sanitários, particulados e revisão dos protocolos de resíduos), de forma a garantir que 100% das informações fornecidas para o Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa das Empresas Eletrobras continuem sendo provenientes do Sistema IGS Ambiental;

- Desenvolvimento de novo relatório para análise de dados (relatório customizável).

- Elaboração e inclusão do Tutorial Passo a Passo ao usuário do Sistema IGS Ambiental, seguindo o modelo do Sistema IGS Relat.

- Aprimoramento do layout do Sistema e no layout das telas do sistema em todos os níveis.

- Inclusão das descrições dos Relatórios com informações da sua funcionalidade e dos seus filtros para apoiar o usuário nos processos de análises dos dados disponíveis no Sistema.

IGS 2.0

- Início do desenvolvimento do protótipo do IGS 2.0, com definição de requisitos. O Sistema IGS 2.0 substituirá, ao final de 2018, o Sistema IGS Ambiental e incluirá ainda em 2018 e até 2020, outras dimensões da Sustentabilidade (Social, Econômica-Financeira etc.), além de indicadores que apoiem a área de Sustentabilidade na gestão (ex: indicadores do CMDE, do PDNG, etc). O Sistema IGS 2.0 incorporará todas as lições aprendidas ao longo dos 10 anos de funcionamento do Sistema IGS Ambiental, incluindo uma série de atualizações e inovações não apenas em termos de sistema computacional, mas também enquanto ferramenta de gestão, melhorando a interface com o usuário e facilitando o processo de análise e utilização dos dados disponíveis no Sistema.

- Início das análises históricas do preenchimento no IGS Ambiental (últimos 5 anos) para oferecer subsídios ao Módulo IGS Analítico no IGS 2.0 (a ser finalizado em 2019). Este módulo do IGS 2.0 auxiliará na identificação de erros de preenchimento e ainda possibilitará uma análise histórica e estatística das informações disponíveis no Sistema IGS, com possibilidade de definição e acompanhamento de metas.

IGS-Relat

- Melhorias no Sistema IGS-Relat e entrada em operação para uso do Sistema como ferramenta oficial de coleta de dados para o Relatório de Sustentabilidade da Eletrobras 2017 (modelo GRI-G4).

- Destaca-se ainda como inovação na implementaçao do Sistema IGS-Relat, a hospedagem do mesmo na nuvem Microsoft Azure.

- Implementação do painel de controle para seleção de indicadores GRI e DJSI e viabilização do IGS Relat para a coleta dos indicadores do *Dow Jones Sustainability Index* (DJSI) de 2017.

- Desenvolvimento de funcionalidade automática para exportação de dados do IGS-Ambiental para IGS-Relat e aprimoramento do mecanismo de exportação.

Resultados Obtidos

- Indicadores para gestão da sustentabilidade (dimensão ambiental) da geração de energia eólica implementados no Sistema IGS e em produção;

- Indicadores novos relacionados ao Inventário de Gases de Efeito Estufa implementados no Sistema IGS e em produção;

- Novo relatório para análise de dados (relatório customizável) desenvolvido e em fase de testes;

- Atualização do Manual de usuário do Sistema IGS Ambiental e implementação de Tutorial online.

- Aprimoramento do layout do Sistema IGS Ambiental e de seus relatórios de análise

- Melhorias no IGS-Relat implementadas e uso do Sistema IGS-Relat para coleta de dados para o Relatório de Sustentabilidade 2017 e respostas ao DJSI 2017, atendendo a todos os objetivos inicialmente traçados sem nenhuma intercorrência, com informações parametrizadas, rastreáveis (homologações gerenciais) e auditáveis. O processo envolveu a coleta de 288 indicadores por 661 usuários das 17 empresas Eletrobras.

- Protótipo do IGS 2.0 (sem o Módulo do IGS 2.0 Administrativo) finalizado e pronto para testes (âmbito variáveis ambientais do PDNG 2018-2022).

Custos Totais do Projeto em 2017 (em Reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
IGS	**1.476.309,67**	**449.771,50**	**1.926.081,17**

j) Modelo Estratégias de Geração Hidrotérmica em Subsistemas Interligados — NEWAVE

Descrição do Projeto

O modelo NEWAVE visa à determinação da política ótima de operação de longo e médio prazos para sistemas hidrotérmicos interligados, que minimiza uma ponderação entre o custo esperado de operação e uma medida de aversão ao risco hidrológico, no período de planejamento.

Objetivos

O parque gerador de cada subsistema é representado por um ou mais reservatórios equivalentes de energia dentro de um mesmo subsistema/submercado ou a usinas individualizadas, por usinas térmicas e intercâmbios entre subsistemas/submercados.

Esse modelo utiliza a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) e decomposição pelo algoritmo de Benders. O processo de convergência consiste em uma simulação no sentido recursivo (*backward*) onde se obtém, iterativamente, as funções de custo futuro que representam a política de operação para cada estágio do período de planejamento e uma simulação no sentido direto (*forward*) onde se obtém um limite superior e um limite inferior para o custo total de operação no período de planejamento estudado. Quando esses dois valores estiverem suficientemente próximos ou o limite inferior estiver estabilizado (critérios de convergência) o processo iterativo é interrompido.

O modelo NEWAVE representa a estocasticidade das energias afluentes modelando-a como variável de estado no algoritmo de programação dinâmica dual estocástica e por meio da consideração de uma árvore de cenários não equiprováveis, gerados pelo método de amostragem seletiva. O modelo estocástico adotado é o PAR(p) considerado no modelo GEVAZP. Outra variável de estado do algoritmo é a energia armazenada no início de cada mês em cada um dos reservatórios equivalentes de energia ou em cada usina hidroelétrica.

Atividades realizadas em 2017

- Desenvolvimento de versão do programa NEWAVE com uma estratégia de seleção de cortes de Benders aplicada ao cálculo da política de operação do sistema hidrotérmico interligado;

- Apoio aos estudos para avaliação, no âmbito do Grupo de Trabalho "Questões Metodológicas Associadas aos Modelos Computacionais de Expansão e Operação" da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – GT-Metodologia/CPAMP, dos impactos, em termos da redução do tempo de processamento do modelo, da utilização da funcionalidade seleção de cortes de Benders aplicada ao cálculo da política de operação calculada pelo modelo nos estudos de planejamento da expansão e da operação, bem como no cálculo do preço de liquidação de diferenças.

- Desenvolvimento de versão do programa NEWAVE com a representação híbrida do parque hidroelétrico. Os primeiros anos do horizonte de planejamento podem ser representados a usinas individualizadas e os demais anos a representação da configuração hidroelétrica se dá por meio de reservatórios equivalentes;

- Apoio aos estudos para análise, no âmbito do Grupo de Trabalho "Questões Metodológicas Associadas aos Modelos Computacionais de Expansão e Operação" da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico — GT-Metodologia/CPAMP, do comportamento do custo marginal de operação ao se passar de 9 para 12 reservatórios equivalentes de energia;

- Apoio aos estudos para avaliação, no âmbito do Grupo de Trabalho "Questões Metodológicas Associadas aos Modelos Computacionais de Expansão e Operação" da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico — GT-Metodologia/CPAMP, dos impactos da

representação das perdas elétricas nas interligações entre subsistemas/submercados;

- Apoio aos estudos para avaliação, no âmbito do Grupo de Trabalho "Questões Metodológicas Associadas aos Modelos Computacionais de Expansão e Operação" da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico — GT-Metodologia/CPAMP, dos impactos da representação de um número maior de patamares de carga bem como de uma atualização da profundidade e duração desses patamares;

Resultados Obtidos

- Elaboração do relatório "Estratégia de Seleção de Cortes de Benders para Redução do Tempo Computacional da Programação Dinâmica Dual Estocástica – Aplicação ao Modelo NEWAVE" pelo GT-Metodologia/CPAMP;

- Versão do modelo NEWAVE que permite aplicar a estratégia de seleção de Cortes de Benders desenvolvida pelo Centro durante o cálculo da política de operação;

- Versão do modelo NEWAVE com uma representação híbrida da configuração hidroelétrica. Os primeiros anos do horizonte de planejamento podem ser representados a usinas individualizadas e os demais anos a representação da configuração hidroelétrica se dá por meio de reservatórios equivalentes;

- Elaboração do relatório "Análise do Comportamento do Custo Marginal de Operação do Modelo NEWAVE ao se Passar de 9 para 12 Reservatórios Equivalentes de Energia" pelo GT-Metodologia/CPAMP; e

- Aprovação pela Aneel do uso da versão 24 do programa computacional NEWAVE pelo ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica − CCEE, a partir do Programa Mensal de Operação − PMO de janeiro de 2018.

Custos Totais do Projeto em 2017 (em Reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
NEWAVE	**1.375.428,46**	**303.188,97**	**1.678.617,43**

k) Manutenção e Evolução do Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia — SAGE

Descrição do Projeto

O Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia foi desenvolvido integralmente pelo Cepel, tendo partido de um projeto de pesquisa até chegar ao nível de produto competitivo de mercado. É o produto de sua classe de maior sucesso no Brasil, tendo sido instalado em todo o território nacional, notadamente nas empresas Eletrobras.

Nas diversas empresas do setor elétrico onde tem sido aplicado, o SAGE tem habilitado os planos de automação da operação, com minimização de custos de investimento e manutenção, entre outas razões, pela sua adesão ao conceito de sistemas abertos. Para que esse produto se mantenha na dianteira tecnológica, e ao mesmo tempo sendo atualizado para atender a requisitos funcionais e de desempenho dos diversos clientes, é necessário um conjunto de ações cobrindo todo o leque de aspectos de engenharia de produto, tais como prospecção tecnológica, implementação de correções e melhorias, manutenção de documentação, preparação de treinamentos, divulgação e ainda distribuição de atualizações de software.

Objetivos

Esse projeto visa prover um suporte básico para todas as atividades envolvidas em um projeto dessa natureza, tendo em vista os objetivos de manter a atualidade tecnológica, a competitividade e a qualidade do produto SAGE, em benefício dos clientes, notadamente das empresas Eletrobras.

Atividades realizadas

A disponibilização de uma versão bastante atualizada do SAGE (Update 28) ofereceu aos clientes um conjunto de novas funcionalidades e recursos que contemplam a Interação com o Usuário, Infraestrutura e Comunicações, e a incorporação de novos aplicativos:

- Na Interação com o Usuário foram implementados recursos para Visualização em ambiente de Escritório, Navegação Histórica em Planilhas, Replay de situações operativas, Interface Gráfica Multi-idiomas, Visualização de Dados de Cadastro em HTML, Ferramental gráfico para Dados Históricos, Difusão via Mensagens de texto, Desktop Produtivo para Operadores.
- No conjunto Infraestrutura e Comunicações foram incorporadas a Integração de sistemas via OPC-UA, Novo esquema de licenciamento de software, Versão de software para plataformas de 64 bits, Acesso à informação de processo via padrão SQL, Acesso generalizado a dados de tempo-real como pontos do Scada, Pré-validação de configuração de protocolos e Pontos de informação de equipamentos no Scada.
- Os novos aplicativos incorporados são Automação de Manobras, Medições fasoriais no Estimador de Estado, Integração com o Aplicativo ANATEM, Rede Elétrica Equivalente para o ANATEM, Facilidades para composição de cenários de simulação com FPO, Automação de configuração de PMU, Geração rápida de snapshots para o OTS.

Resultados Obtidos

- Melhoria da usabilidade do sistema via aperfeiçoamentos na interface gráfica, novos aplicativos e recursos de difusão de informações e acesso a dados;

- Melhoria na qualificação dos usuários por meio de 3 turmas de treinamento;

- Melhoria no gerenciamento do produto por meio de novo esquema de licenciamento;

- Maior cobertura do produto com relação a comunicação de dados por meio da disponibilização do protocolo OPC-UA, novos aplicativos de suporte à operação e facilidades de integração de aplicativos de cliente.

Custos Totais do Projeto em 2017 (em Reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
SAGE	**5.834.995,52**	**2.168.559,35**	**8.003.554,87**

l) Elaboração do novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro

Descrição do Projeto

Com o objetivo de atualizar o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de 2001, considerando alturas superiores a 50 metros e as novas tecnologias de aerogeradores disponíveis comercialmente, o Cepel estabeleceu parceria com o Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC, pertencente ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais — Inpe. A partir do trabalho conjunto do Cepel e do CPTEC, estimou-se o potencial eólico para todo o território nacional através do uso do modelo de mesoescala Brams (*Brazilian developments on the Regional Atmospheric Modeling System*). Foram estimadas a velocidade e a direção do vento em todo o país, para as alturas de 30, 50, 80, 100, 120, 150 e 200 metros.

Foram realizadas simulações (previsões numéricas da velocidade e da direção do vento, usando o modelo Brams, no supercomputador do CPTEC), cujos resultados foram avaliados a partir da comparação com dados de diversas estações anemométricas (estações instaladas em aeroportos e em parques eólicos) em todo o país, em diversos períodos, para uso na etapa de ajuste dos resultados obtidos. Visando à obtenção do ano típico, é prevista a realização do ajuste e da validação estatística dos resultados para os anos de 2012 a 2015. A simulação referente ao ano de 2013 já foi ajustada e validada estatisticamente.

A mesma metodologia aplicada para consolidação da simulação realizada pelo modelo Brams referente ao ano de 2013 será replicada nas simulações realizadas para os anos de 2012, 2014 e 2015. Concluídos os ajustes e validações estatísticas para cada ano simulado será, então, elaborado o ano típico.

Objetivos

Atualizar as informações do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de 2001 com informações de velocidade e direção do vento, em todo o território nacional, nas alturas de 30, 50, 80, 100, 120, 150 e 200 metros, disponibilizando os resultados obtidos através de mapas temáticos e consulta *web* em ambiente georreferenciado.

Atividades realizadas

- Publicação dos resultados simulados ajustados do ano de 2013 através de edição de um livro com o descritivo do projeto, a metodologia adotada e os mapas temáticos (formato digital).

- Elaboração de uma plataforma *web* (disponível em http://novoatlas.cepel.br/) para visualização dos mapas temáticos, em ambiente georreferenciado, e de todo o acervo de dados obtidos, referentes ao ano de 2013, nos formatos compatíveis para leitura nos programas Excel e Google Earth.
- Elaboração de estudos estatísticos de dados de estações anemométricas de aeroportos e parques eólicos para elaboração dos ajustes necessários às simulações realizadas referentes aos anos de 2012, 2014 e 2015.

Resultados Obtidos

Foi concluída a disponibilização dos dados consolidados das simulações da distribuição da velocidade e da direção do vento em todo o território brasileiro, referentes ao ano de 2013. Todos os dados estão disponíveis para consulta e *download* na página *web* desenvolvida no âmbito do projeto.

Custos Totais do Projeto em 2017 (em Reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
MAPA EÓLICO	**154.749,58**	**741,31**	**155.490,89**

Apresentação e análise de indicadores de gestão acerca do desempenho do Cepel

Um dos indicadores de desempenho do Cepel refere-se à medida de satisfação dos clientes do centro, realizada por meio de uma pesquisa denominada "Pesquisa de Satisfação dos Clientes Externos". Essa pesquisa permite uma constante avaliação dos resultados das atividades realizadas mediante sua infraestrutura laboratorial de ensaio e de calibração. A fonte de dados do índice é um sistema informatizado, com acesso controlado por *login*, que encaminha a pesquisa de satisfação para todos os clientes dos laboratórios mencionados anteriormente, via mensagem eletrônica. Os dados compilados são analisados durante as reuniões de análise crítica do *Sistema de Gestão da Qualidade*.

NOME DO INDICADOR	DESCRIÇÃO DO INDICADOR	FORMA DE CÁLCULO	VALOR DESEJADO	VALOR ACEITÁVEL
Índice de Satisfação dos Clientes Externos	As atividades realizadas pelos laboratórios de ensaio e de calibração são avaliadas por meio de uma pesquisa de satisfação de clientes externos, que tem como objetivo	Média ponderada dos itens da pesquisa enviada aos Clientes Externos dos Laboratórios: a) Atendimento quando nos procurou; b) Agilidade na emissão da proposta; c) Período marcado pelo laboratório para a realização da atividade; d) Qualidade da atividade realizada (mão de obra, equipamentos); e) Qualidade da apresentação do	**≥ 4,5** nos últimos doze meses	**≥ 4,0** nos últimos doze meses

NOME DO INDICADOR	DESCRIÇÃO DO INDICADOR	FORMA DE CÁLCULO	VALOR DESEJADO	VALOR ACEITÁVEL
	avaliar a satisfação de clientes e obter sugestões e críticas que permitam a constante melhoria.	relatório de ensaio/Certificado de calibração; f) Conteúdo do relatório de ensaio/certificado de calibração; e g) Prazo de entrega do relatório de ensaio/certificado de calibração.		

Resultados no período de 2015 a 2017

INDICADOR	REALIZADO		
	2015	2016	2017
Índice de Satisfação dos Clientes Externos	4,40	4,50	4,6
Total de Pesquisas Processadas	55	50	44
Laboratórios	Alta Corrente, Alta e Média Potência, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos, Alta Tensão, Corona, Poluição, Calibração, Referência em Medição de Alta Tensão, Análises Químicas, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração e Iluminação.	Alta Corrente, Alta e Média Potência, Alta Tensão, Análises Químicas, Metalografia, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração e Iluminação.	Alta Corrente, Alta e Média Potência, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos, Alta Tensão, Ensaios Corona, Poluição, Referência em Medição de Alta Tensão, Análises Químicas, Corrosão, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Refrigeração e Iluminação.

Estrutura de controles internos relacionada aos projetos de pesquisa

Em termos do planejamento e controle da realização física dos projetos de P&D+I, o Cepel conta com dois sistemas próprios, informatizados ("Sistema Caderno de Contas" e "Sistema de Relatório de Acompanhamento de Projetos — RAP/RAF"). Essas ferramentas para acompanhamento dos projetos estão disponíveis na intranet do Cepel, com acesso hierarquizado, mediante *login* e senha.

O Sistema Caderno de Contas permite o registro do histórico, objetivos e metodologia para desenvolvimento do projeto, além do planejamento anual, em termos de atividades previstas, alocação de pessoal, resultados esperados (marcos, metas e produtos), e cronograma.

O Sistema de Relatório de Acompanhamento de Projetos (RAP/RAF) permite o registro quadrimestral de observações sobre as atividades concluídas, o percentual de realização das atividades em relação ao planejado no Sistema de Caderno de Contas, além de questões relevantes do projeto, e destaques, obstáculos encontrados, medidas mitigadoras pertinentes adotadas e/ou de readequação do planejamento do projeto.

Adicionalmente, com esses sistemas é possível se determinar um percentual global de realização das atividades, como simples indicativo para análise do andamento de cada projeto. Esse percentual é utilizado principalmente em seu aspecto qualitativo, como ponto de atenção.

Em termos do planejamento e controle da realização financeira dos projetos de P&D+I, o Cepel dispõe dos seus sistemas gerais de orçamentação (custeio e investimento, por rubrica e item orçamentário) e acompanhamento de custos, para cada conta de projeto.

Em relação especificamente à evolução financeira dos projetos, o Sistema SISCUSTO permite o registro e o controle de apropriação de todos os itens de despesas associados ao desempenho de atividades do Centro, incluindo aquelas referentes aos seus projetos de P&D+I. Este sistema tem sido a base para a prestação de contas relativas a convênios, contratos e outros acordos junto à Eletrobras e suas empresas, MME, Aneel e instituições financeiras e de fomento, tais como a FINEP e o Banco Mundial, bem como entidades e empresas com que o centro se relaciona.

O acompanhamento de custos se dá mediante a identificação unívoca da combinação dos elementos Conta de Apropriação, Área Responsável, Rubrica e Item Orçamentário, em que se enquadra o gasto incorrido na atividade em questão. As Contas de Apropriação englobam todo o conjunto de atividades do Centro, e são classificadas segundo sua natureza, em grupamentos codificados numericamente:

Demonstrativo dos gastos efetivados nos projetos de pesquisa por modalidade, informando quantitativo e valores envolvidos e incluindo as despesas decorrentes de dispensas e inexigibilidade de licitação

Modalidades (P&D+I, Pesquisa Experimental e Ensaios)	Custo Total (x1000)
P&D+I referentes ao planejamento da expansão da geração, ao planejamento da operação e à programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados; a estudos de prevenção de cheias, a previsão de mercado de longo prazo e tomada de decisão de investimentos em projetos de geração de energia; à incorporação da dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento dos empreendimentos do setor elétrico.	R$ 38.798,46
P&D+I referentes à expansão, controle e operação do sistema elétrico-	R$ 23.560,45

energético; ao planejamento e operação do sistema interligado brasileiro, contemplando desde o estudo convencional de fluxo de potência à avaliação de segurança dinâmica do sistema.	
P&D+I referentes a ferramentas para aquisição de dados, supervisão, operação em tempo real de sistemas elétricos e análise de perturbações; a soluções tecnológicas para otimização da operação de redes elétricas quanto à confiabilidade, segurança, qualidade do serviço e eficiência.	R$ 28.176,00
P&D+I referentes a técnicas de ensaio, medição e monitoramento, bem como sistemas de monitoração e diagnóstico aplicados em equipamentos elétricos, instalações e linhas de transmissão; a novas técnicas de avaliação de desempenho, estado operativo e vida remanescente; ao aperfeiçoamento de tecnologias tradicionais e novas técnicas voltadas para a operação e a expansão do sistema elétrico.	R$ 38.236,32
P&D+I referentes a soluções tecnológicas para distribuição de energia elétrica; a novos equipamentos e tecnologias, aplicando o conceito de "redes elétricas inteligentes"; à qualificação de equipamentos usados na distribuição de energia elétrica; a ensaios em sistemas de medição nos pontos de intercâmbio entre agentes do setor elétrico.	R$ 14.572,23

Modalidades (P&D+I, Pesquisa Experimental e Ensaios) – (continuação)	**Custo Total**
P&D+I referentes a tecnologias de materiais (materiais dielétricos, metálicos, cerâmicas), corrosão (sistemas anticorrosão, técnicas para monitoração de corrosão), supercondutividade, células a combustível, fontes alternativas e conservação de energia. Apoio tecnológico aos programas Procel e Luz para Todos.	R$ 26.406,77
Pesquisas experimentais e ensaios em laboratórios, envolvendo Alta Tensão, Alta Potência, Alta Corrente, Ensaios Corona, Impulso de Corrente, Ensaios sob Poluição, Medição de Alta Tensão, Calibração, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos, Análises Químicas, Corrosão, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração, Iluminação e Avaliação de Desempenho de Lavadoras (PBE e PROCEL).	R$ 53.263,70
Total geral	**R$ 223.013,92**

O total de aquisições por Inexigibilidade destinadas aos projetos de pesquisa, em 2017, foi de R$ 2.122.600,78.

O total de aquisições por Dispensa de Licitação destinadas aos projetos de pesquisa atingiu, em 2017, o montante de R$ 8.153.300,39. Desse total, R$ 7.349.328,51,00, referem-se a contratos assinados em 2017 com a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

Implementação da metodologia de avaliação de resultados das ações de PD&I, conforme determinado no Acórdão n.º 1784/2017-TCU-Plenário, de 16/08/2017, item:

> 9.2 determinar à Eletrobras e ao Cepel que apresentem, em seus próximos relatórios de gestão, informações detalhadas sobre a situação de implementação da metodologia de avaliação de resultados das ações de PD&I que ora se encontra em desenvolvimento.

Ciente da relevância e necessidade de avaliação dos resultados dos seus projetos de P&D+I, o Cepel iniciou em 2016 o projeto "*Desenvolvimento de Indicadores de Avaliação de Projetos de P&D+I*", cujo relatório final foi entregue em janeiro de 2017.

Nesse projeto foi proposto um conjunto de 27 indicadores distribuídos em 6 dimensões:

- Contribuição Estratégica;
- Resultados Econômicos;
- Resultados de Mercado e Marca;
- Resultados Científicos, Tecnológicos, de Capacitação e de Aprendizado;
- Resultados Ambientais e Sociais; e
- Complexidade Administrativa.

A metodologia desenvolvida foi aplicada a uma amostra piloto de 14 projetos, selecionados de forma a representar os diferentes tipos de projetos e áreas de atuação do Cepel. A metodologia mostrou-se uma ferramenta útil para a gestão interna dos projetos. Todavia, verificou-se, que a estrutura dos projetos de P&D+I do Cepel, com escopo muito amplo e longa duração, dificultava a implementação da metodologia.

Em 2017 foi iniciada uma reestruturação na forma de organização interna e contabilização dos custos e resultados dos projetos de P&D+I do Centro, de modo a ampliar a transparência da aplicação dos recursos e mensuração de seus resultados. Um dos principais objetivos dessa iniciativa, já operacional, foi permitir a separação clara dos recursos humanos e materiais aplicados pelo Cepel em linhas de pesquisa e outros centros de custo permanentes ou de longo prazo, daqueles aplicados em projetos que compõem sua atividade-fim, usualmente associados a produtos e aplicações para o Setor. Esta iniciativa está alinhada com a visão de melhoria da visibilidade da aplicação dos recursos de P&D+I.

Para dar continuidade à implementação da metodologia de avaliação de resultados de projetos de P&D+I fez-se, então, necessário aguardar a consolidação desta reestruturação.

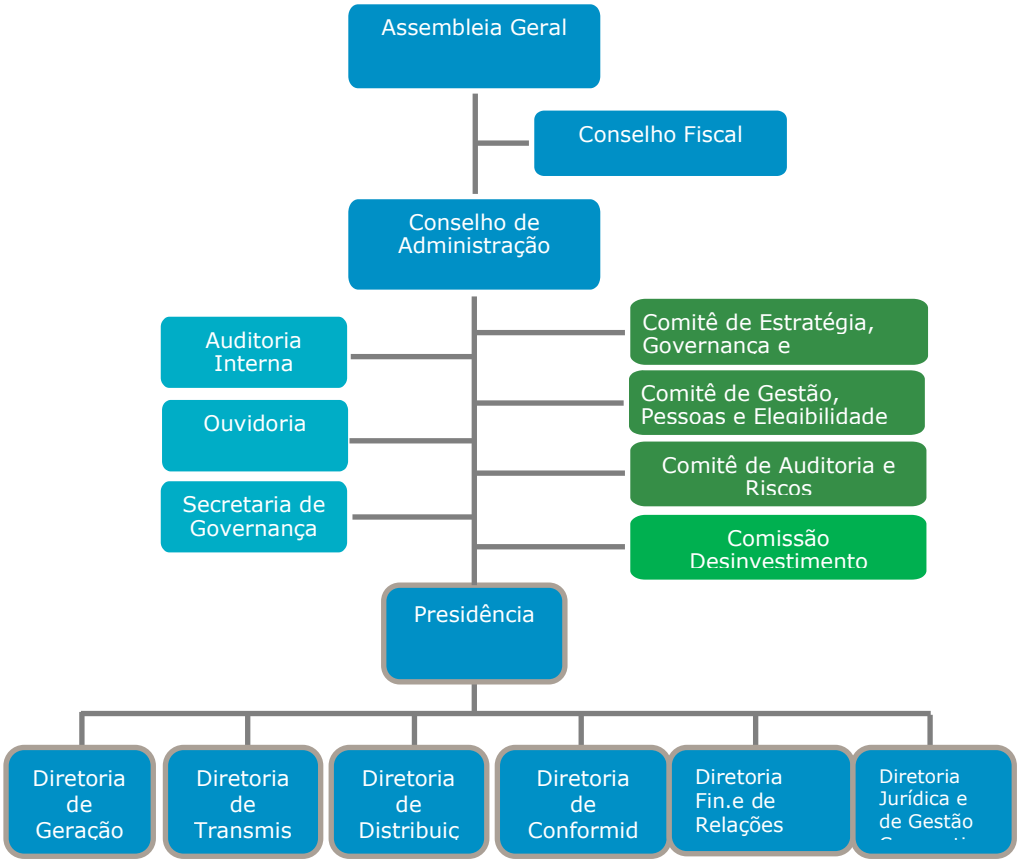
Ainda neste ano de 2017, durante as discussões para a participação do Cepel no PDNG Eletrobras 2018-2022, o Cepel e a Eletrobras identificaram que, no momento atual, os esforços deveriam se voltar para a demonstração dos benefícios para o setor elétrico decorrentes das ações do Centro. Assim, foi incluído no PDNG 2018-2022 o projeto *"Desenvolvimento de Metodologia para Mensuração de Benefícios das Linhas de Pesquisa do CEPEL"* visando a elaboração de metodologia para o levantamento das informações e quantificação dos resultados, em especial os econômicos, de projetos de P&D+I do CEPEL agrupados em linhas de pesquisa ou em conjuntos de linhas de

pesquisa. A primeira etapa do projeto tem duração de 12 meses e prevê 5 atividades, das quais as duas primeiras já foram concluídas.

Pretende-se que a metodologia a ser desenvolvida neste projeto traga contribuição significativa para uma das maiores dificuldades da aplicação dos indicadores de projetos identificada no estudo piloto do projeto anterior, que consiste na valoração econômica de seus benefícios.

4. GOVERNANÇA, GESTÃO DE RISCOS E CONTROLES INTERNOS — CONSIDERAÇÕES GERAIS

4.1 Descrição das estruturas de governança



* A Diretoria Jurídica e de Gestão Corporativa passou a ser denominada Diretoria de Administração em 12 de março de 2018, sendo a Superintendência Jurídica desta Diretoria transferida para a gestão da Presidência da Eletrobras.

O modelo de governança corporativa da Eletrobras conta com a Assembleia Geral de Acionistas, Conselho de Administração (CA), Conselho Fiscal (CF) e Diretoria Executiva (DE).

O Conselho de Administração conta com três comitês que têm por finalidade assessorá-lo mediante análise, acompanhamento e recomendação sobre questões específicas de cada área: Comitê de Estratégia, Governança e Sustentabilidade; Comitê de Auditoria e Riscos; e Comitê de Gestão, Pessoas e Elegibilidade. Cada comitê possui três vagas para conselheiros de administração, tendo suas atribuições dispostas em regimento interno.

A Auditoria Interna tem a finalidade de verificar a adequação, eficiência e eficácia dos sistemas de controles internos, a observância à legislação e aos atos normativos internos e externos, bem como o cumprimento dos planos, metas, objetivos e políticas definidos pela empresa. Além disso, a Auditoria Interna deverá acompanhar anualmente a efetividade do Programa de *Compliance* das Empresas Eletrobras, como parte do Plano Anual de Trabalho da Auditoria Interna (PAINT).

No mês de maio de 2017 foi criada, pela DEL-132/2017, a Secretaria de Governança do Conselho de Administração da Eletrobras, com a finalidade de apoiar o Conselho de Administração da Eletrobras e os Comitês a ele vinculados no adequado exercício de suas funções, visando ao

aprimoramento de seu sistema de governança e à aderência de seus documentos aos ambientes legal, regulatório e voluntário.

O relacionamento entre os órgãos da administração da companhia — Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Diretoria e Comitês — está intrinsecamente vinculado ao desempenho de suas funções.

Todos os requisitos e funções dos órgãos de governança estão estabelecidos no Estatuto Social da companhia e nos respectivos Regimentos Internos, além da observância da legislação aplicável.

A Eletrobras desenvolve e atualiza continuamente instrumentos para o fortalecimento da governança corporativa, os quais estão disponíveis também em seu website (www.eletrobras.com.br). Em 2017, merecem destaque:

- a revisão do Estatuto Social da *holding* para adequação à legislação, em Assembleia realizada em 30 de novembro de 2017;

- o estabelecimento da Política de Indicações e da Política de Alçadas das Empresas Eletrobras;

- a revisão de instrumentos de governança, como o Manual do Conselheiro de Administração Representante, o Manual do Conselheiro Fiscal Representante, e o Regimento Interno do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e dos Comitês de apoio ao Conselho de Administração da Eletrobras; e

- a divulgação da Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa.

Todos esses documentos encontram-se disponíveis no website da companhia (http://www.eletrobras.com), acessando-se: Gestão e Governança Corporativa > Governança Corporativa > Estatuto, Políticas e Manuais.

A Eletrobras tem aprimorado seus processos de Governança Corporativa e tem alcançado reconhecimento por isso. Em 2017 foi certificada no Nível 1 (nível de excelência) do Indicador de Governança — IG-SEST, desenvolvido pela Sest, do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, com o objetivo de avaliar o cumprimento da legislação e das diretrizes estabelecidas pela Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União – CGPAR, na busca pela implementação das melhores práticas de mercado. Em março de 2018, presenciamos a certificação da Eletrobras no Programa Destaque em Governança de Estatais da B3 — Brasil, Bolsa, Balcão. A certificação foi obtida após o atendimento às seis medidas obrigatórias — aprimoramentos ao conteúdo do Formulário de Referência; instalação de Área de *Compliance*, Controles Internos e Riscos; Auditoria Interna e Comitê de Auditoria Estatutário; Política de Transações com Partes Relacionadas; Requisitos Mínimos para Indicação de Administradores; Análise do Perfil do Titular da Área de *Compliance* e da Auditoria Interna; e obtenção de 50 em 60 pontos possíveis nas medidas opcionais.

4.1.1 Atendimento à Lei das Estatais

a) regras de estruturas e práticas de gestão de riscos e controle interno (art. 9º)

Cumpre destacar que a Eletrobras possui ações negociadas nas Bolsas de Valores de São Paulo (BM&F Bovespa), Nova Iorque (NYSE), e Madri (LATIBEX); encontra-se, portanto, submetida a diversos regulamentos obrigatórios às companhias abertas listadas nas referidas bolsas de valores.

Um dos principais requerimentos para a Eletrobras é a certificação do seu ambiente de controle interno, conforme exigido pela Lei Sarbanes Oxley (SOX). A SOX foi promulgada em 2002 e tem como um dos principais pilares a transparência da preparação das demonstrações contábeis e financeiras. Dessa forma, é exigido que as empresas listadas em bolsas de valores norte-americanas façam uma avaliação dos seus controles internos e submetam essa avaliação aos seus auditores externos, para que estes possam avaliar de forma independente o ambiente de controles da empresa auditada.

Nos últimos anos, o ambiente regulatório tornou-se mais complexo. A Lei Anticorrupção brasileira (Lei n.º 12.846/13) aumentou a necessidade das empresas de aprimorarem seus processos internos para identificação e avaliação de riscos e controles antifraude e anticorrupção. Essa lei tem provocado uma nova tendência nas empresas brasileiras para implementar programas de *compliance* consistentes, cujo processo da Eletrobras encontra-se em andamento. Além disso, outras regulamentações aumentaram a complexidade das empresas listadas na NYSE e na BMF&Bovespa para lidar com aspectos relacionados a riscos e controles internos, tais como os comunicados técnicos divulgados pelo PCAOB (*Public Company Accounting Oversight Board*), a Instrução CVM 552 e o novo *framework* de controles internos COSO 2013.

Para o exercício de 2017, a Administração entende que possui um grande desafio, motivada em tornar-se ainda mais referência em governança, riscos e controles internos no mercado brasileiro, sobretudo no setor elétrico. A Eletrobras investe há diversos anos na manutenção e melhoria dos programas de controles internos nas empresas do grupo, em função da Certificação de Controles Internos à qual é submetida. Entretanto, entende que o momento é propício para melhorar ainda mais seu ambiente de controles internos.

As empresas do escopo de avaliação do ambiente de controles internos da Administração são: Eletrobras *holding*, Furnas, Eletronuclear, Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Amazonas G&T, CGTEE, E. Distribuição Amazonas, E. Distribuição Piauí, E. Distribuição Rondônia, E. Distribuição Alagoas. Em 2016, de modo a conferir maior visibilidade e respaldo ao processo, o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a criação da Diretoria de Conformidade, concentrando nessa diretoria todas as atividades ligadas à gestão de riscos, controles internos e *compliance*.

A Eletrobras, por decisão do seu Conselho de Administração, está em um processo de reestruturação organizacional, que se iniciou no segundo semestre de 2016 e será concluído ainda no primeiro semestre de 2017, e que fortalecerá o ambiente de controle interno da companhia, juntamente com a melhoria da governança corporativa e a difusão da cultura ética corporativa.

A estrutura de controles internos nas empresas Eletrobras engloba:

- Mapeamento de processos: atividade habitual e constante, que objetiva a identificação de riscos e de controles internos desenhados corretamente e que operem de acordo com a atividade executada pela área gestora;

- Testes da Administração: atividade periódica, que objetiva a avaliação da estrutura de controles internos, por meio da execução de testes que verifiquem a eficiência do desenho e a eficácia da operação dos controles internos. Os testes realizados são documentados. Este ciclo envolve também a auditoria pelo Auditor Independente dos controles internos sobre as demonstrações financeiras.

- Programa de Remediação de Deficiências: atividade habitual e constante, com o apoio da Administração da Eletrobras, que objetiva elaborar e implementar planos de ação capazes de

remediar as deficiências identificadas pelos Testes da Administração ou pela avaliação da Auditoria Independente. No âmbito desse programa, ocorre a revisão ou elaboração de planos de ação para remediação das deficiências identificadas, monitoramento dos prazos e ações intermediárias para implementação do plano de ação, bem como no acompanhamento e orientação dos gestores responsáveis pelo controle deficiente e pela implementação de seu plano de ação. O intuito do programa é garantir a execução tempestiva e correta das ações, inclusive após a implementação do plano, por meio, inclusive, da realização de testes que comprovarão a eficácia e eficiência das ações implantadas para remediar as deficiências identificadas.

O processo de gestão integrada de riscos nas empresas Eletrobras é orientado por uma política única, e coordenado pela *holding*, de forma a garantir a visão sistêmica dos resultados e sua padronização entre todas as subsidiárias do grupo.

A versão vigente da Política de Gestão de Riscos das Empresas Eletrobras ("Política de Gestão de Riscos") atende às novas demandas de conformidade com leis e regulamentos relacionados às práticas de conduta antiética e corrupção, bem como ao COSO 2013. O documento foi aprovado pela Diretoria Executiva mediante a Resolução n.º 521, de 23 de agosto de 2016, e ratificado pelo Conselho de Administração da Eletrobras por meio da Deliberação n.º 170, de 23 de setembro de 2016.

A Política de Gestão de Riscos tem por objetivo orientar os processos de identificação, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação dos riscos inerentes às atividades das empresas Eletrobras, incorporando a visão de riscos à tomada de decisões estratégicas, em conformidade com as melhores práticas de mercado. Seus princípios preveem:

- gerenciar riscos objetivando a geração de valor para as empresas Eletrobras;
- adotar boas práticas de governança corporativa;
- definir uma linguagem comum entre as empresas Eletrobras;
- utilizar padrões e metodologias reconhecidos pelo mercado;
- estabelecer papéis e responsabilidades;
- envolver os conselhos de administração e fiscais e os comitês de riscos;
- estabelecer e manter a infraestrutura necessária para a gestão integrada de riscos;
- integrar a gestão de riscos aos processos organizacionais; e
- analisar periodicamente a gestão de riscos nas empresas Eletrobras.

O processo de gestão de riscos é conduzido pelas gerências de riscos e controles internos e pelos comitês de riscos presentes em cada uma das empresas Eletrobras. A orientação geral é dada pela Comissão de Riscos da *holding*, e os resultados obtidos no processo são enviados à apreciação da sua Diretoria Executiva, bem como do seu Conselho de Administração, por meio do Comitê de Auditoria e Riscos.

Tendo como bases metodológicas o COSO ERM, o COSO 2013 e a norma ISO 31000, o modelo de gestão integrada de riscos utilizado pelas empresas Eletrobras parte da identificação e consolidação em matriz dos riscos estratégicos, operacionais, financeiros e de conformidade aos quais as empresas se encontram expostas, para sua posterior análise, tratamento e acompanhamento por meio de processos específicos desenvolvidos por seus respectivos proprietários. Dessa forma, conforme preconizado na ISO 31000, o processo de gestão de riscos ocorre em cinco etapas.

A primeira delas, denominada "identificação", tem como objetivo reconhecer e descrever os riscos aos quais a empresa está exposta, seus fatores geradores, impactos e responsáveis. Essa fase é realizada com a participação de todos os envolvidos nos processos de negócio da empresa, nos seus

diferentes níveis, resultando na matriz corporativa de riscos da companhia. Após a definição de tal matriz de riscos, é realizado o processo de priorização de riscos para análise e tratamento. A matriz é revisada minimamente de forma anual e, a cada dois anos, uma nova versão deve ser formalmente aprovada. Participam também desse processo todas as empresas Eletrobras, reunidas em fórum específico denominado "Comitê Operacional de Riscos e Controles Internos". Aprovada pela Diretoria Executiva da Eletrobras, por recomendação da Comissão de Riscos da *holding*, a matriz é válida e reconhecida por todas as empresas do grupo.

A segunda fase se caracteriza pela avaliação dos riscos identificados na primeira. Nessa etapa, são realizadas análises qualitativas e quantitativas visando à definição dos atributos de impacto e vulnerabilidade, utilizados na priorização dos riscos a serem tratados.

O tratamento dos riscos ocorre posteriormente à avaliação. Nessa fase se define qual posição a empresa assumirá diante da possível materialização de um determinado risco. Possíveis respostas consistem em: evitá-los; mitigá-los, pela definição de planos de ação e controles internos; compartilhá-los, utilizando-se seguros ou derivativos; ou aceitá-los.

Essa decisão depende principalmente do grau de apetite ao risco da empresa, previamente homologado pelo seu Conselho de Administração.

A fase seguinte é denominada "monitoramento"; constitui o desempenho de atividades gerenciais contínuas e/ou avaliações independentes, que visam ao acompanhamento dos indicadores gerenciais, a supervisão da implantação e manutenção dos planos de ação definidos, e a verificação do alcance das metas estabelecidas.

Já a etapa de "comunicação" ocorre de forma simultânea às demais e deve atingir todas as partes interessadas, sendo realizada de maneira clara e objetiva, respeitando as boas práticas de governança exigidas pelo mercado.

b) elaboração de Código de Conduta e Integridade — e posterior divulgação (art. 9º, § 1º)

As empresas Eletrobras possuem diversos instrumentos institucionais e normativos que orientam, identificam, remediam, tratam e, em caso de transgressão, penalizam questões voltadas ao tema da ética, estabelecendo diretrizes e normas que norteiam e formalizam ações e compromissos de conduta institucionais das empresas e de seus colaboradores, e as interações com seus fornecedores, parceiros de negócio, clientes e demais públicos de relacionamento.

O Código de Ética formaliza os princípios da conduta profissional no ambiente de trabalho e nas relações de negócios, abordando governança corporativa, transparência, legalidade, corrupção, tráfico de influência, concorrência, entre outros; baseia-se em práticas de mercado e está de acordo com a Constituição Federal e a legislação. Estabelece, dentre outros, os compromissos de conduta que pautam as decisões empresariais pela ética, que investem em uma atuação alinhada às políticas públicas mas indicam a independência da empresa e reforçam a necessidade de zelo por seu patrimônio e imagem institucionais, que repudiam toda forma ou tentativa de corrupção e tráfico de influência, que endereçam adequadamente o tema dos conflitos de interesses e estabelecem regras quanto a proibição de oferta ou recebimento de presentes, privilégios ou benefícios, que impõem respeito à livre concorrência, repudiando práticas de concorrência desleal, truste e/ou prejudiciais ao mercado.

O contato dos empregados com o Código de Ética ocorre logo após a sua contratação. Durante o período de ambientação do novo empregado ele recebe um exemplar do Código de Ética da

Companhia, e assina um termo atestando que leu, compreendeu e se compromete a cumprir todas as suas diretrizes.

O Código de Ética e de Conduta é o principal documento norteador da atuação das companhias Eletrobras, ao expressar e reforçar os compromissos que assumem com seus públicos de relacionamento.

Determinada a atuar com base nos quatro pilares da governança — transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa —, a Eletrobras vem se transformando para fazer frente aos desafios dos novos tempos. Se, externamente, novas legislações sobre o tema impulsionaram a revisão de nosso Código de Ética e de Conduta, internamente, a Eletrobras criou, em 2016, a Diretoria de Conformidade, tendo como pilares a gestão de riscos, os controles internos e a integridade corporativa.

Em 2016, foi feita uma revisão na então versão do Código de Ética das empresas Eletrobras com o objetivo de adequar à nova legislação brasileira voltada para Ética e Integridade, quais sejam:

- Lei n.º 12.257/2011 — Lei de Acesso à Informação;
- Lei n.º 12.529/2011 — Lei da Concorrência;
- Lei n.º 12.813/2013 — Lei de conflito de interesses;
- Lei n.º 12.846/2013 — Lei da empresa limpa e seu decreto regulamentador n.º 8.420, de 18 de março de 2015;
- Lei n.º 13.303/2016 — Lei das Estatais e Decreto n.º 8.945, de 28 de dezembro de 2016 que a regulamenta;
- Instrução Normativa MP/CGU n.º 01, de 10 de maio de 2016, trata de Governança e Gestão de Riscos.

A Universidade Corporativa das empresas Eletrobras (Unise) desenvolveu, em 2016, o curso *on-line* "Integridade e Ética – *Compliance*" com o objetivo de disseminar para os empregados das empresas Eletrobras as leis anticorrupção e os procedimentos corporativos estabelecidos no Manual de *Compliance* e no Guia do Colaborador, além de capacitá-los para identificar, corrigir e prevenir fraudes e irregularidades. A aplicação desse curso nos anos de 2016 e 2017 atingiu aproximadamente de 90% cerca de 21 mil empregados das empresas Eletrobras.

Em 2017, as empresas Eletrobras contrataram uma empresa especializada em Canal de Denúncias e lançaram sua nova plataforma de recebimento de denúncia pela web e por telefone, nos idiomas português, inglês e espanhol. Além disso, no mesmo ano, foi aprovada a Política de Consequências, a Norma de Gestão e Tratamento de Denúncias e Infrações e foi criado o Comitê do Sistema de Integridade (CSI) formado por representantes da *holding* da Diretoria de Conformidade, Auditoria Interna, Ouvidoria, Recursos Humanos e Comissão de Ética, bem como representantes das subsidiárias.

Eventuais denúncias relativas a desvios de conduta cometidos por empregados da companhia são encaminhadas pelo CSI para a Comissão de Ética da Eletrobras, órgão interno, subordinado à Comissão de Ética Pública, que, por sua vez, encontra-se vinculada à Presidência da República. A Comissão de Ética da Eletrobras recebe as denúncias, avalia a admissibilidade de cada uma delas e propõe o ajustamento da conduta do empregado infrator por meio de orientação verbal ou escrita focada no engajamento do empregado com os valores éticos perpetrados pela companhia.

Após avaliar sua admissibilidade, a Comissão de Ética trata 100% das denúncias recebidas e, para aquelas em que se verifica a existência de uma conduta antiética, são sugeridas medidas educativas

a serem aplicadas ao empregado infrator, de forma a permitir que ele compreenda e passe a aplicar corretamente os padrões éticos da companhia em sua atuação.

c) planejamento para a eventual necessidade de adequação da composição dos integrantes do Conselho de Administração e da diretoria, segundo as novas disposições (arts. 16 a 23)

Desde 2016 a Eletrobras aprimorou a governança quanto à qualificação de seus conselheiros e diretores, sendo necessário que os candidatos aos cargos preencham os requisitos exigidos pela Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, Lei n.º 13.303/16, do Decreto n.º 8.945/16, do Estatuto Social da companhia, além do atendimento a outros critérios legais e regulamentares aplicáveis, como a consulta ao banco de dados de sanções aplicadas pela Comissão de Ética Pública, conforme dispõe o art. 22 do Decreto n.º 6.029, de 1º de fevereiro de 2007, e aos sítios eletrônicos da CVM, TCU, TSE e TCE, bem como consulta aos bancos de dados das Ouvidorias Internas das empresas Eletrobras. Além disso, para toda indicação a cargos de conselheiros e diretores das empresas Eletrobras é efetuada, previamente, uma avaliação pela área de integridade sobre a situação de conformidade dos indicados.

Em janeiro de 2017 foi criada a Comissão Interna Transitória de Elegibilidade (CITE), nos termos dos artigos 14 e 64, § 1º, do Decreto n.º 8.945/16 para opinar de forma a auxiliar os acionistas na indicação de Administradores e Conselheiros Fiscais sobre o preenchimento dos requisitos e ausência de vedações para as respectivas eleições, com abrangência para a Eletrobras *holding* e todas as suas controladas, que foi substituída pelo Comitê de Gestão, Pessoas e Elegibilidade em 26 de maio de 2017, por meio da DEL-148/2017.

Todas as melhorias do processo de indicação de conselheiros e diretores foram descritas na Política de Indicação de Representantes em Controladas, Coligadas, Fundações e Associações das Empresas Eletrobras, aprovada em junho de 2017, cuja revisão ocorreu em janeiro de 2018, por meio da DEL-006, quando passou a ser intitulada Política de Indicações na *holding* e nas Controladas, Coligadas, Fundações e Associações das Empresas Eletrobras.

O Estatuto Social da *holding*, aprovado na AGE em 30 de novembro de 2017, prevê em seu art. 3º, § 6º, que os representantes da Eletrobras na administração das sociedades, subsidiárias ou não, de que esta participe, serão escolhidos pelo Conselho de Administração da Eletrobras, segundo os critérios previstos em lei, neste estatuto e na Política de Indicação das empresas Eletrobras.

Em seu art. 31, parágrafo único, o Estatuto estabelece que é vedada a participação remunerada de membros da administração pública federal, direta ou indireta, em mais de 2 (dois) órgãos colegiados de empresa estatal, incluídos os conselhos de administração e fiscal e os Comitês de Auditoria.

O Art. 32 do Estatuto estabelece ainda a composição do Conselho de Administração, e prevê a vaga para o conselheiro representante dos empregados e dos acionistas minoritários. Neste artigo também está previsto que o Conselho de Administração deverá ser composto, no mínimo, por 30% (trinta por cento) de membros independentes, respeitando-se o critério de independência mais rigoroso, em caso de divergência entre as regras da Lei n.º 13.303, de 30 de junho de 2016, e do Regimento do Programa Destaque em Governança de Estatais da Brasil, Bolsa, Balcão S/A (B3).

Ademais, em seu Art. 36, prevê as competências do Conselho de Administração em atendimento à Lei n.º 13.303/16 e ao Decreto n.º 8.945/16, entre outras: a competência de escolher, observados os requisitos da Política de Indicação vigente, os representantes da Eletrobras na administração de sociedades controladas ou não, associações e fundações, de que participe; aprovar e fiscalizar o cumprimento das metas e resultados específicos a serem alcançados pelos membros da Diretoria Executiva; promover anualmente análise quanto ao atendimento das metas e dos resultados na

execução do Plano Diretor de Negócios e Gestão e Plano Estratégico, devendo publicar suas conclusões e informá-las ao Congresso Nacional e ao Tribunal de Contas da União, nos termos da legislação vigente.

Compete à Diretoria Executiva, conforme Art. 47 do Estatuto Social, entre outros, apresentar, até a última reunião ordinária do Conselho de Administração do ano anterior, o plano diretor de negócios e gestão para o exercício anual seguinte, bem como a estratégia de longo prazo atualizada com análise de riscos e oportunidades para, no mínimo, os próximos 5 (cinco) anos.

Em resumo, as alterações do Estatuto Social da Eletrobras ocorridas em 2017, além de adequarem o prazo de gestão unificado do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva, bem como o prazo de atuação do Conselho Fiscal, abrangeram as demais alterações determinadas pela Lei das Estatais e sua regulamentação, e, adicionalmente, houve aumento da quantidade de integrantes no Conselho de Administração da Eletrobras para 11 (onze).

d) criação de Comitê de Auditoria Estatutário (art. 24)

Em 26 de maio de 2017, por meio da DEL-148/2017, foi reformulado o Comitê de Auditoria e respectivo regimento interno contendo, entre outras informações, suas atribuições. O Estatuto Social da *holding*, aprovado na AGE em 30 de novembro de 2017, prevê o Comitê de Auditoria em seu Art. 40.

4.2 Informações sobre dirigentes e colegiados

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é um órgão de deliberação colegiada da Eletrobras e será integrado por 11 (onze) membros, eleitos pela Assembleia Geral, que designará dentre eles o Presidente, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas, sendo responsável pela fixação de diretrizes fundamentais da administração, por iniciativa dos seus membros, ou a ele propostas pela Diretoria Executiva para fins de exame e deliberação, bem como pelo controle superior da Eletrobras, pela fiscalização da observância das diretrizes por ele fixadas, acompanhamento da execução dos programas aprovados e verificação dos resultados obtidos. O colegiado compõe-se de sete conselheiros indicados pelo Ministro de Estado de Minas e Energia; um conselheiro indicado pelo Ministro de Estado do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão; um membro indicado pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias; e outro, pelos acionistas minoritários, detentores de ações preferenciais, de emissão da Eletrobras que representem, no mínimo, dez por cento do capital social e um conselheiro eleito como representante dos empregados.

O Conselho de Administração conta com três comitês que têm por finalidade assessorá-lo mediante análise, acompanhamento e recomendação sobre questões específicas de cada área: Comitê de Estratégia, Governança e Sustentabilidade; Comitê de Auditoria e Riscos; e Comitê de Gestão, Pessoas e Elegibilidade. Cada comitê possui três vagas para conselheiros de administração, tendo suas atribuições dispostas em regimento interno. Além disso, foi criada a Comissão de Desinvestimento que tem o objetivo de apoiar o Conselho de Administração nas decisões de venda de suas participações em empresas e possui em sua composição três conselheiros de administração e dois empregados.

Em 2017, o Conselho de Administração da Eletrobras contou com 08 (oito) conselheiros, sendo 07 (sete) membros não executivos, ou seja, conselheiros que não participam da gestão da companhia, e 01 (um) membro executivo. A vaga pertencente ao acionista minoritário preferencialista não foi preenchida devido ao não atendimento aos requisitos estabelecidos no Estatuto Social (Art. 32, inciso IV).

Composição do CA em 2017:

- José Guimarães Monforte (presidente)
- Ariosto Antunes Culau
- Carlos Eduardo Rodrigues Pereira (conselheiro representante dos empregados)
- Wilson Ferreira Junior (presidente da Eletrobras)
- José Pais Rangel (conselheiro representante dos acionistas minoritários)
- Edvaldo Luís Risso
- Esteves Pedro Colnago Junior
- Vicente Falconi Campos

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Eletrobras funciona de modo permanente e tem função e características de um Comitê de Auditoria para atender às normas aplicáveis pela SEC e às determinações da Lei SOX. Compõe-se por cinco membros e respectivos suplentes, eleitos pela Assembleia Geral, com prazo de atuação de dois anos, permitidas, no máximo duas reconduções consecutivas, sendo: três indicados pelo acionista majoritário (sendo um indicado pelo Ministério da Fazenda, que representa o Tesouro Nacional); um membro indicado pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias; e outro, pelos acionistas minoritários, detentores de ações preferenciais.

Composição do CF em 2017 (conselheiros titulares):

- Agnes Maria de Aragão da Costa (presidente)
- Ronaldo Dias
- José Wanderley Uchôa Barreto
- Márcio Leão Coelho
- Patricia Valente Stierli (especialista financeiro)

Diretoria Executiva

À Diretoria Executiva compete a gestão dos negócios da Eletrobras, seguindo as diretrizes estratégicas estabelecidas pelo Conselho de Administração. Composta por sete membros, incluindo o Presidente, possui suas funções estabelecidas no Estatuto Social da companhia. A Diretoria Executiva da Eletrobras é composta por sete diretorias: Presidência, Diretoria de Administração, Diretoria de Geração, Diretoria de Distribuição, Diretoria de Financeira e de Relações com Investidores, Diretoria de Transmissão e Diretoria de Conformidade. Todos os Diretores são eleitos pelo Conselho de Administração, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas, sendo que o Diretor-Presidente é eleito dentre os membros do Conselho de Administração, excluído o Presidente do Conselho. As reuniões, semanais, são dedicadas à condução dos negócios da Eletrobras e das demais empresas Eletrobras, com base nas orientações estratégicas do Conselho de Administração. A Diretoria Executiva se reúne ordinariamente todas as semanas, ou quando for convocada pela maioria de seus diretores ou pelo Presidente.

Composição da Diretoria em 2017:

- Presidente: Wilson Ferreira Junior
- Diretor de Geração: Antônio Varejão de Godoy (desde novembro 2017)
- Diretor de Transmissão: José Antonio Muniz Lopes
- Diretor de Distribuição: Luiz Henrique Hamann
- Diretor Jurídico e de Gestão Corporativa: Alexandre Vaghi de Arruda Aniz*
- Diretor Financeiro e de Relações com Investidores: Armando Casado de Araujo
- Diretora de Conformidade: Lucia Casasanta

* Alexandre Vaghi de Arruda Aniz deixou o cargo de diretor em 23 de fevereiro de 2018. A Diretoria Jurídica e de Gestão Corporativa passou a ser denominada Diretoria de Administração em 12 de março de 2018, sendo a Superintendência Jurídica desta Diretoria transferida para a gestão da Presidência da Eletrobras.

Em 2017, houve 21 reuniões do Conselho de Administração da Eletrobras, 58 reuniões da Diretoria Executiva da Eletrobras e 14 reuniões do Conselho Fiscal da Eletrobras.

Todas as melhorias do processo de indicação de conselheiros e diretores foram descritas na Política de Indicação de Representantes em Controladas, Coligadas, Fundações e Associações das Empresas Eletrobras, aprovada em junho de 2017, cuja revisão ocorreu em janeiro de 2018, por meio da DEL-006, quando passou a ser intitulada Política de Indicações na *holding* e nas Controladas, Coligadas, Fundações e Associações das Empresas Eletrobras.

De acordo com a Lei n.º 12.353, a Conselho de Administração da Eletrobras conta com a participação de 01 (um) membro representante dos empregados.

De posse da análise consolidada pela área de governança corporativa, as informações sobre as indicações são encaminhadas para aprovação da Diretoria Executiva e, quando couber, ao Conselho de Administração.

Os conselheiros são eleitos em Assembleia Geral e os diretores são escolhidos pelo Conselho de Administração.

As atas da eleição dos conselheiros de administração e diretores da companhia deverão conter a qualificação de cada um dos eleitos e o prazo de gestão.

Quando a lei exigir certos requisitos para um cargo de administração da Eletrobras, somente poderá ser eleito e empossado aquele que tenha exibido os comprovantes necessários de tais requisitos.

Processo de escolha de dirigentes e exigências quanto ao perfil

Desde 2016 a Eletrobras aprimorou a governança quanto à qualificação de seus conselheiros e diretores, sendo necessário que os candidatos aos cargos preencham os requisitos exigidos pela Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, Lei n.º 13.303/16, do Decreto n.º 8.945/16, do Estatuto Social da companhia, além do atendimento a outros critérios legais e regulamentares aplicáveis, como a consulta ao banco de dados de sanções aplicadas pela Comissão de Ética Pública, conforme dispõe o art. 22 do Decreto n.º 6.029, de 1º de fevereiro de 2007, e aos sítios eletrônicos da CVM, TCU, TSE e TCE, bem como consulta aos bancos de dados das Ouvidorias Internas das empresas Eletrobras.

Além disso, para toda indicação a cargos de conselheiros e diretores das empresas Eletrobras é efetuada, previamente, uma avaliação pela área de integridade sobre a situação de conformidade dos indicados.

Em janeiro de 2017 foi criada a Comissão Interna Transitória de Elegibilidade (CITE), nos termos dos artigos 14 e 64, § 1º, do Decreto n.º 8.945/16 para opinar de forma a auxiliar os acionistas na indicação de Administradores e Conselheiros Fiscais sobre o preenchimento dos requisitos e ausência de vedações para as respectivas eleições, com abrangência para a Eletrobras *holding* e todas as suas controladas, que foi substituída pelo Comitê de Gestão, Pessoas e Elegibilidade em 26 de maio de 2017, por meio da DEL-148/2017.

Todas as melhorias do processo de indicação de conselheiros e diretores foram descritas na Política de Indicação de Representantes em Controladas, Coligadas, Fundações e Associações das Empresas Eletrobras, aprovada em junho de 2017, cuja revisão ocorreu em janeiro de 2018, por meio da DEL-006, quando passou a ser intitulada Política de Indicações na *holding* e nas Controladas, Coligadas, Fundações e Associações das Empresas Eletrobras.

De acordo com a Lei n.º 12.353, a Conselho de Administração da Eletrobras conta com a participação de 01 (um) membro representante dos empregados.

De posse da análise consolidada pela área de governança corporativa, as informações sobre as indicações são encaminhadas para aprovação da Diretoria Executiva e, quando couber, ao Conselho de Administração.

Os conselheiros são eleitos em Assembleia Geral e os diretores são escolhidos pelo Conselho de Administração.

As atas da eleição dos conselheiros de administração e diretores da companhia deverão conter a qualificação de cada um dos eleitos e o prazo de gestão.

Quando a lei exigir certos requisitos para um cargo de administração da Eletrobras, somente poderá ser eleito e empossado aquele que tenha exibido os comprovantes necessários de tais requisitos.

4.3. POLÍTICA DE REPRESENTANTES EM CONTROLADAS, COLIGADAS, FUNDAÇÕES E ASSOCIAÇÕES DAS EMPRESAS ELETROBRAS

1. Objetivo

Estabelecer a política de indicação de representantes da *holding* e das empresas Eletrobras em órgãos de governança de **suas controladas, coligadas, fundações e associações,** norteada pelos princípios e diretrizes nela descritos, bem como pelos critérios de avaliação de seu desempenho, visando à melhoria constante da performance da Eletrobras para seus acionistas, à geração de valor e à perenidade. Esta política se aplica, ainda, aos representantes indicados para compor os órgãos de governança de empresas estatais e sociedades privadas, nas quais a Eletrobras, suas subsidiárias e controladas detenham participações minoritárias, bem como aos fundos de pensão em que as mesmas figurem como patrocinadoras.

2. Conceitos

Acordo de acionistas — instrumento jurídico que estabelece os direitos, os deveres e as obrigações dos sócios, envolvendo a gestão, o controle e a governança corporativa da sociedade.

Acordo de gestão — instrumento jurídico que estabelece os direitos, os deveres e as obrigações dos sócios, atuais ou futuros, envolvendo a gestão, o controle e a governança corporativa da sociedade, enquanto não for concluída a reorganização societária em curso.

Administradores — membros do Conselho de Administração e da Diretoria.

Agentes de governança — indivíduos e órgãos envolvidos no sistema de governança.

Conselho de Administração — principal órgão de decisão e orientação estratégica da sociedade, que detém a responsabilidade de condução geral do negócio.

Conselho Fiscal — órgão que garante o exercício do direito dos acionistas de fiscalizar a gestão do negócio, por meio da verificação dos atos dos administradores e emitindo opinião sobre as contas da sociedade.

Contrato de concessão — documento jurídico firmado pela sociedade com o poder concedente para explorar a concessão de serviços públicos envolvendo a atividade de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Diretoria Executiva — órgão de implementação das diretrizes emanadas pelo Conselho de Administração, que detém a responsabilidade de gestão do negócio.

Empresas Eletrobras — empresas em que a Eletrobras é majoritária em seu capital social e que, por sua vez, possuem participação majoritária ou minoritária em controladas e coligadas.

POLÍTICA DE REPRESENTANTES EM CONTROLADAS, COLIGADAS, FUNDAÇÕES E ASSOCIAÇÕES DAS EMPRESAS ELETROBRAS

Empresa estatal — entidade dotada de personalidade jurídica de direito privado, cuja maioria do capital votante pertença direta ou indiretamente à União.

Empresa pública — empresa estatal cuja maioria do capital votante pertença diretamente à União e cujo capital social seja constituído de recursos provenientes exclusivamente do setor público.

Estatuto social — conjunto de normas, acordadas pelos sócios ou fundadores, que regulamentam a organização e o funcionamento de uma pessoa jurídica.

Holding — sociedade que possui as ações de outras empresas e que detém o controle de sua administração e políticas empresariais.

Instrumentos de controle da sociedade — documentos utilizados para gerenciar o relacionamento entre a Eletrobras, as suas subsidiárias e a empresa com a qual possuem sociedade, bem como aqueles que regem o funcionamento de cada sociedade.

Plano de negócio — documento que especifica, em linguagem escrita, o negócio que se quer quanto aos resultados financeiros e técnicos, em conformidade com o contrato de concessão e diretrizes dos acionistas durante todo o ciclo de vida do negócio. Deve contemplar objetivos, estratégias, riscos, orçamentos, custos, fontes de recursos, ações e outros elementos necessários para assegurar o equilíbrio econômico e financeiro e o retorno do investimento definido para o negócio.

Coligada — sociedade em que uma possui poder de influência significativa na outra, exercendo o poder de participar nas decisões política, financeira ou operacional da investida, sem controlá-la.

Controlada — sociedade controlada por outra quando esta, diretamente ou através de outras controladas, tem os direitos de sócio que lhe assegurem, de modo permanente, preponderância nas deliberações sociais e o poder de eleger a maioria dos administradores.

Subsidiária Integral — sociedade em que todas as ações pertencem à outra sociedade, ou seja,sendo esta a única acionista.

Fundo de Pensão — entidade privada fechada de previdência complementar, organizada por empresas ou grupos de empresas, com o objetivo de realizar investimentos para complementação de aposentadoria dos empregados associados.

Associações — organizações formadas por pessoas físicas ou jurídicas que se reúnem para atingir um determinado fim não econômico.

Fundações — entidades de direito privado com fins filantrópicos e com personalidade jurídica. São administradas de acordo com os objetivos e fundamentos de seu instituidor, que pode ser uma pessoa física ou jurídica capaz de indicar um patrimônio em sua constituição.

Representante — profissional capacitado para atuar em órgãos de governança em empresas controladas e coligadas, de cujo capital social a Eletrobras e/ou suas empresas participam, e na administração de associações e fundações, visando à defesa dos interesses dos acionistas/associados e à longevidade da empresa/entidade.

Sociedade de economia mista — empresa estatal cuja maioria das ações com direito a voto pertence diretamente à União, e cujo capital social admite a participação do setor privado.

Resoluções e deliberações dos administradores da Eletrobras e de suas empresas — decisões da Diretoria Executiva e deliberações do Conselho de Administração da Eletrobras e de suas empresas, envolvendo atos jurídicos e estatutários sobre a criação e a organização da sociedade, as orientações estratégicas dos acionistas para o negócio, as metas e os resultados esperados e outros temas pertinentes à sociedade.

Comitê de Gestão, Pessoas e Elegibilidade — comitê de apoio ao Conselho de Administração, que tem como atribuições: acompanhar a política de desenvolvimento de competências organizacionais e mecanismos para incentivar a retenção de pessoal; acompanhar a execução de políticas e práticas de Recursos Humanos, mantendo o Conselho de Administração informado sobre os resultados; acompanhar a implantação de políticas de remuneração variável que incentivem o desempenho individual e em equipe; avaliar os mecanismos de sucessão, gestão do conhecimento e retenção de talentos; avaliar a aderência à legislação e à política interna da companhia de todos os indicados para assumirem cargos na administração ou de conselheiros fiscais das empresas Eletrobras ou de administração em todas as empresas em que a Eletrobras tenha participação, ainda que minoritária.

3. Referências

- Estatuto Social da Eletrobras e suas empresas.
- Decreto n.º 200, de 25 de fevereiro de 1967 (dispõe sobre a organização da Administração Federal).
- Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (sociedades por ações).
- Decreto n.º 8.945, de 27 de dezembro de 2016 (regulamenta, no âmbito da União, a Lei n.º 13.303, de 30 de junho de 2016 (dispõe sobre o estatuto jurídico da empresa pública, da sociedade de economia mista e de suas subsidiárias).
- Decreto n.º 6.029, de 1º de fevereiro de 2007 (institui sistema de gestão da ética do poder executivo federal).
- Lei n.º 11.638, de 28 de dezembro de 2007 (disposições relativas à elaboração e à divulgação de demonstrações financeiras).
- Decreto n.º 7.203, de 4 de junho de 2010 (vedação do nepotismo no âmbito da administração pública federal).
- Lei n.º 12.353, de 28 de dezembro de 2010 (participação de empregados nos conselhos de administração das empresas públicas e sociedades de economia mista, suas subsidiárias e controladas).
- Lei n.º 12.486, de 1º de agosto de 2013 (prática de atos contra a administração).
- Lei n.º 12.813, de 16 de maio de 2013 (conflito de interesse).
- Lei n.º 13.303, de 30 de junho de 2016 (estatuto jurídico da empresa pública, da sociedade de economia mista e de suas subsidiárias).
- Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). São Paulo, SP, 5ª edição, 2015.
- *Black Rock Corporate Governance Guidelines.*
- Manual do Conselheiro de Administração da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest).

4. Princípios

A exposição de motivos da Lei de Governança das Estatais, hoje simplesmente Lei das Estatais, expressa a necessidade de um novo marco de controle e performance das empresas estatais, assumindo, para tanto, que a modelagem desse novo momento das relações empresariais exige mudanças constantes e profundas.

Em um momento de transição do modelo estatal tradicional para um modelo mais próximo ao de mercado, cuja competição já está presente no setor elétrico, a motivação da Lei das Estatais se inclina para a escolha de seus dirigentes, estabelecendo para tanto critérios e padrões mínimos que garantam a liderança de tais mudanças constantes e necessárias para a preservação das empresas como agentes relevantes, buscando transformá-las em representantes expressivos do estado da arte dos modelos de "governança corporativa".

Por governança corporativa entende-se o sistema pelo qual as empresas e demais organizações são dirigidas, monitoradas e incentivadas, envolvendo os relacionamentos entre sócios, conselho de administração, diretoria, órgãos de fiscalização e controle e demais partes interessadas.

As boas práticas de governança corporativa convertem princípios básicos (transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa) em recomendações objetivas, alinhando interesses com a finalidade de preservar e otimizar o valor da organização, gerando maior confiança dos investidores e contribuindo para sua longevidade.

Essa política indica também o estabelecimento pelo Comitê de Pessoas e Elegibilidade, ligado ao Conselho de Administração da Eletrobras, de indicadores de performance, políticas de remuneração variável e consequência para os dirigentes indicados, que farão parte indissociável deste documento. Para a presente política, são princípios básicos a serem considerados na indicação, avaliação e capacitação dos representantes:

Foco no resultado: capacidade do indicado de priorizar e estabelecer estratégias para a realização com alta performance do objeto da sociedade que compõe o órgão de direção, buscando maximizar o valor, gerar lucro, distribuir dividendos e manter sua sustentabilidade econômico-financeira.

Diligência: capacidade de se relacionar com a empresa que representa no órgão de direção, buscando diretrizes e relatando tempestivamente o andamento da companhia quanto aos indicadores relevantes para sua sustentabilidade e manutenção dos retornos esperados.

Transparência: desejo de disponibilizar para as partes interessadas as informações que sejam de seu interesse e não apenas aquelas impostas por disposições de leis ou regulamentos. Não se deve restringir ao desempenho econômico-financeiro, contemplando também os demais fatores para garantia da conformidade.

Equidade: tratamento justo e isonômico de todos os sócios e demais partes interessadas (*stakeholders*), levando em consideração seus direitos, deveres, necessidades, interesses e expectativas.

Prestação de contas (*accountability*): os agentes de governança devem prestar contas de sua atuação de modo claro, conciso, compreensível e tempestivo, assumindo integralmente as consequências de seus atos e omissões e atuando com diligência e responsabilidade no âmbito dos seus papéis.

Responsabilidade corporativa: os agentes de governança devem zelar pela viabilidade econômico-financeira das organizações, reduzir as externalidades negativas de seus negócios e suas operações e aumentar as positivas, levando em consideração, no seu modelo de negócios, os diversos capitais a curto, médio e longo prazo.

Independência: o representante deverá agir com o máximo de independência, defendendo os negócios da empresa em que participa, no melhor dos interesses da sua sustentabilidade, desenvolvimento e geração de valor.

5. Diretrizes

A Eletrobras elaborará e implementará normas internas sobre o processo de indicação, avaliação de desempenho e capacitação de seus representantes, bem como elaborará documentos que auxiliem no aprimoramento do papel desempenhado por seus representantes, tais como manuais e guias de orientação, observando sempre a legislação vigente, o Estatuto Social, Regimento Interno, quando houver, e demais normas internas da Eletrobras.

5.1. Indicação dos representantes em controladas, coligadas, empresas públicas e privadas nas quais a Eletrobras e suas empresas detenham participações minoritárias, bem como nas fundações e associações em que as mesmas figurem como patrocinadoras.

Os representantes deverão ter a qualificação mínima, de acordo com os critérios estabelecidos para a Eletrobras na Lei n.º 13.303/16 e no Decreto n.º 8.945/16, demonstrando realizações significativas em seu campo de atuação ou uma habilidade que signifique uma contribuição expressiva para o conselho e diretoria, além de possuir um conhecimento sobre o ambiente de negócios e objetivos da empresa, capacidade analítica e estar alinhados com os valores e princípios da organização, ter notórios conhecimentos e experiência, idoneidade moral, reputação ilibada e competência técnica compatível com o exercício do cargo.

Compete ao Conselho de Administração da Eletrobras, mediante proposta de sua Diretoria Executiva, a escolha dos representantes da Eletrobras na administração de fundações, associações e sociedades controladas ou não, de que participe, inclusive presidente, diretor ou diretor-presidente, devendo ser indicados para tais cargos, preferencialmente, empregados da companhia ou de controladas.

Compete à Diretoria Executiva da Eletrobras a escolha dos conselheiros fiscais das fundações, associações e sociedades, controladas ou não, de que participe.

Como estabelecem a Lei nº 13.303/16 e o Decreto nº 8.945/16, o Comitê de Elegibilidade deverá opinar de modo a auxiliar os acionistas na indicação de administradores e conselheiros fiscais sobre o preenchimento dos requisitos e a ausência de vedações para as respectivas eleições, nas empresas estatais.

Os representantes serão posteriormente eleitos junto aos órgãos de governança de competência das respectivas companhias, fundações, associações e fundos de pensão.

Os requisitos e vedações a seguir aplicam-se aos administradores e conselheiros fiscais das empresas estatais, inclusive aos representantes dos empregados, quando aplicável, e dos acionistas minoritários, e também às indicações da União ou das empresas estatais em suas participações minoritárias em empresas privadas e estatais de outros entes federativos e estendidos, por esta Política, aos indicados para fundações e associações em que a Eletrobras e suas empresas figurem como patrocinadoras.

5.1.1 Requisitos

A diversidade de perfis é fundamental, pois permite que a organização se beneficie da pluralidade de argumentos e de um processo de tomada de decisão com maior qualidade e segurança.

Além dos critérios objetivos que seguem, o conselheiro de administração e fiscal deverá, obedecendo aos princípios do manual de governança do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC), possuir tempo disponível para o exercício do seu mandato, análise das matérias e cumprimento dos deveres de diligência junto às empresas que representa nos respectivos conselhos.

O notório conhecimento é um critério de seleção, distinto e separado. Entretanto, esse requisito pode ser preenchido, em alguns casos, pelo mesmo requisito de formação ou experiência, como mestrado ou doutorado.

Além disso, esse requisito é subjetivo e genérico, podendo ser cumprido por diversos elementos curriculares alternativos, tais como artigos publicados, trabalhos profissionais desenvolvidos e cursos de extensão, desde que o referido elemento seja sempre compatível com o cargo a ser ocupado.

É desejável que, para os cargos de diretor nas controladas e coligadas, sejam priorizados profissionais oriundos do quadro de empregados ativos da Eletrobras e de suas empresas.

5.1.1.1 Conselho de Administração e Diretoria Executiva

Os conselheiros de administração e os diretores, inclusive o presidente, o diretor-geral e o diretor-presidente, serão escolhidos entre cidadãos de reputação ilibada e notório conhecimento, pessoas naturais, devendo os diretores residirem no país.

Os administradores deverão atender ainda aos requisitos obrigatórios:

I) ser cidadão de reputação ilibada;

II) ter notório conhecimento compatível com o cargo para o qual foi indicado

III) ter formação acadêmica compatível com o cargo para o qual foi indicado; e

IV) ter, no mínimo, uma das experiências profissionais abaixo:

a) dez anos, no setor público ou privado, na área de atuação da empresa estatal ou em área conexa àquela para a qual forem indicados em função de direção superior;

b) quatro anos em cargo de Diretor, de Conselheiro de Administração, de membro de comitê de auditoria ou de chefia superior em empresa de porte ou objeto social semelhante ao da empresa estatal, entendendo-se como cargo de chefia superior aquele situado nos dois níveis hierárquicos não estatutários mais altos da empresa;

c) quatro anos em cargo de comissão ou função de confiança equivalente a nível 4, ou superior, do Grupo-Direção e Assessoramento Superiores (DAS), em pessoa jurídica de direito público interno;

d) quatro anos em cargo de docente ou de pesquisador, de nível superior, na área de atuação da empresa estatal; ou

e) quatro anos como profissional liberal em atividade vinculada à área de atuação da empresa estatal.

A formação acadêmica deverá contemplar curso de graduação ou pós-graduação reconhecido ou credenciado pelo Ministério da Educação. Serão sempre considerados compatíveis, para qualquer estatal, os seguintes cursos: a) Administração ou Administração Pública; b) Ciências Atuariais; c) Ciências Econômicas; d) Comércio Internacional; e) Contabilidade ou Auditoria; f) Direito; g) Engenharia; h) Estatística; i) Finanças; e j) Matemática.

As experiências mencionadas em alíneas distintas do inciso IV não poderão ser somadas para a apuração do tempo requerido.

As experiências mencionadas em uma mesma alínea do inciso IV poderão ser somadas para a apuração do tempo requerido, desde que relativas a períodos distintos.

Os candidatos indicados para cargos de diretoria ou presidência deverão ainda observar o requisito de idade máxima de 75 anos, quando da formulação da indicação.

5.1.1.2 Conselho Fiscal

Além dos requisitos previstos no presente item, os conselheiros fiscais indicados pela *holding* e suas empresas deverão ter formação ou experiência nas áreas econômica, financeira, contábil ou jurídica para o exercício da função.

Os membros do Conselho Fiscal devem ser pessoas naturais, residentes no país e possuir como requisitos mínimos:

i. formação acadêmica compatível com o exercício da função;

ii. exercício, por prazo mínimo de 3 (três) anos, de cargo de direção ou assessoramento na administração pública, direta ou indireta, ou de cargo de conselheiro fiscal ou administrador em empresa;

Qualquer experiência diferente da exigida não poderá ser somada para apuração do tempo requerido.

A mesma experiência, entre as que foram relacionadas, pode ser considerada mais de uma vez para contagem do tempo requerido, desde que relativa a períodos distintos.

5.1.2 Vedações

5.1.2.1 Conselho de Administração e Diretoria Executiva

É vedada a indicação, para o Conselho de Administração e para a Diretoria, além dos casos previstos no Estatuto Social e/ou Acordo de Acionistas e/ou Acordo de Gestão:

I) de representante do órgão regulador ao qual a empresa estatal está sujeita;

II) de Ministro de Estado, de Secretário Estadual e de Secretário Municipal;

III) de titular de cargo em comissão na administração pública federal, direta ou indireta, sem vínculo permanente com o serviço público;

IV) de dirigente estatutário de partido político e de titular de mandato no Poder Legislativo de qualquer ente federativo, ainda que licenciado;

V) de parentes consanguíneos ou afins até o terceiro grau das pessoas mencionadas nos incisos I a IV;

VI) de pessoa que atuou, nos últimos trinta e seis meses, como participante de estrutura decisória de partido político;

VII) de pessoa que atuou, nos últimos trinta e seis meses, em trabalho vinculado a organização, estruturação e realização de campanha eleitoral;

VIII) de pessoa que exerça cargo em organização sindical;

IX) de pessoa física que tenha firmado contrato ou parceria, como fornecedor ou comprador, demandante ou ofertante, de bens ou serviços de qualquer natureza, com a União, com a própria estatal ou com empresa estatal do seu conglomerado estatal, nos três anos anteriores à data de sua nomeação;

X) de pessoa que tenha ou possa ter qualquer forma de conflito de interesse com a pessoa político-administrativa controladora da empresa estatal ou com a própria estatal; e

XI) de pessoa que se enquadre em qualquer uma das hipóteses de inelegibilidade previstas nas alíneas do inciso I do caput do art. 1º da Lei Complementar n.º 64, de 18 de maio de 1990.

A vedação do item III aplica-se ao servidor ou ao empregado público aposentado que seja titular de cargo em comissão da administração pública federal direta ou indireta.

5.1.2.2 Conselho Fiscal

Os conselheiros fiscais não devem se enquadrar nas vedações de que trata o art. 147 da Lei n.º 6.404/76, sendo ainda vedada a indicação:

i. de representante do órgão regulador ao qual a empresa estatal está sujeita;

ii. de dirigente estatutário de partido político e de titular de mandato no Poder Legislativo de qualquer ente federativo, ainda que licenciado;

iii. de pessoa física que tenha firmado contrato ou parceria, como fornecedor ou comprador, demandante ou ofertante, de bens ou serviços de qualquer natureza, com a União, com a própria estatal ou com empresa estatal do seu conglomerado estatal, nos três anos anteriores à data de sua nomeação;

iv. de pessoa que se enquadre em qualquer uma das hipóteses de inelegibilidade previstas nas alíneas do inciso I do caput do art. 1º da Lei Complementar n.º 64, de 18 de maio de 1990;

v. de pessoa que seja ou tenha sido membro de órgão de administração nos últimos vinte e quatro meses ,ou empregado da empresa estatal ou de sua subsidiária, ou do mesmo grupo; ou que seja cônjuge ou parente, até terceiro grau, de administrador da empresa estatal;

vi. de pessoa que tenha ou possa ter qualquer forma de conflito de interesse com a pessoa político-administrativa controladora da empresa estatal ou com a própria estatal.

5.1.3 Mandato e reeleição

O representante eleito não poderá ocupar cargos em mais de 5 Conselhos de Administração e não poderá ser remunerado em mais de 2.

Os cargos de diretor-presidente e presidente do Conselho de Administração não poderão ser exercidos por uma mesma pessoa para que não ocorra concentração de poder e prejuízo ao dever de supervisão do conselho em relação à diretoria.

O Estatuto Social e/ou Acordo de Acionistas e/ou Acordo de Gestão da companhia deverão estabelecer o número de membros que irão compor os Conselhos e Diretoria, o prazo de gestão e suas respectivas reconduções, observando sempre o que a este respeito dispõe a legislação vigente.

O prazo de gestão dos membros do Conselho de Administração e dos indicados para o cargo de diretor será unificado e não superior a 2 anos, sendo permitidas, no máximo, 3 reconduções consecutivas. O prazo de gestão dos membros do Conselho Fiscal é não superior a 2 anos, permitidas 2 reconduções consecutivas.

Para o prazo de gestão citado, serão considerados os períodos anteriores de gestão ou de atuação ocorridos há menos de dois anos e a transferência de diretor para outra Diretoria da mesma empresa estatal.

No caso de instituição financeira pública federal ou de empresa estatal de capital aberto, não se considera recondução a eleição de diretor para atuar em outra Diretoria da mesma empresa estatal.

Atingidos os prazos de gestão máximos, o retorno de membro estatutário para uma mesma empresa só poderá ocorrer após decorrido período equivalente a um prazo de gestão ou de atuação.

5.1.4 Análise das indicações

A partir dos ofícios dos órgãos competentes contendo o nome dos indicados e com base nas informações de currículo e demais documentos dos candidatos, cabe a análise à vista das Leis n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e n.º 13.303/16, bem como do Decreto n.º 8.945/16, além do Estatuto Social e outros critérios legais ou regulamentares aplicáveis, como a consulta ao banco de dados de sanções aplicadas pelas Comissões de Ética, conforme dispõe o Art. 22 do Decreto n.º 6.029, de 1º de fevereiro de 2007, e aos sítios eletrônicos da CVM, TCU, TSE e TCE.

Ademais, o Conselho de Administração da Eletrobras recomendou que, para toda indicação a cargos de conselheiros e diretores, seja previamente feita uma avaliação pela área de integridade sobre a situação de conformidade dos indicados, assim como consultas às Ouvidorias das empresas Eletrobras. Eventuais denúncias localizadas junto às Ouvidorias deverão seguir seu rito próprio para averiguação no bojo dos processos administrativos correspondentes.

Em atendimento ao Decreto n.º 8.945/16, a conformidade do processo de avaliação dos administradores e conselheiros fiscais será verificada por comitê estatutário de elegibilidade com competência para auxiliar os acionistas na indicação desses membros.

De posse da análise concluída, as considerações serão encaminhadas para aprovação da Diretoria Executiva e, quando couber, do Conselho de Administração.

A análise dos representantes aprovados será encaminhada para os órgãos de governança de competência das respectivas companhias, fundações, associações e fundos de pensão a fim de subsidiar sua eleição.

2. Avaliação de Desempenho

A Eletrobras e suas empresas promoverão, anualmente, uma avaliação holística da atuação do representante, individual e coletiva, baseada no seu alinhamento aos valores e competências da empresa e no resultado de desempenho profissional por meio da aferição do percentual de alcance de metas.

Para tanto, serão considerados, entre outros, os seguintes critérios:

i. assiduidade de participação nas reuniões dos órgãos colegiados das companhias;

ii. envio à Eletrobras e/ou a suas empresas de relatório sucinto de acompanhamento de atividades, conforme previsto no Manual de Orientação do Conselheiro de Administração Representante das Empresas Eletrobras e no Manual de Orientação do Conselheiro Fiscal Representante da Eletrobras;

iii. participação, na posse e anualmente, em sessões de treinamento e capacitação relacionadas ao desenvolvimento de suas atividades, oferecidas pela Eletrobras e suas empresas, buscando o contínuo autodesenvolvimento e acompanhamento das mudanças e atualizações na legislação;

iv. capacidade de trabalhar em equipe e interagir com as partes interessadas;

v. performance e rentabilidade da companhia no período em que o profissional atuou como representante; e

vi. cumprimento de metas alinhadas com o plano de negócios da companhia, com o retorno do investimento no mínimo suficiente para remunerar o seu custo de capital no segmento da atividade empresarial.

Ademais, o Decreto n.º 8.945/16 determina a avaliação de desempenho, individual e coletiva, anualmente, dos membros estatutários de empresas estatais, observados os seguintes quesitos mínimos para os administradores:

a) exposição dos atos de gestão praticados quanto à licitude e à eficácia da ação administrativa;

b) contribuição para o resultado do exercício; e

c) consecução dos objetivos estabelecidos no plano de negócios e atendimento à estratégia de longo prazo.

Ainda segundo o referido Decreto, compete ao Conselho de Administração se autoavaliar e avaliar os Diretores, podendo contar com o apoio metodológico e procedimental do comitê de elegibilidade estatutário.

5.3. Capacitação

É importante o aprimoramento constante das competências dos membros dos órgãos de governança, com a participação em programas de atualização, congressos, feiras setoriais e outros eventos que possam potencializar sua capacidade de contribuição para a organização.

É recomendável que o representante solicite à companhia em que atua a participação em um programa de introdução, orientação e interação com os demais membros do colegiado e dos outros órgãos que compõem a governança.

O Decreto n.º 8.945/16 determina que os administradores e Conselheiros Fiscais eleitos devem participar de treinamentos na posse e anualmente. A capacitação terá como diretriz manter atualizados os conhecimentos fundamentais para o seu bom desempenho, a partir dos seguintes elementos:

i. legislação societária e de mercado de capitais;

ii. divulgação de informações;

iii. controle interno;

iv. código de conduta;

v. lei n.º 12.846, de 1º de agosto de 2013;

vi. governança corporativa;

vii. metodologia para gestão contábil, conforme o *International Financial Reporting Standards* (IFRS), nos termos da Lei n.º 11.638, de 28 de dezembro de 2007, patrimonial e tributária;

viii. regras e plano de contas do setor de energia elétrica;

ix. integridade (*compliance*);

x. planejamento estratégico da Eletrobras e/ou das suas empresas e da companhia na qual atuará;

xi. plano de negócio da Eletrobras e/ou suas empresas e da companhia na qual irá exercer a função, bem como análise de viabilidade de projetos de investimentos; e

xii. riscos e controle de implantação de empreendimentos de energia elétrica.

6. Responsabilidades dos representantes em controladas, coligadas e em empresas públicas e privadas nas quais a Eletrobras e suas empresas detenham participações minoritárias

Os representantes terão como responsabilidades:

- observar e seguir as atribuições e responsabilidades definidas na Lei n.º 6.404/1976, na Lei n.º 12.486/2013 (prática de atos contra a administração), na Lei n.º 12.813/2013 (conflito de interesse), na Lei n.º 13.303/16 e seu Decreto regulamentador n.º 8.945/16, no Código de Ética das Empresas Eletrobras, no Manual de *Compliance* da Eletrobras e suas empresas, no Estatuto Social da companhia, no Acordo de Acionistas, Acordo de Gestão e no Regimento

Interno firmados, se houver, bem como nas Políticas e Diretrizes da Eletrobras e suas empresas;

- observar e seguir as atribuições e responsabilidades estabelecidas em normas internas da Eletrobras e suas empresas e da companhia em que atua;

- atuar em conformidade com a estratégia da empresa, observando os impactos econômicos, sociais e ambientais;

- acompanhar e monitorar a execução do plano de negócios da companhia, de modo a se garantirem os resultados estabelecidos;

- acompanhar a gestão dos recursos financeiros e o endividamento da companhia, verificando sua destinação e eventuais aplicações e realizando a conferência das demonstrações financeiras;

- analisar os documentos emitidos pela companhia que sejam de responsabilidade do colegiado para o qual tenha sido indicado, elaborar um relatório sucinto acerca das principais atividades e encaminhá-lo à área de governança da Eletrobras e/ou à empresa que o indicou;

- manter a Eletrobras e/ou suas empresas permanentemente informadas sobre questões relevantes de interesse da companhia;

- informar à Eletrobras e/ou a suas empresas quando da convocação de Assembleias Gerais de Acionistas;

- participar de sessões de treinamento e capacitação relacionadas ao desenvolvimento de suas atividades, oferecidas pela Eletrobras e suas empresas, buscando o contínuo autodesenvolvimento e acompanhando as mudanças e atualizações na legislação;

- acompanhar o cronograma de fechamento das demonstrações financeiras e do Relatório da Administração, além de assegurar que este atenda às exigências da Eletrobras e de suas empresas na prestação anual de contas;

- solicitar subsídios e posicionamento da Eletrobras e/ou suas empresas quando o assunto a ser decidido no órgão de governança da companhia implicar a necessidade de alteração do acordo de acionista, estatuto social, plano de negócio, contrato de concessão, contrato de financiamento, garantia, debêntures, fianças e da estrutura societária do negócio;

- manter e assegurar o sigilo das informações e documentos tratados na organização e na Eletrobras e suas empresas, nos termos da legislação;

- valorizar ações que contribuam para uma melhor gestão dos negócios e para a aplicação das boas práticas de governança visando à sustentabilidade das empresas Eletrobras;

- observar a legislação vigente e regulatória na área de abrangência do negócio, bem como as normas e procedimentos estabelecidos pela administração;

- acompanhar as mudanças e atualizações na legislação; e

- atuar conforme os princípios éticos e compromissos de conduta estabelecidos no Código de Ética e no Programa de *Compliance* das Empresas Eletrobras, atendendo à Lei Anticorrupção Brasileira e às leis e regulamentos dos Estados Unidos aplicáveis às companhias cujas ações estejam listadas na Nyse, como a Lei Contra a Prática de Corrupção Estrangeira, denominada *Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA).

Aos representantes das fundações, associações e fundos de pensão serão atribuídas as responsabilidades acima listadas, no que couber, sem prejuízo daquelas previstas na legislação pertinente.

7. Disposições Gerais

As diretrizes estabelecidas neste documento têm vigência imediata, devendo ser observadas por todas as Empresas controladas e subsidiárias da Eletrobras.

Esta política deve ser desdobrada em cada uma das empresas Eletrobras, nos seus demais documentos normativos específicos, sempre alinhados aos princípios e às diretrizes nela estabelecidos.

Na entidade em que houver Conselho Deliberativo, aplicam-se, por analogia, as diretrizes fixadas nesta política aos Conselhos de Administração e seus respectivos representantes.

Esta política foi aprovada por meio da Deliberação n.º 151/2017, de 30 de junho de 2017, do Conselho de Administração da Eletrobras.

ATUAÇÃO DA UNIDADE DE AUDITORIA INTERNA

INFORMAÇÕES SOBRE A ATUAÇÃO DA UNIDADE DE AUDITORIA INTERNA

A) INDEPENDÊNCIA DA AUDITORIA INTERNA DA ELETROBRAS

A Auditoria – CAI está vinculada ao Conselho de Administração da Eletrobras, de acordo com a Resolução Nº 727/2016 da Diretoria Executiva, de 28/11/2016, e obedece ao disposto no art. 15, §§3º e 5º, do Decreto 3.591, de 6/9/2000, modificado pelo Decreto 4.304, de 16/7/2002.

Conforme preconizado no "Regulamento Interno da Auditoria da Eletrobras", aprovado pela Deliberação 30/2012, de 5/3/2012, do Conselho de Administração, a Superintendência de Auditoria atua com independência e objetividade. A designação e a exoneração do titular da Auditoria são submetidas, pela Diretoria Executiva, à aprovação do Conselho de Administração e, após, à aprovação da Controladoria-Geral da União – CGU, conforme previsto no artigo 5º, parágrafo 1º.

O citado Regulamento, elaborado em conformidade com a alínea "e" do art. 1º da Resolução nº 2, de 31/12/2010, da Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União – CGPAR, está disponibilizado na Internet, no site da Eletrobras, no endereço: http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISFE5090A0PTBRIE.htm.

B) ESTRUTURA E COMPETÊNCIAS

A estrutura da Auditoria – CAI é composta de dois departamentos:

- Departamento Atendimento a Órgãos de Controle – CAIO; e
- Departamento de Auditoria Interna – CAII.

A Diretoria Executiva da Eletrobras implantou uma nova estrutura organizacional, para vigorar a partir de 1/12/2016. Com essa reestruturação, foram extintas as 4 Divisões que eram subordinadas aos 2 Departamentos da Superintendência de Auditoria, mantendo-se os colaboradores. A partir daí, a Auditoria vem atuando no sentido de se adequar ao novo cenário empresarial.

A seguir estão descritas as atribuições básicas das áreas da Auditoria, de acordo com o Manual de Organização da Eletrobras.

CAI –Auditoria:

- Assessorar a alta administração da Holding, no que se refere a assuntos de Auditoria e da efetividade de controles internos;
- Interagir com autoridades do Tribunal de Contas da União – TCU e da Controladoria Geral da União – CGU, nos assuntos de interesse das empresas Eletrobras;
- Interagir com o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal da Eletrobras para assuntos pertinentes a auditoria e à efetividade dos sistemas de controles internos;
- Concatenar as ações de Auditoria Interna com vistas ao atendimento aos normativos estabelecidos pelos órgãos de controle;
- Estabelecer as diretrizes para a elaboração do Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna;
- Gerenciar as ações de auditoria necessárias ao cumprimento do Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna aprovado pela Controladoria Geral da União - CGU;
- Gerenciar, no âmbito da Holding, o atendimento à Controladoria Geral da União – CGU, ao Tribunal de Contas da União – TCU e aos demais órgãos de controle;
- Estruturar diretrizes para as ações de integração das auditorias internas das empresas Eletrobras.

CAIO - Atendimento a Órgãos de Controle:

- Executar as atividades de planejamento, controle e gestão da Auditoria Interna;
- Elaborar o Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna – PAINT, que definirá a programação dos trabalhos da Auditoria Interna para um determinado exercício, em conformidade com os instrumentos normativos vigentes;
- Elaborar o Relatório Anual de Atividades de Auditoria Interna – RAINT, com as informações pertinentes ao exercício, em conformidade com os instrumentos normativos vigentes;
- Elaborar parecer de auditoria sobre a Prestação Anual de Contas da Holding;
- Efetuar a organização das pastas do Processo Anual de Contas a ser apresentado ao Tribunal de Contas da União – TCU, em conformidade com os instrumentos normativos vigentes;
- Elaborar a proposta e executar o controle do orçamento da Auditoria Interna;
- Realizar a manutenção dos procedimentos e da padronização dos documentos de Auditoria Interna;
- Executar as ações administrativas pertinentes ao pessoal da Auditoria Interna;
- Analisar as solicitações e prestações de contas de viagens da Auditoria Interna;
- Administrar as necessidades de treinamento da Auditoria Interna;
- Administrar a biblioteca da Auditoria Interna;
- Efetuar os controles de aplicação de homens-hora nos trabalhos de auditoria;
- Analisar a conformidade das solicitações de viagens internacionais do interesse da Holding, em consonância com os instrumentos normativos vigentes;
- Operacionalizar as ações para integração de tecnologias, procedimentos, atualização profissional e capacitação de auditores com vistas ao intercâmbio técnico-profissional das Auditorias Internas das empresas Eletrobras.
- Operacionalizar, no âmbito da Holding, o atendimento à Controladoria-Geral da União - CGU, ao Tribunal de Contas da União - TCU e aos demais Órgãos de Controle, no que concerne às solicitações de informações, diligências e auditorias realizadas por tais órgãos;
- Realizar o monitoramento das ações destinadas ao atendimento das determinações e recomendações emanadas pelos Órgãos de Controle, no âmbito da Holding;
- Manter acompanhamento das ações adotadas pelas Empresas Eletrobras para cumprimento das recomendações e determinações dos Órgãos de Controle, bem como daquelas referentes às recomendações das respectivas Auditorias Internas;
- Coordenar o acompanhamento das ações adotadas na Holding para cumprimento das recomendações emanadas pela Auditoria Interna;
- Sistematizar e atualizar continuamente as informações que permitam manter o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal inteirados a respeito das ações para atendimento às solicitações, recomendações e determinações dos órgãos de controle, bem como às recomendações da Auditoria Interna.

CAII –Auditoria Interna:

- Realizar os trabalhos de auditoria interna no âmbito da Holding previstos no Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna – PAINT, e emitir relatórios indicando as não conformidades constatadas e as recomendações para corrigi-las;
- Realizar trabalhos especiais de auditoria, no âmbito da Holding, não previstos no Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna – PAINT, determinados pela alta administração;
- Realizar trabalhos de auditoria nas empresas Eletrobras, previstos no Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna – PAINT, visando, dentre outras, à verificação da adequabilidade dos procedimentos adotados, bem como à verificação da implementação de ações corretivas decorrentes das determinações e recomendações do Tribunal de Contas da União – TCU e da Controladoria Geral da União – CGU, e à avaliação da atuação das respectivas auditorias

internas, emitindo recomendações para melhorias e correção de não conformidades, quando necessário;
- Realizar trabalhos de auditoria nas Sociedades de Propósito Específico no âmbito das empresas Eletrobras;
- Realizar trabalhos especiais de auditoria, no âmbito das empresas Eletrobras, não previstos no Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna – PAINT, determinados pela alta administração.
- Realizar trabalhos especiais no âmbito do processo de apuração de denúncias, em atendimento às demandas do Comitê do Sistema de Integridade (CSI), analisando elementos que consubstanciem materialidade e autoria, emitindo posicionamento da unidade organizacional com recomendações, quando for o caso.

C) ATUAÇÃO DA AUDITORIA

O desenvolvimento dos trabalhos da Superintendência de Auditoria se dá em consonância com o Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna, previamente submetido à Controladoria Geral da União – CGU e aprovado pelo Conselho de Administração da Eletrobras, na forma da Instrução Normativa CGU Nº 24/2015, de 17/11/2015, e da Resolução nº 3, de 31/12/2010, da Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União – CGPAR.

Os relatórios correspondentes a esses trabalhos, contendo as análises, as constatações e respectivas recomendações, bem como as avaliações de risco, são encaminhados ao Presidente da Eletrobras, às Diretorias a que se subordinam as áreas auditadas e às próprias áreas, para a implementação das ações corretivas necessárias, bem como para conhecimento da Diretoria de Conformidade.

Em 2016 a Auditoria da Eletrobras elaborou uma metodologia de avaliação de risco para que as informações referentes à criticidade das atividades a serem auditadas passassem a constar nos relatórios de trabalhos de auditoria, visando garantir que:

- a gestão de riscos, bem como o mapeamento dos processos críticos de negócios da Empresa, esteja alinhada ao planejamento estratégico (PDNG) emanado pela alta administração;
- as respostas que a direção tem dado às ameaças sejam adequadas e eficazes na redução dos riscos a um nível aceitável;
- exista uma estrutura sólida de controles internos para mitigar suficientemente os riscos que a direção deseja tratar;
- as informações produzidas pela Companhia sejam íntegras e confiáveis; e
- os processos de negócio estejam operando de forma eficiente e eficaz, visando à geração dos melhores resultados.

Como ponto principal, essa metodologia relaciona a criticidade do evento de risco apontada no relatório da área de riscos corporativos com três outras variáveis: a gravidade, a urgência e a tendência do achado de auditoria. O resultado final da análise é a exposição da organização em face aos riscos empresariais que podem impactar os resultados e estratégias globais da Eletrobras. Essa análise possibilita uma quantificação razoável por parte do gestor e, principalmente, da alta administração, a respeito da priorização de ações mitigatórias dos riscos, com base no grau da probabilidade e do impacto provocado pela materialização da ameaça.

Para fins de acompanhamento do atendimento das suas recomendações, periodicamente a Superintendência de Auditoria encaminha às áreas auditadas formulários de Planos de Providências correspondentes aos Relatórios de Auditoria emitidos, nos quais constam as não conformidades encontradas e as respectivas recomendações, para que essas áreas informem as ações empreendidas,

ou a empreender, os status – “Não iniciada”, “Em andamento”, “Interrompida” ou “Concluída” - e, quando é o caso, os prazos previstos para conclusão. A Superintendência de Auditoria consolida os resultados e os coloca no “Relatório de acompanhamento de implementação de ações corretivas decorrentes de recomendações de auditoria” e em Planilhas de recomendações pendentes, por relatório e por área auditada.

Além das ações na Eletrobras Holding, são efetuadas auditorias de gestão em empresas do Sistema Eletrobras.

É também realizado, de forma contínua, o atendimento às demandas de Órgãos de Controle - Controladoria Geral da União (CGU) e Tribunal de Contas da União (TCU) -, tais como auditorias, fiscalizações, solicitações de informação, recomendações e determinações, entre outras. Essas ações são objeto de Relatórios de Acompanhamento de Demandas de Órgãos de Controle, emitidos mensalmente.

Os Relatórios de Auditoria, o “Relatório de acompanhamento de implementação de ações corretivas decorrentes de recomendações de auditoria”, as Planilhas de recomendações pendentes e o “Relatório de Acompanhamento de Demandas de Órgãos de Controle” são disponibilizados aos Conselhos Fiscal e de Administração através do “Portal da Governança”, no site da Eletrobras.

Pela Resolução Nº 554/2011, de 22/6/2011, a Diretoria Executiva da Eletrobras atribuiu à Superintendência de Auditoria - CAI a responsabilidade de coordenar os trabalhos de realização dos testes da administração dos controles internos na Eletrobras e demais empresas envolvidas no processo para a Certificação SOX.

Os testes da administração dos controles internos têm como objetivo realizar uma avaliação do ambiente de controles dos processos relevantes, identificando e corrigindo de forma tempestiva as eventuais deficiências encontradas.

A realização dessa avaliação por parte da administração tem como um dos principais pilares, a transparência da preparação das demonstrações contábeis e financeiras. Desta forma, é exigido que as empresas listadas em bolsas de valores façam uma avaliação dos seus controles internos e submetam esta avaliação aos seus auditores externos, para que este possa avaliar de forma independente o ambiente de controles da empresa auditada de forma a salvaguardar os interesses dos investidores.

4.5 Atividades de correição e apuração de ilícitos administrativos

A Eletrobras, comprometida com os mais altos padrões de ética, integridade e medidas anticorrupção, disponibiliza a todos os seus colaboradores e à sociedade um canal de denúncias seguro, sigiloso e totalmente anônimo.

O Canal Denúncia foi estabelecido para permitir que qualquer pessoa possa trazer voluntariamente à empresa suspeitas de irregularidades ou de atos ilícitos de seu conhecimento. Trata-se de um instrumento essencial ao funcionamento da empresa e de seu Programa de *Compliance*, pois permite que a companhia tenha ciência de problemas e possa tomar as devidas ações corretivas.

O Canal Denúncia é uma ferramenta específica e oficial para tratamento de denúncias relativas à corrupção, irregularidades e fraudes contábeis e financeiras, além de atitudes/ações que possam afetar os controles internos e a auditoria da empresa. Os canais estão disponíveis na intranet, internet, telefone e por meio direto com a Ouvidoria.

INFORMAÇÃO "ATIVIDADES DE CORREIÇÃO E DE APURAÇÃO DE ILÍCITOS ADMINISTRATIVOS"

ASSUNTO: Relatório de TCE Res. DEE Nº 401/2017.

Referência: Processo nº 00190.108540/2017-05.

A) MANIFESTAÇÃO DA AUDITORIA INTERNA DA ELETROBRAS

A elaboração do Relatório conclusivo de Tomada de Contas Especial foi realizada em consonância com o disposto no artigo 10, item I letra "a" até o item I letra "i" da IN TCU nº 71/2012.

Diante do exposto, considera-se que a Comissão designada para o Procedimento de Tomada de Contas Especial atuou conforme as competências determinadas pela IN TCU nº 71/2012.

Com base no exame dos documentos integrantes dos autos, consubstanciado no Parecer, verificou-se a REGULARIDADE da conclusão do relatório com as RESSALVAS apresentadas a seguir, que em nosso entendimento não prejudicaram o resultado alcançado pela Comissão.

a) Ausência de assinatura de um dos membros da Comissão da Tomada de Contas Especial no Relatório;

b) Falta de evidência do envio da informação da instauração da Tomada de Contas Especial à Controladoria Geral da União;

c) Forma sugerida pelo anexo V da Portaria 807/2013 – CGU não foi integralmente atendida.

Em cumprimento à determinação contida na Res-401/2017, de 05/06/2017, da Diretoria Executiva da Eletrobras, o Parecer da Auditoria da Eletrobras e o Relatório do Tomador de Contas Especial da Comissão instaurada pela referida Resolução foram encaminhados para CGU pela Carta CAI-48/2017, de 16/8/2017.

B) MANIFESTAÇÃO DA CGU

Conforme Ofício nº 7077/2018/CGPCTE/DG/SFC – CGU, de 12/4/2018, protocolado na Eletrobras em 24/4/2018, a Coordenação-Geral de Auditoria de Pessoal e Tomada de Contas Especial (CGPTCE), analisou a documentação referente ao Relatório de TCE Res. DEE nº 401/2017, enviado à CGU por intermédio da Carta CAI-48/2017. Na análise, ficou consignado que: "em que pese a fragilidade observada, a Comissão de TCE em seu Relatório Res. DEE nº 401/2017 (p.3-13 do arquivo SEI 0452392) concluiu pelo arquivamento da Tomada de Contas Especial "nos termos do art. 7º, inciso II da IN-TCU nº 71/2012, pela comprovação da não ocorrência do dano (desvio de finalidade) e pela ausência de prejuízos para Eletrobras (p.13 do arquivo SEI 0452392)".

Dessa maneira, não havendo prejuízo, a CGU restituiu à Eletrobras o processo de TCE referente ao Relatório de TCE Res. DEE nº 401/2017, enviado à CGU por meio da Carta CAI-48/2017, e enviou em anexo, o Despacho CGPTCE/DG/SFC/CGU nº 277/2018, com a referida análise, para as providências ali sugeridas e arquivamento do processo de TCE da Eletrobras.

4.6 Gestão de riscos e controles internos

A gestão integrada de riscos nas empresas Eletrobras tem como principal objetivo a redução da materialização de eventos que possam vir a impactar negativamente seus objetivos estratégicos, em prol da preservação e geração de valor e do provimento de informações transparentes ao mercado e seus acionistas.

O processo de gestão de riscos no grupo é regido por uma política única, e é coordenado pela *holding*, o que garante a visão sistêmica dos resultados e sua padronização entre todas as demais empresas do grupo. Esse processo é conduzido pelas gerências de riscos e controles internos e pelos comitês de riscos presentes em cada uma das empresas Eletrobras. A orientação geral é dada pela Comissão de Riscos da *holding*, e os resultados obtidos no processo são enviados à apreciação da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração da Eletrobras, mediante seu Comitê de Auditoria e Riscos.

Tendo como bases metodológicas a norma ISO 31000 e os *frameworks* COSO ERM e COSO 2013 — este último incorporado à estrutura de controles internos em 2015 —, o modelo de gestão integrada de riscos utilizado pelas empresas Eletrobras parte da identificação e consolidação em matriz dos riscos estratégicos, operacionais, financeiros e de conformidade aos quais as empresas se encontram expostas, para sua posterior análise, tratamento e acompanhamento por meio de processos específicos desenvolvidos por seus respectivos proprietários.

Dessa forma, o processo de gestão de riscos ocorre em cinco etapas. A primeira delas, denominada "Identificação", tem como objetivo reconhecer e descrever os riscos aos quais a empresa está exposta, seus fatores geradores, impactos e responsáveis. Essa fase é realizada com a participação de todos os envolvidos nos processos de negócio da empresa, nos seus diferentes níveis, e possui como resultado a matriz de riscos corporativa da companhia. Especificamente sobre esta, vale ressaltar que ela é a base do processo de priorização de riscos para análise e tratamento. A matriz de riscos corporativa é avaliada anualmente e no máximo a cada dois anos deve ser formalmente aprovada pela Diretoria Executiva da *holding*. Desse processo de revisão participam todas as empresas Eletrobras, por meio do Comitê Operacional de Riscos e Controles Internos. Após a aprovação, a matriz é válida e reconhecida por todas as empresas do grupo.

A segunda fase se caracteriza pela avaliação dos riscos identificados na primeira. Nessa etapa, são realizadas análises qualitativas e quantitativas, visando à definição dos atributos de impacto e vulnerabilidade, utilizados na priorização dos riscos a serem tratados. Isso inclui o levantamento e a análise dos controles já existentes, apurando-se, assim, os riscos residuais. O tratamento de riscos ocorre posteriormente à avaliação. Nessa fase se define qual posição a empresa assumirá diante da possível materialização de um determinado risco. Possíveis respostas consistem em:

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

Essa decisão depende principalmente do grau de apetite ao risco da empresa, previamente homologado pelo seu Conselho de Administração.

A fase seguinte é denominada "monitoramento"; constitui o desempenho de atividades gerenciais contínuas e/ou avaliações independentes que visam ao acompanhamento dos indicadores gerenciais, a supervisão da implantação e manutenção dos planos de ação definidos e a verificação do alcance das metas estabelecidas.

Já a etapa de "comunicação" ocorre concomitantemente às demais e deve atingir a todas as partes interessadas no processo, sendo realizada de maneira clara e objetiva, respeitando as boas práticas de governança exigidas pelo mercado.

Considerando o exposto, os riscos reconhecidos como mais relevantes no âmbito das empresas Eletrobras são priorizados e tratados mediante a implementação de planos de ação elaborados com base nas recomendações que resultam da análise prévia. Informações mais detalhadas sobre esses riscos podem ser obtidas no Formulário de Referência da Comissão de Valores Mobiliários — CVM e no Formulário 20-F da *U.S. Securities and Exchange Commission — SEC*, publicados anualmente pela empresa em seu portal na internet: www.eletrobras.com.

Ambiente de Controles Internos

De forma a dar suporte ao processo de gestão de riscos, a área de controles internos apoia os gestores no desenho de controles e na elaboração e acompanhamento de planos para remediação de deficiências. Além disso, por possuir ações negociadas na BM&F Bovespa (São Paulo), na NYSE (Nova Iorque) e na LATIBEX (Madri), a Eletrobras está submetida a diversos regulamentos obrigatórios às companhias abertas listadas nas referidas bolsas de valores. Dessa forma, um dos principais requerimentos para a empresa é a certificação do seu ambiente de controles internos, conforme exigido pela Lei Sarbanes-Oxley (SOX). A lei foi promulgada em 2002 e tem como um dos seus principais pilares a transparência da preparação das demonstrações contábeis e financeiras. Assim, é exigido das empresas listadas em bolsas de valores norte-americanas a avaliação dos seus controles internos e a apresentação e validação desta, de forma independente, por seus auditores externos.

Certificação SOX na Eletrobras

O processo de Certificação SOX nas empresas Eletrobras tem como fim atender às exigências da Lei Sarbanes-Oxley e busca a melhoria e a adequação constantes da estrutura de controles internos do grupo. Implantado na empresa desde 2008, quando ocorreu a listagem das ações da Eletrobras na Bolsa de Nova Iorque (NYSE), este processo engloba:

- ***mapeamento de processos***: atividade habitual e constante, que objetiva a identificação de riscos e de controles internos desenhados corretamente e que operem de acordo com a atividade executada pela área gestora;

- ***testes da administração***: atividade periódica, que objetiva a avaliação da estrutura de controles internos, por meio da execução de testes que verifiquem a eficiência do desenho e a eficácia da operação dos controles internos. Os testes realizados são documentados. Esse ciclo envolve também a auditoria pelo auditor independente dos controles internos sobre as demonstrações financeiras; e

- ***programa de remediação de deficiências***: atividade habitual e constante, com o apoio da Administração da Eletrobras, que objetiva elaborar e implementar planos de ação capazes de remediar as deficiências identificadas pelos testes da administração ou pela avaliação da auditoria independente. No âmbito do programa de remediação ocorre a revisão ou elaboração de planos de ação para remediação das deficiências identificadas, monitoramento dos prazos e ações intermediárias para implementação do plano de ação, bem como o acompanhamento e a orientação dos gestores responsáveis pelo controle deficiente e pela implementação de seu plano de ação. O intuito do programa é garantir a execução tempestiva e correta das ações, inclusive após a implementação do plano, por meio da

realização de testes que atestarão a eficácia e eficiência das ações implantadas para remediar as deficiências identificadas.

4.7 – Política de remuneração dos Administradores e membros de colegiados

Base normativa da remuneração

A base da remuneração dos Administradores, Diretoria Executiva e Conselho de Administração é definida em assembleia geral, conforme o art. 152 da Lei n.º 6.404/76 que depende de prévia aprovação da Secretaria de Coordenação e Controle das Empresas Estatais (SEST), conforme disposto no Decreto-Lei n.º 2.355/87, art.3°, combinado com o Decreto n.° 89.309/84, art. 4°, inciso I, alínea "a", Decreto n.° 3.735/01, art. 1°, inciso III e Decreto n.° 8.189/14, Anexo I, art. 8°, inciso IV, alínea "h".

A remuneração dos membros dos Conselhos de Administração e Fiscal é determinada em conformidade com a Lei n.º 9.292/96, que estabelece o valor máximo de 10% da remuneração média mensal dos diretores da empresa.

Objetivos da política ou prática de remuneração

A prática de remuneração adotada pela Eletrobras tem como principal finalidade promover o alinhamento dos interesses dos administradores com os interesses dos acionistas da companhia. Para tal, a remuneração dos administradores da Eletrobras é fixada a partir de um processo de interação entre as empresas e a SEST e posterior manifestação da União na Assembleia Geral Ordinária.

Proporção de cada elemento na remuneração total

Composição da Remuneração	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Diretoria Não-estatutária	Comitês
Remuneração Fixa Mensal					
Salário ou pró-labore	84,9%	83,3%	54,7%	N.A	N.A
Benefícios Diretos ou Indiretos	0,1%	0,0%	18,0%	N.A	N.A
Participação em Comitês	0,0%	0,0%	0,0%	N.A	N.A
Outros	15,0%	16,7%	19,9%	N.A	N.A
Remuneração Variável					
Bônus	0,0%	0,0%	0,0%	N.A	N.A
Participação nos Resultados	0,0%	0,0%	0,0%	N.A	N.A
Participações em Reuniões	0,0%	0,0%	0,0%	N.A	N.A
Comissões	0,0%	0,0%	0,0%	N.A	N.A
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	N.A	N.A
Benefícios Pós-Emprego	0,0%	0,0%	6,2%	N.A	N.A
Cessação do Exercício do Cargo	0,0%	0,0%	1,2%	N.A	N.A
Total	100,0%	100,0%	100,0%	N.A	N.A

Exercício Social 2017

Metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

O montante referente à remuneração dos administradores é previamente definido pela SEST, do Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão, que define os valores individuais de remuneração de cada órgão de administração da Eletrobras. A SEST orienta o valor proposto para a remuneração dos administradores para aprovação da Secretaria do Tesouro Nacional. Esta, por sua vez, após a aprovação do montante proposto, encaminha o referido montante, sob a forma de sugestão, para aprovação em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas da Eletrobras. O reajuste da remuneração dos administradores depende de manifestação da SEST.

Razões que justificam a composição da remuneração

A composição da remuneração dos administradores da Eletrobras busca refletir as práticas de remuneração aplicadas pelo mercado para empresas de porte semelhante ao da Eletrobras, bem como as regras definidas para as empresas estatais pela SEST e as responsabilidades inerentes a cada cargo.

A composição é estabelecida pelos acionistas majoritários com a participação do órgão controlador (MP/SEST) levando-se em consideração os limites anuais por ele aprovados.

Principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração
Remuneração estatutária, além de parcelas de RVA a partir de indicadores pré-estabelecidos.

Como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho
- *Salário ou pró-labore*: remuneração fixa sem indicador vinculado.
- *Benefícios diretos e indiretos*: sem indicador vinculado.
- *Remuneração variável*: Os membros da Diretoria Estatutária da Eletrobras fazem jus a Remuneração Variável Anual ("RVA"), a partir do cumprimento de metas anualmente determinadas pela SEST.
- *Benefícios pós-emprego*: sem indicador vinculado.
- *Cessação de cargo*: sem indicador vinculado.

Como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da unidade jurisdicionada
A remuneração dos administradores da Eletrobras se baseia na manifestação da SEST.

Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos
Não há qualquer remuneração ou benefício para os membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Diretores Estatutários, Diretores Não Estatutários e membros dos Comitês de Assessoramento suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos.

Existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da companhia
Não há qualquer remuneração ou benefício para os membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Diretores Estatutários, Diretores Não Estatutários e membros dos Comitês de Assessoramento vinculados à ocorrência de determinado evento societário.

Plano de remuneração dos membros da diretoria estatutária e do conselho de administração baseado em ações, descrever:
Não possui plano de remuneração baseado em ações.

Remuneração variável
No exercício de 2017, os componentes da Diretoria Executiva da Eletrobras não fizeram jus à remuneração variável em função de não ter sido aprovado em Assembleia Geral Ordinária (AGO) e o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal não recebem.

Demonstrativo da Remuneração mensal dos Membros do Conselho

Conselho de Administração			
Nome do Conselheiro(a)	**Período**		**Remuneração 2017**
	Início	**Fim**	**Total**
WILSON PINTO FERREIRA JUNIOR	25/07/2016	-	**65.284,32**
JOSE PAIS RANGEL	29/04/2016	-	**78.986,87**
ANA PAULA VITALI JANES VESCOVI	25/07/2016	27/04/2017	**26.113,72**
ELENA LANDAU	25/07/2016	28/07/2017	**45.699,01**
MOZART DE SIQUEIRA CAMPOS ARAUJO	25/07/2016	27/04/2017	**26.113,72**
VICENTE FALCONI CAMPOS	25/07/2016	-	**78.341,16**
CARLOS EDUARDO RODRIGUES PEREIRA	25/07/2016	-	**78.341,16**
ESTEVES PEDRO COLNAGO JUNIOR	25/07/2016	-	**78.341,16**
JOSE LUIZ ALQUERES	25/07/2016	27/04/2017	**26.113,72**
EDVALDO LUIS RISSO	28/04/2017	-	**52.880,29**
ARIOSTO ANTUNES CULAU	28/04/2017	-	**52.880,29**
JOSE GUIMARAES MONFORTE	28/04/2017	-	**52.880,29**
Conselho Fiscal			
Nome do Conselheiro(a) (T/S)	**Período**		**Remuneração 2017**
	Início	**Fim**	**Total**
AGNES MARIA DE ARAGÃO COSTA	21/09/2015	-	**78.341,16**
EDUARDO CESAR PASA	21/09/2015	27/04/2017	**26.113,72**
LUIS FELIPE VITAL NUNES PEREIRA	29/04/2016	06/10/2017	**60.061,55**
RONALDO DIAS	29/04/2016	-	**78.341,16**
ALOISIO MACARIO FERREIRA DE SOUZA	29/04/2016	27/04/2017	**26.113,72**
PATRICIA VALENTE STIERLI	28/04/2017	-	**52.880,29**
JOSE WANDERLEY UCHOA BARRETO	28/04/2017	-	**52.880,29**
MARCIO LEAO COELHO	06/10/2017	-	**18.497,22**

Demonstrativo Sintético da Remuneração dos Membros da Diretoria e dos Conselhos

Remuneração dos Administradores	**EXERCÍCIO**		
	2015	**2016**	**2017**
Número de membros:	7	7	7
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	**6.534.581,54**	**6.966.663,83**	**7.706.772,22**
a) salário ou pró-labore	4.205.588,90	4.407.718,45	4.555.510,68
b) benefícios diretos e indiretos	862.036,09	963.801,32	1.498.261,94
c) remuneração por participação em comitês	-	-	-
d) outros	1.466.956,54	1.595.144,06	1.652.999,61
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i))	**0,00**	**0,00**	**0,00**
a) bonus	-	-	-
b) participação nos resultados	0,00	0,00	0,00
c) remuneração por participação em reuniões	-	-	-
d) comissões	-	-	-
e) outros	-	-	-
III – Total da Remuneração (I + II)	**6.534.581,54**	**6.966.663,83**	**7.706.772,22**
IV – Benefícios pós-emprego	425.998,04	438.757,65	516.707,27
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	408.873,12	99.725,14
VI – Remuneração baseada em ações	-	-	-

Conselho de Administração	EXERCÍCIO		
	2015	2016	2017
Número de membros:	7,83	8,80	8,58
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	**578.115,34**	**673.081,19**	**661.975,71**
a) salário ou pró-labore	492.452,62	572.144,50	561.989,20
b) benefícios diretos e indiretos	0,00	0,00	645,71
c) remuneração por participação em comitês	-	-	-
d) outros	85.662,72	100.936,69	99.340,80
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i))	**0,00**	**0,00**	**0,00**
a) bonus	-	-	-
b) participação nos resultados	-	-	-
c) remuneração por participação em reuniões	-	-	-
d) comissões	-	-	-
e) outros			-
III – Total da Remuneração (I + II)	**578.115,34**	**673.081,19**	**661.975,71**
IV – Benefícios pós-emprego	-	-	-
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-
VI – Remuneração baseada em ações	-	-	

Conselho Fiscal	EXERCÍCIO		
	2015	2016	2017
Número de membros:	4,83	5,00	5,00
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	**351.339,38**	**405.633,14**	**393.229,11**
a) salário ou pró-labore	291.475,04	338.027,70	327.691,02
b) benefícios diretos e indiretos	1.569,44	-	-
c) remuneração por participação em comitês	-	-	-
d) outros	58.294,90	67.605,44	65.538,09
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i))	**0,00**	**0,00**	**0,00**
a) bonus	-	-	-
b) participação nos resultados	-	-	-
c) remuneração por participação em reuniões	-	-	-
d) comissões	-	-	-
e) outros			-
III – Total da Remuneração (I + II)	**351.339,38**	**405.633,14**	**393.229,11**
IV – Benefícios pós-emprego	-	-	-
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-
VI – Remuneração baseada em ações	-	-	-

Demonstrativo da Remuneração Variável dos Administradores

Reconhecimento de Bônus e Participação de Resultados	2015	2016	2017
I – Bônus (a+b+c+d)	**0,00**	**0,00**	**0,00**
a) valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
b) valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
c) valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-
d) valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-
II – Participação no Resultado (e+f+g+h)	**0,00**	**0,00**	**0,00**
e) valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
f) valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
g) valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-
h) valor efetivamente reconhecido no resultado	0,00	0,00	0,00
III – Total (I + II)	**0,00**	**0,00**	**0,00**

Política de participação de empregados e administradores nos resultados da entidade

A participação dos empregados nos resultados está de acordo com o Termo de Pactuação da PLR efetuado entre a Eletrobras e os Sindicatos, com referência ao atingimento das Metas instituídas no Contrato de Metas de Desempenho Empresarial (CMDE). A negociação foi efetuada com a intermediação do TST.

Os administradores não fazem jus ao recebimento.

4.8. Informações sobre a empresa de auditoria independente contratada

Dados KPMG auditores Independentes

Modalidade de Contratação	licitação na modalidade Concorrência
Prazo inicial	36 meses
Prorrogação	24 meses
Custo total do contrato	**R$ 59.548.570,74**

Escopo resumido do contrato

Serviços regulares e especiais de auditoria independente, compreendendo a Auditoria das Demonstrações Financeiras individuais e consolidadas, para fins locais (CPC/CVM) e
IASB/SEC, dos exercícios de 2014, 2015, 2016, 2017 e 2018 e a Revisão das informações Trimestrais do 1T2014 até 3ITR18.
Inclui também, a revisão dos procedimentos fiscais e tributários, o exame das demonstrações financeiras e informações complementares requeridas pela Agência Reguladora (ANEEL), CVM e Instituições Financeiras (p.ex. BIRD/BID), emissão de relatórios especiais e documentos decorrentes dos serviços prestados, além do exame dos controles internos segundo normas do IBRACON a da Lei Norte-Americana Sarbanes-Oxley – SOX, com a emissão de relatórios requeridos, para as empresas Eletrobras.

4.9. Participação acionária de membros de colegiados da entidade

A participação dos empregados nos resultados está de acordo com o Termo de Pactuação da PLR efetuado entre a Eletrobras e os sindicatos, com referência ao atingimento das metas instituídas no Contrato de Metas de Desempenho Empresarial — CMDE. A negociação foi efetuada com a intermediação do TST.

Os administradores não fazem jus ao recebimento.

5. ÁREAS ESPECIAIS DA GESTÃO

5.1 Gestão de pessoas

Política de Capacitação e Treinamento de Pessoal

A Educação Corporativa no Sistema Eletrobras tem como premissa a atuação integrada e cooperativa do conjunto das Empresas, em sintonia com os propósitos estratégicos de integração, competitividade e rentabilidade das Empresas Eletrobras.

O modelo de educação é composto da Universidade das Empresas Eletrobras - Unise e de Unidades de Educação Corporativa associadas, correspondentes a cada uma das empresas, e assim, possui por objetivo promover o desenvolvimento de todos os empregados nas competências requeridas.

A Unise tem como objetivo desenvolver competências para viabilizar o alcance das estratégias do Sistema Eletrobras, e dessa forma, seu foco recai sobre o desenvolvimento das competências da liderança, das competências específicas críticas, das competências gerais definidas no Plano de Carreira e Remuneração - PCR, e a promoção da cultura e valores do Sistema Eletrobras. Já as Unidades de Educação Corporativa possuem como premissa o desenvolvimento das competências específicas que cabem a sua respectiva empresa, no que tange às particularidades de cada negócio.

Indicadores Gerenciais de Gestão de Pessoas

Temos indicadores quantitativos, que identificam o quadro de pessoal e suas estratificações como exemplo: tempo de empresa, idade, gênero, eixo de atuação, etc, remuneração e encargos, saúde ocupacional e qualidade de vida, segurança do trabalho, processos trabalhistas, dirigentes, benefícios, treinamento e desenvolvimento, previdência privada, por meio do Sistema de Informações de Gestão de Pessoas das Empresas Eletrobras – SIGPES.

Temos os indicadores qualitativos onde comparamos os dados de gestão de pessoas com outras empresas de energia elétrica, por seguimento de atuação em geração, transmissão e distribuição e de pesquisa de mercado.

5.1.1 Estrutura de pessoal da unidade

Tipologias dos Cargos	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
1. Servidores em Cargos Efetivos (1.1 + 1.2)	**1.179**	**947**	**4**	**183**
1.1. Membros de poder e agentes políticos	0	0	0	0
1.2. Servidores de Carreira (1.2.1+1.2.2+1.2.3+1.2.4)	**1.179**	**947**	**4**	**183**
1.2.1. Servidores de carreira vinculada ao órgão	1.179	884	3 (anistiados)	104
1.2.2. Servidores de carreira em exercício descentralizado	0	0	0	0
1.2.3. Servidores de carreira em exercício provisório	0	0	0	0
1.2.4. Servidores requisitados de outros órgãos e esferas	0	63	1	79
2. Servidores com Contratos Temporários	0	0	0	0
3. Servidores sem Vínculo com a Administração Pública	**0**	**0**	**0**	**9 (1)**
4. Total de Servidores (1+2+3)	**1179 (2)**	**947**	**4**	**46**

(1) Cargos Comissionados
(2) De acordo com o Art. 2º da Portaria SEST N º 33 de 18/12/17: Para fins de controle do limite do quantitativo de pessoal das empresas estatais federais ficam contabilizados, à exceção dos empregados com contrato de trabalho suspenso por motivo de aposentadoria por invalidez, os empregados efetivos, ingressantes por intermédio de concursos públicos, os empregados que possuem cargos, empregos ou funções comissionadas, os empregados e servidores cedidos, os empregados anistiados com base na Lei nº 8.878, de 11.5.1994, os empregados

reintegrados, os empregados contratados por prazo determinado e os empregados que estão afastados por doença, por acidente de trabalho ou por qualquer outra razão.

Distribuição da lotação efetiva

Tipologias dos Cargos	Lotação Efetiva	
	Área Meio	Área Fim
1. Servidores de Carreira (1.1)	**947**	**0**
1.1. Servidores de Carreira (1.2.1+1.2.2+1.2.3+1.2.4)	**947**	**0**
1.1.2. Servidores de carreira vinculada ao órgão	884	0
1.1.3. Servidores de carreira em exercício descentralizado	0	0
1.1.4. Servidores de carreira em exercício provisório	0	0
1.1.5. Servidores requisitados de outros órgãos e esferas	63	0
2. Servidores com Contratos Temporários	0	0
3. Servidores sem Vínculo com a Administração Pública	**0**	**0**
4. Total de Servidores (1+2+3)	**947**	**0**

Detalhamento da estrutura de cargos em comissão e funções gratificadas

Tipologias dos Cargos em Comissão e das Funções Gratificadas	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
1. Cargos em Comissão				
1.1. Cargos Natureza Especial				
1.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior				
1.2.1. Servidores de carreira vinculada ao órgão				
1.2.2. Servidores de carreira em exercício descentralizado				
1.2.3. Servidores de outros órgãos e esferas				
1.2.4. Sem vínculo	0	0	0	9
1.2.5. Aposentados				
2. Funções Gratificadas				
2.1. Servidores de carreira vinculada ao órgão	0	79	16	11
2.2. Servidores de carreira em exercício descentralizado				
2.3. Servidores de outros órgãos e esferas	0	14	2	13
3. Total de Servidores em Cargo e em Função (1 + 2)	**1.179** (1)	**93**	**18**	**33**

(1) De acordo com o Art. 2º da Portaria SEST N º 33 de 18/12/17: Para fins de controle do limite do quantitativo de pessoal das empresas estatais federais ficam contabilizados, à exceção dos empregados com contrato de trabalho suspenso por motivo de aposentadoria por invalidez, os empregados efetivos, ingressantes por intermédio de concursos públicos, os empregados que possuem cargos, empregos ou funções comissionadas, os empregados e servidores cedidos, os empregados anistiados com base na Lei nº 8.878, de 11.5.1994, os empregados reintegrados, os empregados contratados por prazo determinado e os empregados que estão afastados por doença, por acidente de trabalho ou por qualquer outra razão

5.1.2 Demonstrativo das despesas com pessoal

QUADRO DE CUSTOS DE PESSOAL NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA E NO ANTERIOR											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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidores de Carreira que não ocupam cargo de provimento em comissão											
Exercícios	2017	118.165.698,49	494.697,89	11.200.976,83	22.008.299,14	14.942.957,61	-	53.744.956,22	-	-	220.557.586,18
	2016	89.735.898,91	901.355,15	11.139.543,91	12.440.205,74	17.495.219,69	-	9.741.835,75	-	-	141.454.059,15
	2015	81.352.536,67	637.860,58	7.579.932,27	11.287.050,23	14.721.182,02	-	11.599.766,88	-	-	127.178.328,65
Servidores com Contratos Temporários											
Exercícios	2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidores Cedidos com ônus ou em Licença											
Exercícios	2017	19.887.940,45	381.082,15	1.944.086,55	3.029.703,94	3.099.536,68	-	4.495.748,15	-	-	32.838.097,92
	2016	18.752.926,65	472.089,57	1.821.528,08	2.333.957,79	3.574.429,13	-	2.221.053,69	-	-	29.175.984,91
	2015	16.335.340,00	428.606,90	1.665.813,88	1.966.387,91	3.122.915,35	-	2.165.974,12	-	-	25.685.038,16
Servidores ocupantes de Cargos de Natureza Especial											
Exercícios	2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidores ocupantes de cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior											
Exercícios	2017	2.109.300,56		211.991,38	1.150.166,84	152.674,52		975.602,62			4.599.735,92
	2016	7.672.860,30	-	671.728,03	1.528.458,88	638.135,95	-	729.687,20	-	-	11.240.870,36
	2015	9.208.992,17	-	847.521,52	1.239.546,23	922.208,27	-	1.037.676,16	-	-	13.255.944,35
Servidores ocupantes de Funções gratificadas											
Exercícios	2017	28.400.955,09	3.185.007,68	2.832.638,38	3.677.597,46	1.612.379,73	-	3.777.565,33	-	-	43.486.143,67
	2016	46.892.450,45	5.191.910,77	2.688.512,18	5.716.833,94	4.058.493,06	-	3.848.744,54	-	-	68.396.944,94
	2015	42.898.857,32	4.630.164,52	4.474.140,25	4.773.227,29	3.765.565,49	-	4.279.919,78	-	-	64.821.874,65

5.1.3 Gestão de riscos relacionados ao pessoal

Existe um Departamento na Eletrobras específico em acompanhar os riscos em diversos segmentos na empresa visando mitigar os possíveis problemas que são identificados na gestão.

Esses riscos são identificados, analisados e são elaborados planos de ação.

5.1.4 – Contratação de pessoal de apoio e de estagiários

Composição do Quadro de Estagiários 2017

Nível de escolaridade	Quantitativo de contratos de estágio vigentes				Despesa no exercício
	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	(em R$ 1,00)
1. Nível superior	**207**	**206**	**167**	**152**	**3.414.624,86**
1.1 Área Fim	0	0	0	0	0
1.2 Área Meio	207	206	167	152	3.414.624,86
2. Nível Médio	**2**	**0**	**0**	**2**	**10.250,93**
2.1 Área Fim	0	0	0	0	0
2.2 Área Meio	2	0	0	2	10.250,93
3. Total (1+2)	**209**	**206**	**167**	**154**	**3.424.875,79**

O custo total com os estagiários no ano de 2017 foi de R$ 3.424.875,79.

A Eletrobras possui Norma Interna com definições específicas de diretrizes de contratação de estagiários e possui contrato com o agente de integração CIEE (Centro de Integração Empresa Escola) que operacionaliza o recrutamento e a seleção dos estagiários.

Integridade e completude do atendimento dos requisitos da Lei 8.730/1993 quando à entrega das declarações de bens e renda

Demonstrativo do cumprimento, por autoridades e servidores da UJ, da obrigação de entregar a DBR

Detentores de Cargos e Funções Obrigados a Entregar a DBR	Situação em Relação às Exigências da Lei nº 8.730/93	Momento da Ocorrência da Obrigação de Entregar a DBR		
		Posse ou Início do Exercício de Cargo, Emprego ou Função	Final do Exercício de Cargo, Emprego ou Função	Final do Exercício Financeiro
Autoridades (Incisos I a VI do art. 1º da Lei nº 8.730/93)	Obrigados a entregar a DBR			
	Entregaram a DBR			
	Não cumpriram a obrigação			
Cargos Eletivos	Obrigados a entregar a DBR			
	Entregaram a DBR			
	Não cumpriram a obrigação			
Funções Comissionadas (Cargo, Emprego, Função de Confiança ou em comissão)	Obrigados a entregar a DBR	**22**	**28**	**75**
	Entregaram a DBR	15	22	65
	Não cumpriram a obrigação	7	6	10
Demais vínculos que não exercem função de confiança	Obrigados a entregar a DBR	**0**	**214**	**838**
	Entregaram a DBR	0	120	555
	Não cumpriram a obrigação	0	94	283

Obs.: Consideramos como Funções Comissionadas as funções de assessoramento e gerenciais.

5.1.5 Entidades fechadas de previdência privada complementar patrocinadas

Nome – ELETROS
Razão Social - Fundação Eletrobrás de Seguridade Social – ELETROS
CNPJ – 34.268.789/0001-88

Demonstrativo exercício 2017 - Quantidade de participantes Ativos			
Patrocinadora: ELETROBRAS			
Mês	Plano BD Eletrobrás	Plano CD Eletrobrás	TOTAL
Janeiro	112	784	896
Fevereiro	112	780	892
Março	112	779	891
Abril	112	776	888
Maio	112	774	886
Junho	112	771	883
Julho	112	770	882
Agosto	111	758	869
Setembro	111	751	862

Outubro	110	749	859
Novembro	110	742	852
Dezembro	109	734	843

Demonstrativo exercício 2017 - Contribuições Previdenciárias do Plano BD Eletrobrás. Regime de competência			
Patrocinadora: ELETROBRAS			
Mês de competência	Contribuição previdenciária da Patrocinadora	Contribuição previdenciária do Participante	TOTAL
Janeiro	224.947,66	224.947,66	449.895,32
Fevereiro	212.746,91	212.746,91	425.493,82
Março	216.178,26	216.178,26	432.356,52
Abril	213.086,56	213.086,56	426.173,12
Maio	226.462,82	226.462,82	452.925,64
Junho	241.832,78	241.832,78	483.665,56
Julho	223.820,97	223.820,97	447.641,94
Agosto	221.272,65	221.272,65	442.545,30
Setembro	218.948,04	218.948,04	437.896,08
Outubro	220.018,68	220.018,68	440.037,36
Novembro	216.273,44	216.273,44	432.546,88
Dezembro	642.639,60	642.639,60	1.285.279,20
Total	3.078.228,37	3.078.228,37	6.156.456,74

Demonstrativo exercício 2017 - Contribuições Extraordinárias I do Plano BD Eletrobrás para equacionamento do Déficit 2011. Regime de competência				
Patrocinadora: ELETROBRAS				
Mês de competência	Contribuição Extraordinária I da Patrocinadora (artigo 61 - Regulamento do Plano BD)	Contribuição Extraordinária I da Patrocinadora (Ativos e Assistidos após 31/03/2006)	Contribuição Extraordinária I do Participante	TOTAL
Janeiro	1.989.858,43	359.114,00	113.381,42	2.462.353,85
Fevereiro				

	1.998.094,60	360.600,40	108.791,13	2.467.486,13
Março	2.003.036,30	361.492,24	110.091,16	2.474.619,70
Abril	2.008.801,62	362.532,72	109.086,45	2.480.420,79
Maio	2.010.448,85	362.830,00	113.646,25	2.486.925,10
Junho	1.991.863,98	330.155,63	69.307,72	2.391.327,33
Julho	1.991.863,98	330.155,63	65.970,00	2.387.989,61
Agosto	1.991.863,97	330.155,63	65.468,41	2.387.488,01
Setembro	1.991.863,97	330.155,63	65.654,89	2.387.674,49
Outubro	1.991.863,97	330.155,63	66.120,10	2.388.139,70
Novembro	1.995.928,99	330.829,42	66.408,54	2.393.166,95
Dezembro	1.999.181,02	331.368,45	122.867,86	2.453.417,33
Total	23.964.669,68	4.119.545,38	1.076.793,93	29.161.008,99

Demonstrativo exercício 2017 - Contribuições Extraordinárias II do Plano BD Eletrobrás para equacionamento do Déficit 2013.Regime de competência				
Patrocinadora: ELETROBRAS				
Mês de competência	Contribuição Extraordinária I da Patrocinadora (artigo 61 - Regulamento do Plano BD)	Contribuição Extraordinária I da Patrocinadora (Ativos e Assistidos após 31/03/2006)	Contribuição Extraordinária I do Participante	TOTAL
Janeiro	0,00	0,00	0,00	0,00
Fevereiro	0,00	0,00	0,00	0,00
Março	0,00	0,00	0,00	0,00
Abril	0,00	0,00	0,00	0,00
Maio	0,00	0,00	0,00	0,00
Junho	0,00	0,00	0,00	0,00
Julho	0,00	0,00	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00
Setembro	0,00	0,00	0,00	0,00
Outubro	0,00	0,00	0,00	0,00
Novembro	0,00	0,00	0,00	0,00
Dezembro	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00

Demonstrativo exercício 2017 - Contribuições Extraordinárias III do Plano BD Eletrobrás para equacionamento do Déficit 2015. Regime de competência

Patrocinadora: ELETROBRAS				
Mês de competência	Contribuição Extraordinária I da Patrocinadora (artigo 61 - Regulamento do Plano BD)	Contribuição Extraordinária I da Patrocinadora (Ativos e Assistidos após 31/03/2006)	Contribuição Extraordinária I do Participante	TOTAL
Janeiro	0,00	0,00	0,00	0,00
Fevereiro	0,00	0,00	0,00	0,00
Março	0,00	0,00	0,00	0,00
Abril	0,00	0,00	0,00	0,00
Maio	0,00	0,00	0,00	0,00
Junho	0,00	0,00	0,00	0,00
Julho	0,00	0,00	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00
Setembro	0,00	0,00	0,00	0,00
Outubro	0,00	0,00	0,00	0,00
Novembro	0,00	0,00	0,00	0,00
Dezembro	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00

Demonstrativo exercício 2017 - Contribuições Previdenciárias do Plano CD Eletrobrás. Regime de caixa				
Mês	Contribuição normal básica do Patrocinador	Contribuição normal básica do Participante	Contribuição adicional do Participante	TOTAL
Janeiro	2.973.050,56	2.962.536,63	7.559,89	5.943.147,08
Fevereiro	1.591.732,74	1.591.732,74	18.722,78	3.202.188,26
Março	1.452.837,28	1.452.837,28	8.173,56	2.913.848,12
Abril	1.483.160,55	1.471.614,12	7.791,49	2.962.566,16
Maio	1.403.984,42	1.403.984,42	7.536,98	2.815.505,82
Junho	1.499.923,18	1.499.923,18	9.184,32	3.009.030,68
Julho	1.503.964,99	1.503.964,99	9.321,11	3.017.251,09
Agosto	1.567.569,21	1.567.569,21	9.834,65	3.144.973,07
Setembro	1.422.544,33	1.421.435,46	9.330,72	2.853.310,51
Outubro	1.435.229,71	1.435.229,71	9.188,66	2.879.648,08
Novembro	1.439.360,38	1.439.360,38	10.814,23	2.889.534,99
Dezembro	1.374.942,91	1.374.942,91	685,96	2.750.571,78
Total				38.381.575,64

	19.148.300,26	19.125.131,03	108.144,35	

Demonstrativo dos Repasses Eletrobras - 2017

Mês	Convênio c/Eletros Saúde	Renda Mínima Global	Fatura Encontro de Contas	Total
	ECV-DJP-001/17	RES. DEE-879/89	RES.DEE-737/88 e 409/93	
Jan	270.626,60	173.183,96	55.141,07	498.951,63
Fev	270.626,60	157.222,89	51.141,07	478.990,56
Mar	270.626,60	165.062,90	55.141,07	490.830,57
Abr	270.626,60	165.062,90	55.141,07	490.830,57
Mai	270.626,60	169.626,46	55.141,07	495.394,13
Jun	270.626,60	177.123,68	55.141,07	502.891,35
Jul	270.626,60	177.123,68	55.141,07	502.891,35
Ago	270.626,60	177.403,75	55.141,07	503.171,42
Set	270.626,60	177.403,75	55.141,07	503.171,42
Out	270.626,60	177.403,75	54.670,73	502.701,08
Nov	270.626,60	181.701,50	54.670,73	506.998,83
Dez	298.311,70	183.166,96	109.811,80	591.290,46
Total	3.275.204,30	2.081.486,18	711.422,89	6.068.113,37

Demonstrativo exercício 2017 - Sanções previstas no parágrafo 2º do artigo 64 do Regulamento do Plano BD Eletrobrás. Regime de competência				
Patrocinadora: ELETROBRAS				
Mês	Multa	Juros	Atualização Monetária	TOTAL
Janeiro	0,00	0,00	0,00	-
Fevereiro	11.110,58	5.500,29	793,30	17.404,17
Março	0,00	0,00	0,00	-
Abril	0,00	0,00	0,00	-
Maio	0,00	0,00	0,00	-
Junho	0,00	0,00	0,00	-
Julho	0,00	0,00	0,00	-
Agosto	0,00	0,00	0,00	-
Setembro	13,57	13,30	0,00	26,87
Outubro	0,00	0,00	0,00	-
Novembro	0,27	13,31	0,00	13,58
Dezembro	47.000,52	23.267,58	3.905,55	74.173,65

Total	58.124,94	28.794,48	4.698,85	91.618,27

Demonstrativo exercício 2017 - Contribuições Previdenciárias do Plano CD Eletrobrás. Regime de caixa				
Patrocinadora: ELETROBRAS				
Mês	Contribuição normal básica do Patrocinador	Contribuição normal básica do Participante	Contribuição adicional do Participante	TOTAL
Janeiro	2.973.050,56	2.962.536,63	7.559,89	5.943.147,08
Fevereiro	1.591.732,74	1.591.732,74	18.722,78	3.202.188,26
Março	1.452.837,28	1.452.837,28	8.173,56	2.913.848,12
Abril	1.483.160,55	1.471.614,12	7.791,49	2.962.566,16
Maio	1.403.984,42	1.403.984,42	7.536,98	2.815.505,82
Junho	1.499.923,18	1.499.923,18	9.184,32	3.009.030,68
Julho	1.503.964,99	1.503.964,99	9.321,11	3.017.251,09
Agosto	1.567.569,21	1.567.569,21	9.834,65	3.144.973,07
Setembro	1.422.544,33	1.421.435,46	9.330,72	2.853.310,51
Outubro	1.435.229,71	1.435.229,71	9.188,66	2.879.648,08
Novembro	1.439.360,38	1.439.360,38	10.814,23	2.889.534,99
Dezembro	1.374.942,91	1.374.942,91	685,96	2.750.571,78
Total	19.148.300,26	19.125.131,03	108.144,35	38.381.575,64

Síntese da manifestação da Secretaria de Previdência Complementar:

Informamos que, de acordo com a legislação vigente, que dispõe que a entidade fechada de previdência complementar deve enviar à Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC, na forma estabelecida, até o dia 31 de março do exercício subsequente, as Demonstrações Contábeis Consolidadas do exercício juntamente com os Pareceres de envio obrigatório serão submetidos aos Órgãos de Administração e Fiscalização da ELETROS, bem como serão enviados àquela Superintendência, dentro do prazo legal, que findará em 31/03/2017, via Portal de sistemas, motivo pelo qual não possuímos a Manifestação da SPC respectiva, que acreditamos fora derrogada. Principalmente porque a fiscalização da PREVIC, que extinguiu a antiga SPC, é fundamentada na metodologia de Supervisão Baseada em Riscos com o monitoramento constante das informações disponibilizadas por meio do Portal, e foco maior na prevenção.

Informamos que no ano de 2017, a Eletrobras realizou auditoria na ELETROS, conforme dados abaixo:

1. **Gestão de Fundo de Pensão – ELETROS –** Relatório de Auditoria nº 17/2017; e
2. **Gestão de Saúde, Segurança e Qualidade de Vida –** Relatório de Auditoria nº 10/2017.

Além da auditoria, em 2017 a Patrocinadora acompanhou, através dos Planos de Providências, a implementação das recomendações emitidas em auditorias realizadas em anos anteriores, conforme abaixo:

1. Benefícios Assistenciais – Reembolso de Assistência Médica e Odontológica - Relatório de Auditoria Nº 15/2013 - de 02/09/2013 - Acompanhamentos realizados em 10/01/2017 e 07/02/2017;

2 - Folha de Benefícios – Relatório de Auditoria Nº 19/2015 - de 03/07/2015 - Acompanhamentos realizados em 07/04/2017 e 08/05/2017;

3 – Gestão de Recursos – Relatório de Auditoria Nº 08/2016 – de 07/06/2016 – Acompanhamentos realizados em 10/01/2017, 07/04/2017, 08/05/2017 e 31/05/2017;

4 – Gestão de Saúde, Segurança e Qualidade de Vida – Relatório de Auditoria Nº 10/2017 – de 26/05/2017 – Acompanhamentos realizados em 10/07/2017, 04/08/2017, 06/09/2017 e 13/12/2017;

5 – Gestão de Fundos de Pensão – Relatório de Auditoria Nº 17/2017 – de 21/08/2017 – Acompanhamentos realizados em 13/10/2017, 08/12/2017 e 13/12/2017.

Teste de Aderência das Hipóteses Biométricas e Demográficas dos Planos de Contribuição Definida e Contribuição Variável administrados pela ELETROS conforme Instrução Normativa MPS/PREVIC nº 23, de 26 de junho de 2015

Autores:

Fernanda Ferrarezi Lemos

Bruno Sardinha Lopes

Resumo:

Em consonância à Instrução Normativa MPS/PREVIC nº 23, de 26 de junho de 2015, esta Nota Técnica apresenta a metodologia utilizada para verificar a aderência das hipóteses biométricas, demográficas, econômicas e financeiras (à exceção da taxa real de juros, que será objeto de Nota Técnica específica) dos planos CDs e CVs administrados pela ELETROS, bem como os resultados dos testes adotados.

Palavras-chave:

Teste de Aderência, Estudo de Hipóteses, Tábua de Mortalidade, CD ELETROBRÁS, BPDS, CV ONS, EPE e CD CERON

1. Hipóteses Biométricas e Demográficas

As hipóteses biométricas e demográficas utilizadas como parâmetros nos planos CDs e CVs administrados pela ELETROS são as tábuas de mortalidade geral, entrada em invalidez e

mortalidade de inválidos, além da hipótese de composição familiar utilizada para o cálculo das Provisões Matemáticas de Benefícios a Conceder da modalidade BPDS do Plano CD ELETROBRÁS.

As três tábuas acima referenciadas são utilizadas com o intuito de estabelecer o custeio necessário para arcar com os benefícios não programáveis dos planos, sendo as tábuas de mortalidade utilizadas para o cálculo da Renda Mensal Vitalícia paga aos assistidos que solicitarem tal benefício (a tábua de mortalidade de inválidos é utilizada na concessão dos benefícios por invalidez e a tábua de mortalidade geral nos demais).

A tábua de mortalidade geral também compõe o rol das premissas utilizadas para mensuração das Provisões Matemáticas de Benefícios Concedidos dos assistidos em recebimento de Renda Mensal Vitalícia.

1.1 Descrição da Metodologia para teste de tábuas biométricas

Para uma avaliação correta e precisa das obrigações do plano de benefícios com seus participantes ativos e assistidos, é necessário que as premissas utilizadas estejam em linha com a realidade do plano que está sendo avaliado. Tal garantia é dada pela constante verificação dessas hipóteses através de testes de aderência.

A ELETROS atualmente administra 4 planos de benefícios nas modalidades de contribuição definida e contribuição variável, objetos desse estudo. São eles:

Plano	Data de abertura do plano	Quantidade de Participantes Ativos e Assistidos em maio/17
Plano CV ONS	Setembro/2000	953
Plano CD ELETROBRÁS	Abril/2006	1.648
Plano CV EPE	Dezembro/2009	291
Plano CD CERON	Agosto/2011	575

Em função do número reduzido de participantes ativos e assistidos dos planos individualmente, do pouco tempo de existência de alguns planos e, ainda, das características semelhantes entre as patrocinadoras, optamos por considerar todos os participantes ativos e assistidos em uma única massa para fins de teste de aderência.

Em consonância à Instrução Normativa nº 23 de 2015, foi adotado um período histórico de cinco exercícios, sendo utilizada para definição dos expostos ao risco estudado a massa existente em maio dos anos de 2012, 2013, 2014, 2015 e 2016 e os eventos ocorridos em cada intervalo até maio de 2017.

Para verificar a adequabilidade das hipóteses de mortalidade geral, entrada em invalidez e mortalidade de inválidos, foi testada a homogeneidade entre o que apuramos na experiência dos planos, através dos registros obtidos em cada fechamento de cadastro, e o estimado, encontrado ao se aplicar as probabilidades das tábuas biométricas no número de pessoas expostas ao risco em estudo, de acordo com cada idade.

Para realização do teste, foram construídas tabelas de dupla entrada, estando nas linhas os eventos relacionados à tábua testada (podendo ser morte/sobrevivência de válido ou inválido ou entrada/não entrada em invalidez) e nas colunas o número de eventos observados na massa de participantes ativos e assistidos vinculados aos planos e o esperado de acordo com as probabilidades dadas pelas tábuas testadas.
Em seguida, construímos os testes estabelecendo as seguintes hipóteses:

H_0: As populações observada e estimada de acordo com a tábua são **homogêneas** entre si.

H_1: As populações observada e estimada de acordo com a tábua são **heterogêneas** entre si.

Como estatística de teste, utilizamos o qui-quadrado de Pearson, obtida através da equação (1.1):

$$\chi^2_{calc} = \sum_{i=1}^{r} \sum_{j=1}^{s} \frac{(n_{ij} - n^*_{ij})^2}{n^*_{ij}} \qquad (1.1)$$

Onde:

n_{ij} é a frequência observada na linha i e na coluna j;

n^*_{ij} é a frequência esperada na linha i e na coluna j;

r é o número de linhas; e

s é o número de colunas.

Cada frequência esperada da equação (1.1) pode ser encontrada através da equação (1.2):

$$n_{ij}^{*} = \frac{(\text{total linha}_{i}) * (\text{total coluna}_{j})}{\text{total de observações}} \qquad (1.2)$$

Destaca-se que para determinação dos números observados e esperados em cada idade, foi utilizada a média entre os cinco exercícios estudados.

Definidas as hipóteses e com o valor da estatística de teste calculado, necessitamos da definição de outras variáveis que serão levadas em consideração para aceitarmos ou não as hipóteses propostas. São elas: os graus de liberdade e o nível de significância do teste.

Os graus de liberdade são calculados da seguinte forma:

$$GL = (r-1) \times (s-1) \qquad (1.3)$$

Com “r” e “s” definidos anteriormente.

Ainda, como praticado normalmente em testes de aderência, adotamos um nível de significância de 5% para os testes realizados.

Uma vez estabelecidos esses valores, consultamos a tabela de Distribuição Acumulada da Função Qui-Quadrado e obtemos o valor da estatística χ^2_{tab}.

Como a distribuição de Qui-Quadrado é conhecida, a região de rejeição do teste é determinada a partir de valores tabelados. Neste caso, rejeitaremos H_0, se a estatística χ^2_{calc} apresentar valores maiores que χ^2_{tab}.

Essa decisão pode ser reafirmada ao compararmos o p-valor calculado com o nível de significância adotado. O p-valor é a probabilidade de erro tipo I: rejeitar H_0 quando H_0 é verdadeiro. Dessa forma, se o p-valor for inferior a 5%, H_0 deve ser rejeitada.

1.2 Aplicação do Teste Qui-Quadrado para determinação da tábua de mortalidade geral

A tábua de mortalidade geral atualmente em vigor nos planos CDs e CVs administrados pela ELETROS é a AT-2000 Basic segregada por sexo, cuja expectativa de vida completa é superior à tábua AT-83, estando de acordo com a legislação específica.

As tábuas analisadas para mortalidade geral foram AT-2000 Basic Masculina, AT-2000 Basic M&F e AT-83 M&F.

Realizando o teste qui-quadrado para verificar a aderência das tábuas acima apresentadas, encontramos os seguintes resultados:

Tábua	χ^2_{calc}	χ^2_{tab}	**p-valor**	**Decisão**
AT-2000 Basic M	1,00	3,84	31,73%	Não Rejeita
AT-2000 Basic M&F	0,54	3,84	46,36%	Não Rejeita
AT-83 M&F	1,14	3,84	28,64%	Não Rejeita

Analisando a tabela, podemos verificar que todas as tábuas testadas estariam aderentes à massa de participantes ativos e assistidos dos planos CDs e CVs administrados pela ELETROS.

Dessa forma, sugerimos a manutenção da tábua AT-2000 Basic segregada por sexo uma vez que o teste qui-quadrado comprova a aderência da mesma em relação à experiência observada nos planos.

Apresentamos o quadro comparando o número de ocorrências observadas e o número esperado nos últimos 5 anos:

Mortalidade Geral nos últimos 5 anos										
Período	Expostos		Número de ocorrências		Número esperado					
					AT-2000 Basic Masculina		AT-2000 Basic segregada por sexo		AT-83 segregada por sexo	
	Masc	Fem	Masc	Fem	Masc	Fem	Masc	Fem	Masc	Fem

jun/12 a mai/13	2222	981	6	1	7,92	2,47	7,92	1,40	9,28	1,47
jun/13 a mai/14	2263	1005	4	1	8,60	2,83	8,60	1,62	10,07	1,71
jun/14 a mai/15	2234	1006	8	2	8,93	3,09	8,93	1,80	10,44	1,90
jun/15 a mai/16	2289	1043	7	0	9,72	3,37	9,72	1,96	11,34	2,06
jun/16 a mai/17	2337	1074	6	4	10,71	3,72	10,71	2,18	12,48	2,29
Média	**2269,00**	**1021,80**	**6,20**	**1,60**	**9,18**	**3,10**	**9,18**	**1,79**	**10,72**	**1,89**

1.3 Aplicação do Teste Qui-Quadrado para determinação da tábua de entrada em invalidez

A tábua de entrada em invalidez atualmente em vigor nos planos CDs e CVs administrados pela ELETROS é a Grupo Americana.

As tábuas analisadas para entrada em invalidez foram, além da tábua vigente, a Álvaro Vindas, Light Fraca e TASA-1927_EI.

Realizando o teste qui-quadrado para verificar a aderência das tábuas acima apresentadas, encontramos os seguintes resultados:

Tábua	χ^2_{calc}	χ^2_{tab}	**p-valor**	**Decisão**
Light Fraca	8,49	3,84	0,36%	**Rejeita**
Álvaro Vindas	4,39	3,84	3,62%	**Rejeita**
Grupo Americana	2,50	3,84	11,40%	Não Rejeita
TASA-1927_EI	3,85	3,84	4,99%	**Rejeita**

Analisando a tabela, podemos verificar que apenas a tábua Grupo Americana estaria aderente à massa de participantes ativos dos planos CDs e CVs administrados pela ELETROS.

Dessa forma, sugerimos a manutenção da tábua Grupo Americana, uma vez que o teste qui-quadrado comprova a aderência da mesma em relação à experiência observada nos planos.

Apresentamos o quadro comparando o número de ocorrências observadas e o número esperado nos últimos 5 anos:

Entrada em Invalidez nos últimos 5 anos						
Período	Expostos	Número de ocorrências	Número esperado			
			Light Fraca	Álvaro Vindas	Grupo Americana	TASA-1927 - Entrada em Invalidez
jun/12 a mai/13	2972	1	10,03	6,17	4,20	5,59
jun/13 a mai/14	3008	2	11,40	6,81	4,58	6,14

jun/14 a mai/15	2772	0	9,26	5,64	3,90	5,19
jun/15 a mai/16	2831	0	10,39	6,18	4,24	5,68
jun/16 a mai/17	2874	0	11,54	6,78	4,59	6,13
Média	**2891,40**	**0,60**	**10,52**	**6,31**	**4,30**	**5,75**

1.4 Aplicação do Teste Qui-Quadrado para determinação da tábua de mortalidade de inválidos

A tábua de mortalidade de inválidos atualmente em vigor nos planos CDs e CVs administrados pela ELETROS é a AT-49 Masculina.

As tábuas analisadas para mortalidade de inválidos foram, além da tábua vigente, a AT-83 Masculina e TASA-1927_MI.

Realizando o teste qui-quadrado para verificar a aderência das tábuas acima apresentadas, encontramos os seguintes resultados:

Tábua	χ^2_{calc}	χ^2_{tab}	**p-valor**	**Decisão**
AT-83 M	0,03	3,84	85,37%	Não Rejeita
TASA-1927_MI	0,00	3,84	97,42%	Não Rejeita
AT-49 M	0,06	3,84	80,40%	Não Rejeita

Analisando a tabela, podemos verificar que todas as tábuas testadas estariam aderentes à massa de aposentados por invalidez dos planos CDs e CVs administrados pela ELETROS.

Dessa forma, sugerimos a manutenção da tábua AT-49 Masculina, uma vez que o teste qui-quadrado comprova a aderência da mesma em relação à experiência observada nos planos.

Apresentamos o quadro comparando o número de ocorrências observadas e o número esperado nos últimos 5 anos:

Mortalidade de Inválidos nos últimos 5 anos					
Período	Expostos	Número de ocorrências	Número esperado		
			AT-83 Masculina	TASA-1927 - Mortalidade de Inválidos	AT-49 Masculina
jun/12 a mai/13	2	0	0,01	0,00	0,02
jun/13 a mai/14	3	0	0,02	0,00	0,04
jun/14 a mai/15	6	0	0,04	0,00	0,08
jun/15 a mai/16	6	0	0,05	0,00	0,08
jun/16 a mai/17	6	0	0,03	0,00	0,06

Média	**4,60**	**0,00**	**0,03**	**0,00**	**0,06**

1.5 Hipótese de Composição Familiar

Como apresentado anteriormente, a hipótese de composição familiar é aplicada aos ativos que optaram pelo Benefício Proporcional Diferido Saldado na migração do Plano BD ELETROBRÁS para o Plano CD ELETROBRÁS.

Tendo em vista que muitas vezes o participante em atividade ainda não possui família constituída, ao se precificar o compromisso do plano com este participante, a Reserva Matemática pode estar sendo subestimada. Dessa forma, faz-se necessária a adoção de uma premissa de composição familiar para o cálculo dos benefícios a conceder, sendo utilizada uma probabilidade de casados na massa, com uma diferença de idade entre homens e mulheres.

Na modalidade BPDS do Plano CD ELETROBRÁS é utilizada a hipótese de que 85% dos participantes serão casados, com a mulher sendo 4 anos mais jovem que o homem.

Para verificação da aderência da hipótese, verificamos o percentual de casados e a diferença de idade observada na massa de aposentados na modalidade BPDS do Plano CD ELETROBRÁS no mês de maio dos anos de 2013, 2014, 2015, 2016 e 2017. Foram observados os seguintes resultados:

Ano	Nº de Assistidos	Probabilidade de Casados	Diferença de Idade entre Homem e Mulher
2013	90	72,22%	2,30
2014	171	72,51%	2,99
2015	170	71,76%	3,04
2016	170	76,47%	3,10
2017	176	76,70%	3,16

Considerando que a hipótese utilizada na última avaliação atuarial é mais conservadora que o observado na massa, propomos que seja mantida a hipótese de composição familiar vigente para o cálculo das Provisões Matemáticas de Benefícios a Conceder da modalidade BPDS do Plano CD ELETROBRÁS.

2. Hipóteses Financeiras e Econômicas

As hipóteses financeiras e econômicas utilizadas nos planos CDs e CVs administrados pela ELETROS são o Indexador do Plano para Reajuste de Benefícios, a Taxa Real Anual de Juros e o "Fator de Determinação do Valor Real do Tempo Ben Entidade", que também apresenta a nomenclatura de fator capacidade dos benefícios.

Tanto o indexador do plano quanto o fator capacidade dos benefícios são premissas que dependem da inflação e de baixo impacto na avaliação atuarial, de forma que, por sua similaridade, serão tratadas juntas na próxima seção.

A Taxa Real de Juros é a principal premissa econômica utilizada na avaliação atuarial e na determinação do valor do benefício nos Planos CD ELETROBRÁS, CV ONS e EPE. O teste de aderência desta premissa será realizado em Nota Técnica própria em conformidade com a Instrução Normativa MPS/PREVIC nº 23, de 26 de junho de 2015.

2.1 Fator de capacidade dos benefícios e Indexador do Plano para Reajuste de Benefícios

Conforme mencionado anteriormente, as premissas tratadas nesta seção são diretamente relacionadas à inflação esperada para o próximo exercício. Enquanto o fator capacidade tem o objetivo de refletir a defasagem do benefício na data da avaliação, o indexador do plano para reajuste do benefício aponta se o reajuste do benefício estará alinhado com a inflação.

A ELETROS adota como índice de inflação o Índice Nacional de Preços ao Consumidor – INPC do IBGE, tendo esse índice atingido os percentuais abaixo no encerramento de cada ano:

Exercício	INPC
2012	6,20%
2013	5,56%
2014	6,23%
2015	11,28%
2016	6,58%

O fator capacidade dos benefícios adotado no Plano CD ELETROBRÁS é de 0,98, coerente com uma inflação entre 3,50% e 5,50%. Observamos que a média da inflação medida pelo INPC nos últimos 5 anos apontaria para um fator de capacidade de 0,97. Entretanto, considerando que a

meta de inflação determinada pelo Governo é de 4,50%, propomos a manutenção do fator de capacidade dos benefícios de 0,98, conservadoramente.

No que tange ao indexador do plano para fins de reajuste, a premissa vigente é a de que o reajuste será realizado pelas cotas do patrimônio. Considerando que os Planos EPE, CV ONS e CD ELETROBRÁS preveem recálculo do benefício para renda mensal programada e aplicação da variação do INPC para benefícios de renda mensal vitalícia, enquanto o CD CERON tem seu reajuste dado pela variação da cota, entendemos que as cotas do patrimônio / INPC deverão permanecer como indexadores dos planos fins de reajuste de benefícios no encerramento do exercício de 2017.

3. Parecer Conclusivo do Atuário

Tendo em vista o exposto nessa Nota Técnica, em conformidade com as melhores práticas atuariais e com a legislação vigente, propomos as seguintes premissas a serem adotadas na Avaliação Atuarial de encerramento do exercício de 2017:

Premissa	Utilizada na Avaliação de 2016	Proposta para a Avaliação de 2017
Mortalidade Geral	AT-2000 Basic M&F	Manutenção da hipótese
Entrada em Invalidez	Grupo Americana	Manutenção da hipótese
Mortalidade de Inválidos	AT-49 Masculina	Manutenção da hipótese
Composição Familiar	85% casados e mulher 4 anos mais nova que o homem	Manutenção da hipótese
Indexador do Plano	Cotas do Patrimônio / INPC	Manutenção da hipótese
Fator Capacidade	0,98	Manutenção da hipótese

Recomendamos o acompanhamento anual das premissas utilizadas de forma a garantir uma maior confiabilidade na determinação dos resultados dos Planos de Benefícios.

_____

Bruno Sardinha Lopes

Especialista Atuarial – MIBA 2.198

_____

Fernanda Ferrarezi Lemos

Analista Atuarial – MIBA 2.796

ANEXO I:

- Teste de Aderência - Mortalidade Geral

ANEXO II:

- Teste de Aderência - Entrada em Invalidez

ANEXO III:

- Teste de Aderência - Mortalidade de Inválidos

ANEXO IV:

- Atestado de validação do Administrador Responsável pelo Plano de Benefícios – ARPB, relativo aos dados cadastrais e demais informações referentes ao passivo atuarial utilizados no estudo técnico.

ANEXO I:

ESTUDO DE ADERÊNCIA DE TÁBUAS DE MORTALIDADE GERAL - EXERCÍCIO 2017

	Planos CD/CV	AT 2000 Basic M	Total	Calcs	AT 2000 Basic M	Total
Nº de Mortes	7,80	12,27	20	10,036947	10,036947	20,073894
Nº de Sobrevivências	3283,00	3278,53	6562	3280,763053	3280,763053	6561,52611
Total	3290,80	3290,80	6582	3290,8	3290,8	6581,6
(O-E)^2	5,003931881	5,003931881	Calculado	1,00		
	5,003931881	5,003931881	Tabelado	3,84		
(O-E)^2 / E	0,50	0,50	p-valor	31,73%		
	0,00	0,00	Decisão	Não Rejeita		

	Planos CD/CV	AT 2000 Basic M&F	Total	Calcs	AT 2000 Basic M&F	Total
Nº de Mortes	7,80	10,97	19	9,3853755	9,3853755	18,770751
Nº de Sobrevivências	3283,00	3279,83	6563	3281,414625	3281,414625	6562,82925
Total	3290,80	3290,80	6582	3290,8	3290,8	6581,6
(O-E)^2	2,513415476	2,513415476	Calculado	0,54		
	2,513415476	2,513415476	Tabelado	3,84		
(O-E)^2 / E	0,27	0,27	p-valor	46,36%		
	0,00	0,00	Decisão	Não Rejeita		

	Planos CD/CV	AT 1983 M&F	Total	Calcs	AT 1983 M&F	Total
Nº de Mortes	7,80	12,61	20	10,2040831	10,2040831	20,4081662
Nº de Sobrevivências	3283,00	3278,19	6561	3280,595917	3280,595917	6561,19183
Total	3290,80	3290,80	6582	3290,8	3290,8	6581,6
(O-E)^2	5,779615552	5,779615552	Calculado	1,14		
	5,779615552	5,779615552	Tabelado	3,84		
(O-E)^2 / E	0,57	0,57	p-valor	28,64%		
	0,00	0,00	Decisão	Não Rejeita		

ANEXO II:

ESTUDO DE ADERÊNCIA DE TÁBUAS DE ENTRADA EM INVALIDEZ - EXERCÍCIO 2017

	Planos CD/CV	Light Fraca	Total	Plano	Light Fraca	Total
Nº de Invalidez	0,75	10,52	11	5,636496	5,636496	11,272992
Nº de Válidos	2895,00	2885,23	5780	2890,113504	2890,113504	5780,227008
Total	2895,75	2895,75	5792	2895,75	2895,75	5791,5
(O-E)^2	23,87784316	23,87784316	Calculado	8,49		
	23,87784316	23,87784316	Tabelado	3,84		
(O-E)^2 / E	4,24	4,24	p-valor	0,36%		
	0,01	0,01	Decisão	Rejeita		

	Planos CD/CV	Álvaro Vindas	Total	Plano	Álvaro Vindas	Total
Nº de Invalidez	0,75	6,31	7	3,5319989	3,5319989	7,0639978
Nº de Válidos	2895,00	2889,44	5784	2892,218001	2892,218001	5784,436002
Total	2895,75	2895,75	5792	2895,75	2895,75	5791,5
(O-E)^2	7,73951788	7,73951788	Calculado	4,39		
	7,73951788	7,73951788	Tabelado	3,84		
(O-E)^2 / E	2,19	2,19	p-valor	3,62%		
	0,00	0,00	Decisão	Rejeita		

	Planos CD/CV	GRUPO AMERICANA	Total	Plano	GRUPO AMERICANA	Total
Nº de Invalidez	0,75	4,30	5	2,525433	2,525433	5,050866
Nº de Válidos	2895,00	2891,45	5786	2893,224567	2893,224567	5786,449134
Total	2895,75	2895,75	5792	2895,75	2895,75	5791,5
(O-E)^2	3,152162337	3,152162337	Calculado	2,50		
	3,152162337	3,152162337	Tabelado	3,84		
(O-E)^2 / E	1,25	1,25	p-valor	11,40%		
	0,00	0,00	Decisão	Não Rejeita		

	Planos CD/CV	TASA 1927_El	Total	Plano	TASA 1927_El	Total
Nº de Invalidez	0,75	5,75	6	3,247869	3,247869	6,495738
Nº de Válidos	2895,00	2890,00	5785	2892,502131	2892,502131	5785,004262
Total	2895,75	2895,75	5792	2895,75	2895,75	5791,5
(O-E)^2	6,239349541	6,239349541	Calculado	3,85		
	6,239349541	6,239349541	Tabelado	3,84		
(O-E)^2 / E	1,92	1,92	p-valor	4,99%		
	0,00	0,00	Decisão	Rejeita		

ANEXO III:

ESTUDO DE ADERÊNCIA DE TÁBUAS DE MORTALIDADE DE INVÁLIDOS - EXERCÍCIO 2017

	Planos CD/CV	AT 83 M	Total	Planos CD/CV	AT 83 M	Total
Nº de Mortes	0,00	0,03	0	0,0169443	0,0169443	0,0338886
Nº de Sobrevivências	4,60	4,57	9	4,5830557	4,5830557	9,1661114
Total	4,60	4,60	9	4,6	4,6	9,2
(O-E)^2	0,000287109	0,000287109	Calculado	0,03		
	0,000287109	0,000287109	Tabelado	3,84		
(O-E)^2 / E	0,02	0,02	p-valor	85,37%		
	0,00	0,00	Decisão	Não Rejeita		

	Planos CD/CV	TASA 1927_MI	Total	Planos CD/CV	TASA 1927_MI	Total
Nº de Mortes	0,00	0,00	0	0,000522	0,000522	0,001044
Nº de Sobrevivências	4,60	4,60	9	4,599478	4,599478	9,198956
Total	4,60	4,60	9	4,6	4,6	9,2
(O-E)^2	2,72484E-07	2,72484E-07	Calculado	0,00		
	2,72484E-07	2,72484E-07	Tabelado	3,84		
(O-E)^2 / E	0,00	0,00	p-valor	97,42%		
	0,00	0,00	Decisão	Não Rejeita		

	Planos CD/CV	AT 49 M	Total	Planos CD/CV	AT 49 M	Total
Nº de Mortes	0,00	0,06	0	0,030603	0,030603	0,061206
Nº de Sobrevivências	4,60	4,54	9	4,569397	4,569397	9,138794
Total	4,60	4,60	9	4,6	4,6	9,2
(O-E)^2	0,000936544	0,000936544	Calculado	0,06		
	0,000936544	0,000936544	Tabelado	3,84		
(O-E)^2 / E	0,03	0,03	p-valor	80,40%		
	0,00	0,00	Decisão	Não Rejeita		

Título:

Teste de Aderência das hipóteses de taxas reais de juros dos Planos de Contribuição Definida e Contribuição Variável administrados pela ELETROS, para a avaliação atuarial de encerramento do exercício de 2017, conforme Instrução Normativa MPS/PREVIC nº 23 de 26 de junho de 2015

Autor:

Bruno Sardinha Lopes

Resumo:

Em consonância à Instrução Normativa MPS/PREVIC nº 23 de 26 de junho de 2015, esta Nota Técnica apresenta a metodologia utilizada para verificar a aderência das hipóteses de taxas reais de juros dos Planos CDs e CVs administrados pela ELETROS, bem como os resultados obtidos, para a avaliação atuarial de encerramento do exercício de 2017.

Palavras-chave:

Teste de Aderência, Estudo de hipóteses, Taxa real de juros, CD ELETROBRÁS, BPDS, CV ONS, EPE e CD CERON

4. ORIENTAÇÕES DA INSTRUÇÃO Nº 23/2015

O estudo deve ser elaborado pelo atuário habilitado e legalmente responsável pelo plano. Todas as hipóteses atuariais devem ser embasadas por estudos técnicos.

Validade dos estudos de aderência:

- Taxa de Juros: 1 ano;
- Biométricas e Demográficas: 3 anos.

Resumo de exigências e condições mínimas:

- Descrição e justificativa das metodologias utilizadas;
- Parecer conclusivo do atuário do plano;
- Atestado de validação dos dados cadastrais emitido pelo ARPB;
- Atestado de validação das informações de investimento emitido pelo AETQ;
- Estudo deve ficar disponível na entidade pelo prazo de 5 anos para consulta e fiscalização.

A IN 23 estipula regras para utilização de taxas reais de juros fora do intervalo definido no item 4.2 do Anexo à Resolução CGPC nº 18/2006 (alterada pela Resolução CNPC 15/2014):

- Inclusão de itens adicionais, que tornam o estudo mais complexo;

- Estudo deve ser submetido à aprovação da Previc, até 31 de agosto de cada ano, acompanhado de requerimento de autorização prévia assinado pelo representante legal da EFPC, contendo: ata de reunião da Diretoria Executiva, com a sua aprovação ao estudo técnico de adequação e ao requerimento de autorização, ata de reunião do Conselho Deliberativo e Parecer a Ata da reunião do Conselho Fiscal;

- A análise da PREVIC será em, no máximo, 3 meses.

A aplicação da referida instrução é obrigatória a partir da avaliação atuarial do encerramento do exercício de 2016.

Ressaltamos que o Inciso I do art. 3º da IN 23 desobriga a realização de estudo de convergência entre a hipótese de taxa de juros real anual e a taxa de retorno anual projetada para os Planos CV ONS, EPE e CD CERON, visto que tais planos não possuem valor ou nível de benefício previamente estabelecido e seu custeio não é determinado atuarialmente até o momento.

No entanto, o Inciso II do art. 3º e o art. 4º da IN 23 estabelecem que todas as hipóteses devem estar embasadas em estudo técnico. Com isso, será realizado teste de aderência da premissa de taxa real de juros para todos os Planos CDs e CVs administrados por esta Fundação, haja vista que os Planos CD Eletrobrás, CV ONS e EPE utilizam da taxa real de juros para cálculo do

benefício e reajuste anual. Enquanto o Plano CD CERON utiliza de tal hipótese estimativa do saldo projetado na data de aposentadoria.

Para cálculo do Fluxo do Passivo Atuarial do Plano utilizado neste estudo, iremos considerar as premissas definidas na Demonstração Atuarial de 31/12/2017 e, adicionalmente, as seguintes:

- Idade de aposentadoria provável: 60 anos;

- Prazo de recebimento da renda de aposentadoria para ativos, exceto para o Plano CD CERON: Até os 75 anos, sem reversão em renda vitalícia;

- Fator de cálculo de benefício para ativos do Plano CD CERON: 0,008.

5. METODOLOGIA UTILIZADA PARA DEFINIÇÃO DA HIPÓTESE DE TAXA REAL DE JUROS

A modelagem matemática utilizada na projeção da expectativa de retorno da carteira de ativos dos Planos foi parametrizada com base nas expectativas definidas na Política de Investimentos da ELETROS de 2017, bem como nas projeções de longo prazo da Consultoria MCM de setembro de 2017.

O modelo matemático utilizado é estocástico (1.000 cenários diferentes).

O processo estocástico do modelo não prevê o fator de correlação existente entre as classes de ativos da carteira, já que todas as variáveis envolvidas foram atreladas ao CDI, fazendo com que esta seja a variável-chave submetida às 1.000 iterações.

As carteiras de imóveis, empréstimos e ativos classificados contabilmente como “mantidos até o vencimento” foram tratados de forma determinística e individualizada.

Para cálculo da TIR das demais carteiras o modelo considera que os desinvestimentos anuais devem ser suficientes para pagamento do fluxo do benefício líquido das contribuições.

A diferença entre o fluxo anual de receitas financeiras e o fluxo previdenciário foi rentabilizada com retorno real similar ao do CDI.

Passo a passo para definição da premissa de taxa real de juros para cada um dos planos:

1. Definição do cenário econômico de curto e longo prazo;

2. Definição das premissas adotadas no estudo;

3. Definição das taxas de administração;

4. Apuração da distribuição da variável-chave;

5. Validação dos dados cadastrais e demais informações referentes ao passivo atuarial pelo ARPB;

6. Validação das informações das carteiras de investimentos dos planos pelo AETQ;

7. Definição da TIRteste (A primeira TIRteste deverá ser igual a taxa real de juros utilizada no encerramento do exercício da avaliação atuarial imediatamente anterior);

8. Aplicação da metodologia apresentada para identificar a adequação da hipótese testada (TIRteste);

    a. Apuração dos 1.000 diferentes cenários sobre a variável-chave;

    b. Apuração das 1.000 diferentes taxas internas de retorno da carteira que servirão para determinar a probabilidade da carteira de investimentos alcançar rentabilidade superior à hipótese testada;

9. Conforme IN 23, a TIRteste estará adequada ao plano caso se encontre em um intervalo de confiança (IC) superior a 50%. No entanto, conservadoramente iremos considerar que a TIRteste estará adequada caso se encontre em um IC superior a 55%. Ademais, iremos buscar uma TIRteste que atenda não somente ao requisito em questão (IC > 55%), mas uma TIRteste única que seja compatível para os Planos CD Eletrobrás, CV ONS e EPE, de forma a evitar possíveis questionamentos dos participantes dos Planos CDs e CVs. Ressaltamos que a taxa real de juros não afeta o cálculo/reajuste dos benefícios do Plano CD CERON, dessa forma para esse Plano iremos utilizar somente o critério definido na IN 23 (IC > 50%).

10. Caso a TIRteste, estabelecida no item 7, não atenda aos critérios definidos no item 9, deverá ser estabelecida uma nova TIRteste, repetindo a metodologia supracitada (a partir do item 7). Destacamos que o processo deverá ser realizado quantas vezes forem necessárias até que se encontre taxas reais de juros que atendam aos critérios definidos no item 9.

6. PREMISSAS ECONÔMICAS ADOTADAS NO ESTUDO

As premissas econômicas adotadas neste estudo foram definidas pelo Grupo Técnico da ELETROS composto pelas áreas ACB, ALL e GIN, conforme Anexo I desta Nota Técnica, a saber:

6.1. Premissas de rentabilidades anuais esperadas por segmento:

IMÓVEIS:

- A meta de rentabilidade real do segmento de imóveis será de 5,50% a.a.
- Por hipótese, todos os imóveis serão vendidos no encerramento do exercício de 2035.

EMPRÉSTIMOS:

- A meta de rentabilidade real do segmento de empréstimos foi determinada na política de investimentos de 2017 (6,40% a.a. para os Planos EPE e CD CERON e 6,90% a.a. para os demais Planos da ELETROS).
- Por hipótese, essa carteira será zerada ao término do prazo médio dos empréstimos concedidos na data-base.

RENDA FIXA:

- A meta de rentabilidade real do segmento de títulos do governo atrelados à inflação do tipo IMA-B será equivalente à variação de do CDI acumulada no ano acrescida de 2,00% (prêmio de risco).
- A meta de rentabilidade real do segmento de títulos do governo atrelados à inflação do tipo IMA-C será equivalente à variação de do CDI acumulada no ano acrescida de 2,00% (prêmio de risco).
- Por hipótese, 50% da carteira de renda fixa será zerada no encerramento do exercício de 2040, enquanto os outros 50% serão vendidos somente em 2050.

RENDA VARIÁVEL:

- A meta de rentabilidade real do segmento de renda variável será equivalente à variação do CDI acumulada no ano acrescida de 5,50% (prêmio de risco).
- Por hipótese, essa carteira será zerada no encerramento do exercício de 2060.

INVESTIMENTOS ESTRUTURADOS:

- A meta de rentabilidade real do segmento de investimentos estruturados será equivalente à variação do CDI acumulada no ano acrescida de 7,50% (prêmio de risco).
- Por hipótese, essa carteira será zerada no encerramento do exercício de 2060.

TÍTULOS PRIVADOS INDEXADOS À INFLAÇÃO:

- A meta de rentabilidade real do segmento de títulos privados atrelados à inflação será equivalente à variação do CDI acumulada no ano acrescida de 2,50% (prêmio de risco).
- Por hipótese, essa carteira será zerada no encerramento do exercício de 2045.

TÍTULOS PRIVADOS INDEXADOS AO CDI:

- A meta de rentabilidade real do segmento de títulos públicos (IMA-S) e de títulos privados atrelados ao CDI será equivalente à variação CDI acumulada no ano.

- Por hipótese, essa carteira será liquidada somente no penúltimo ano antes da exaustão do plano.

Com isso, por hipótese, vemos que a partir do ano de 2060 a carteira será composta, somente, por títulos privados atrelados ao CDI, por conservadorismo.

Ressaltamos que:

1 - Para os Planos CD Eletrobrás e CV ONS, por hipótese, o desinvestimento necessário para pagamento dos benefícios será linear para todas as carteiras, com exceção da carteira de Renda Variável na qual o desinvestimento será diferido por 5 anos.

2 - Para os Planos CD CERON e EPE, por hipótese, o desinvestimento necessário para pagamento dos benefícios será linear para todas as carteiras a partir do 6º ano. Nesses Planos o desinvestimento será igual a zero nos primeiros 5 anos em função do Fluxo Previdenciário dos Planos em questão.

A premissa de inflação (INPC) de longo prazo é de 4,50% a.a., em linha com o centro da meta de inflação determinada pelo Governo (4,50% a.a.).

6.2. Taxas de administração

Os custos relativos às despesas administrativas e custos com a carteira de investimentos foram deduzidos diretamente da rentabilidade esperada da carteira de ativos em cada ano de projeção. Esse custo foi estimado 0,50% a.a. para todos os planos, com exceção dos planos CD CERON e EPE nos quais os custos administrativos são respectivamente de 0,80% a.a. e 0,00% a.a.

6.3. Distribuição da variável-chave (CDI)

Conforme definido pelo Grupo Técnico da ELETROS composto pelas áreas ACB, ALL e GIN:

- Até o ano de 2021, a variável-chave irá obedecer a uma distribuição normal com média 4,35% e desvio-padrão de 1,23% calculado utilizando o índice histórico mensal dos últimos 10 anos anualizado (até julho de 2017), ou seja:

$CDI \sim N(4{,}35\% ; (1{,}23\%)^2)$

- A partir do ano de 2022, a variável-chave irá obedecer a uma distribuição normal com média 4,57% e desvio-padrão de 1,23%, ou seja:

$CDI \sim N(4{,}57\% ; (2{,}62\%)^2)$

7. INFORMAÇÕES NECESSÁRIAS

Esta ACB solicitou uma série de informações para as gerências da ELETROS, visando subsidiar o cálculo da TIR da carteira de investimentos de cada um dos planos.

Os dados cadastrais e demais informações referentes ao passivo atuarial utilizadas no estudo foram atestadas pelo Administrador Responsável pelo Plano de Benefícios – ARPB, através do memorando DB-ACB 023/2017.

As informações de investimentos utilizadas no estudo foram atestadas pelo Administrador Estatutário Tecnicamente Qualificado – AETQ, através do memorando DF - 001/2017.

Tais memorandos encontram-se anexos a esta Nota Técnica.

8. TAXAS REAIS DE JUROS "MÍNIMAS" E "MÁXIMAS"

A Duration do Passivo em 31/12/2016 dos Planos CV ONS, EPE e CD CERON foi fixada em 120 meses, em consonância com a Instrução MPS/PREVIC/DC Nº 19, de 04 de fevereiro de 2015, haja vista a inexistência de benefícios a conceder ou concedidos que tenham seu valor previamente estabelecido, bem como a inexistência de benefícios concedidos que possuam características de benefício definido na fase de concessão, até 31/12/2016.

A Duration do Passivo em 31/12/2016 do Plano CD Eletrobrás calculada foi de 123 meses, tal valor foi apurado através da planilha divulgada pela Portaria nº 29 de 16 de janeiro de 2017. O fluxo de contribuições e benefícios utilizado no preenchimento da planilha considera somente benefícios concedidos que tenham seu valor previamente estabelecido, bem como os demais benefícios que possuam características de benefício definido na fase de concessão, até 31/12/2016.

Em face do exposto, conforme anexo à Portaria PREVIC nº 375, de 17 de abril de 2017, os limites inferiores e superiores estabelecidos no item 4.2 do Anexo à Resolução CGPC nº 18, de 28 de março de 2006, são:

Plano	Duration	TJP	Taxa de Juros "Mínima"	Taxa de Juros "Máxima"
Plano CD Eletrobrás	10,25 anos	6,26%	4,38%	6,66%
Plano CV ONS	10 anos	6,26%	4,38%	6,66%
Plano EPE	10 anos	6,26%	4,38%	6,66%
Plano CD CERON	10 anos	6,26%	4,38%	6,66%

Conforme mencionado anteriormente, ressaltamos que a premissa de taxa real de juros do Plano CD CERON não afeta participantes ou Patrocinador, uma vez que os benefícios do Plano são calculados em função do percentual do saldo escolhido pelo participante à época de sua aposentadoria, sendo assim a hipótese de taxa real de juros é utilizada somente para fins referenciais.

9. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E RESULTADOS OBTIDOS

9.1. TIRteste1

Plano	TIRteste1	IC
Plano CD Eletrobrás	5,65%	48,5%
Plano CV ONS	5,65%	42,9%
Plano EPE	5,65%	48,4%
Plano CD CERON	4,80%	37,8%

Note que não será possível a manutenção das taxas reais de juros de utilizadas na avaliação atuarial de 31/12/2016 na avaliação atuarial de 31/12/2017, uma vez que o IC é inferior a 50% para todos os Planos supracitados.

9.2. TIRteste2

Plano	TIRteste2	IC
Plano CD Eletrobrás	5,40%	59,8%
Plano CV ONS	5,40%	51,1%
Plano EPE	5,40%	58,2%
Plano CD CERON	4,40%	51,4%

Apesar das TIRteste2 (4,40% a.a. para o Plano CD CERON e 5,40% a.a. para os demais) atender aos requisitos mínimos estabelecidos na IN 23 (IC > 50%), tal TIRteste2 não atende ao IC mínimo definido na sessão 2 desta Nota Técnica (item 9) para todos os Planos (IC > 55%). Dessa forma haverá necessidade de definição de nova TIRteste (TIRteste3).

9.3. TIRteste3

Plano	TIRteste3	IC

Plano CD Eletrobrás	5,25%	65,8%
Plano CV ONS	5,25%	57,4%
Plano EPE	5,25%	64,4%
Plano CD CERON	4,40%	51,4%

Observamos que a TIRteste3 (4,40% a.a. para o Plano CD CERON e 5,25% a.a. para os demais) atende, além dos requisitos mínimos e máximos estabelecidos na IN 23/2015 e na Portaria PREVIC nº 375/2017, os requisitos definidos na sessão 2 desta Nota Técnica.

10. RESULTADOS DEFINITIVOS

10.1. PLANO CD ELETROBRÁS

Plano CD Eletrobrás	MÉDIA	INTERVALOS DE CONFIANÇA		
		25%	50%	75%
TIR	5,62%	6,25%	5,62%	5,00%

Obteve-se, com Intervalo de Confiança de 65,8%, suporte para a adoção da taxa real de juros de 5,25% a.a. para o Plano. Dessa forma, pode-se afirmar que há confiabilidade estatística suficiente para a utilização da hipótese de taxa real de juros de 5,25% a.a. para o Plano CD Eletrobrás no encerramento do exercício de 2017.

10.2. PLANO CV ONS

Plano CV ONS	MÉDIA	INTERVALOS DE CONFIANÇA		
		25%	50%	75%
TIR	5,44%	6,12%	5,42%	4,74%

Obteve-se, com Intervalo de Confiança de 57,4%, suporte para a adoção da taxa real de juros de 5,25% a.a. para o Plano. Dessa forma, pode-se afirmar que há confiabilidade estatística suficiente para a utilização da hipótese de taxa real de juros de 5,25% a.a. para o Plano CV ONS no encerramento do exercício de 2017.

10.3. PLANO EPE

Plano EPE	MÉDIA	INTERVALOS DE CONFIANÇA		
		25%	50%	75%
TIR	5,67%	6,33%	5,61%	4,99%

Obteve-se, com Intervalo de Confiança de 64,4%, suporte para a adoção da taxa real de juros de 5,25% a.a. para o Plano. Dessa forma, pode-se afirmar que há confiabilidade estatística

suficiente para a utilização da hipótese de taxa real de juros de 5,25% a.a. para o Plano EPE no encerramento do exercício de 2017.

10.4. PLANO CD CERON

Plano CD CERON	MÉDIA	INTERVALOS DE CONFIANÇA		
		25%	50%	75%
TIR	4,43%	5,22%	4,42%	3,64%

Obteve-se, com Intervalo de Confiança de 51,4%, suporte para a adoção da taxa real de juros de 4,40% a.a. para o Plano. Dessa forma, pode-se afirmar que há confiabilidade estatística suficiente para a utilização da hipótese de taxa real de juros de 4,40% a.a. para o Plano CD CERON no encerramento do exercício de 2017.

11. PARECER CONCLUSIVO DO ATUÁRIO

Tendo em vista o exposto nessa Nota Técnica, em conformidade com as melhores práticas atuariais e com a legislação vigente, recomendamos que, para Avaliação Atuarial de encerramento do exercício de 2017, sejam adotadas as seguintes premissas:

Plano	Premissa de taxa real de juros utilizada na Avaliação de 2016	Premissa de taxa real de juros utilizada na Avaliação de 2017
Plano CD Eletrobrás	5,65% a.a.	5,25% a.a.
Plano CV ONS	5,65% a.a.	5,25% a.a.
Plano EPE	5,65% a.a.	5,25% a.a.
Plano CD CERON	4,80% a.a.	4,40% a.a.

Haverá acompanhamento anual das premissas utilizadas de forma a garantir uma maior confiabilidade na determinação dos resultados dos Planos de Benefícios, uma vez que esse estudo tem a validade máxima de 1 (um) ano.

_____

Bruno Sardinha Lopes

Especialista Atuarial – MIBA 2.198

ANEXO I:

- Atestado de validação das premissas econômicas utilizadas neste estudo pela Assessoria

Atuarial e Controladoria de Benefícios, Gerência de Investimentos e pela Assessoria de Alocação de Ativos da ELETROS.

ANEXO II:

- Atestado de validação do Administrador Responsável pelo Plano de Benefícios – ARPB, relativo aos dados cadastrais e demais informações referentes ao passivo atuarial utilizados no estudo técnico.

ANEXO III:

- Atestado de validação do Administrador Estatutário Tecnicamente Qualificado – AETQ, relativo às informações de investimentos utilizadas no estudo técnico.

ANEXO IV:

- Média das rentabilidades anuais esperadas para todo o período projetado, segregadas por Plano e por segmento de investimento.

ANEXO I:

Premissas utilizadas no Estudo da taxa real de juros da Avaliação Atuarial de 31/12/2017 para os Planos CDs e CVs		Expectativa de Retorno (real)	Ano de liquidação da Carteira*
Variável-chave (CDI): TÍTULOS PRIVADOS INDEXADOS AO CDI (IMA-S e Títulos Privados CDI)	Primeiros 5 anos	CDI ~ N (4,35% ; (1,23%)²)	100% liquidada no penúltimo ano antes da exaustão do plano (CD Elbras - Ano 2131)
	Após 5 anos	CDI ~ N (4,75% ; (1,23%)²)	
Empréstimos		6,40% para EPE e CERON 6,90% para os demais Planos	100% no prazo médio dos empréstimos concedidos na data-base (CD Elbras - 11 anos)
Imóveis		5,50% de rentabilidade real	100% em 2035
Renda Fixa (IMA-B e IMA-C)		CDI + 2,00%	50% em 2040 e o restante em 2050
Renda Variável		CDI + 5,50%	100% em 2060
Investimentos Estruturados		CDI + 7,50%	100% em 2060
TÍTULOS PRIVADOS INDEXADOS À INFLAÇÃO		CDI + 2,50%	100% em 2045

*** Observações:**

1 - Para os Planos CD Eletrobrás e CV ONS, por hipótese, o desinvestimento necessário para pagamento dos benefícios será linear para todas as carteiras, com exceção da carteira de Renda Variável na qual o desinvestimento será diferido por 5 anos.

2 - Para os Planos CD CERON e EPE, por hipótese, o desinvestimento necessário para pagamento dos benefícios será linear para todas as carteiras a partir do 6º ano. Nesses Planos o desinvestimento será igual a zero nos primeiros 5 anos em função do Fluxo Previdenciário dos Planos em questão.

_____

Bruno Sardinha Lopes

Especialista

_____

Jair Ribeiro Pereira Filho

Especialista

_____

Max Leandro Ferreira Tavares

Gerente

Referência: Relatório de Auditoria Nº 10/2017, de 26/05/2017

Atividade: Gestão de Saúde, Segurança e Qualidade de Vida

Área: Eletros - Saúde

I) ITEM 9.1 DO RELATÓRIO

"Divergência entre valores constantes de guias médicas e valores de requisições de pagamentos (RDPs) associadas"

I.a) Recomendação:

À Eletros Saúde: "Proceder ao ajuste financeiro e a devolução dos valores devidos à Eletrobras, em razão do pagamento a maior da RDP nº 64803874."

- Providências implementadas / a implementar: A administração do Eletros-Saúde efetuou a regularização da diferença encontrada, direto no Fundo Rotativo, conforme carta ES 102/2017, referente a reposição do 3º decêndio de maio/2017, enviada para Eletrobrás em 07/06/2017. Segue cópia da carta para comprovação da regularização apontada.
- Prazo inicialmente previsto para implementação: implementado
- Prazo atualmente previsto para implementação: implementado
- Situação em 07/07/2017:

  ( ) Não iniciada ( ) Em andamento

  ( ) Interrompida (x) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

II) ITEM 9.2 DO RELATÓRIO

"Contratos com a rede credenciada com prazos expirados"

II.a) Recomendação:

À Eletros Saúde: "Providenciar a regularização dos contratos pendentes com o Hospital de Clínicas Rio Mar, a Policlínica de Botafogo e Oeste Service Remoções."

- Providências implementadas / a implementar: A Oeste Service Remoções foi descredenciada; Hospital de Clínicas Rio Mar finalizamos uma nova fase de negociações; Policlínica de Botafogo nova tentativa de assinatura do contrato.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: abril/2017.
- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/08/2017.
- Situação em 07/07/2017

( ) Não iniciada (x) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

As instituições têm resistido assinar instrumentos, condicionando à negociações desfavoráveis e unilaterais, o que faz com o que processo de negociação seja longo.

III) ITEM 9.3 DO RELATÓRIO

"Contratos sem a qualificação específica exigida pela ANS"

III.a) Recomendação:

- À Eletros Saúde: "Providenciar a regularização dos contratos pendentes com os prestadores Hospital de Clínicas Rio Mar e Centro Ortopédico da Gávea."
- Providências implementadas / a implementar: Hospital de Clínicas Rio Mar finalizamos uma nova fase de negociações; Policlínica de Botafogo nova tentativa de assinatura do contrato.
- Prazo inicialmente previsto para implementação: abril/2017.
- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/08/2017.
- Situação em 07/07/2017:

( ) Não iniciada (x) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

As instituições têm resistido assinar instrumentos, condicionando à negociações desfavoráveis e unilaterais, o que faz com o que processo de negociação seja longo.

NOME DOS RESPONSÁVEIS PELA INFORMAÇÃO:

Andrea Alves Perrelli _____

Fabio Renato da Silva Paes _____

Marta Regina de Carvalho _____

Referência: Relatório de Auditoria Nº 17/2017 de 21/08/2017

Atividade: Gestão de Fundos de Pensão

Área: Fundação Eletrobras de Seguridade Social – Eletros

I) ITEM 9.1 DO RELATÓRIO

"Necessidade de aperfeiçoamento de controles internos da matriz de riscos operacionais do processo de investimentos".

I.a) Recomendação:

- À Eletros: "Empreender esforços no sentido de melhorar a eficiência dos controles da matriz de riscos operacionais do processo de investimentos, principalmente aqueles avaliados como inadequados (controles C11 e C12) e os que requerem melhorias."

- Providências implementadas / a implementar:
  A matriz de riscos de investimentos foi revisada em 04/09/2017 e não há controles inadequados, considerando os controles implantados após as recomendações da Gestão de Riscos e Compliance – GRC. Foram recomendadas novas melhorias para algumas fragilidades identificadas. Dentre os controles em que foi identificada fragilidade, há necessidade de implantação de sistema o que demandará mais do que os 30 dias estabelecidos para riscos avaliados com criticidade alta.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 31/12/2017

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 10/10/2017

  ( ) Não iniciada (x) Em andamento

  ( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

II) ITEM 9.2 DO RELATÓRIO

"Necessidade de matriz de riscos operacionais e controles internos para os processos da Eletros".

II.a) Recomendação:

- À Eletros: "Elaborar matrizes de riscos operacionais para os principais processos da Eletros, em atendimento ao item 77 do Guia de Melhores Práticas em Fundos de Pensão – Previc."

- Providências implementadas / a implementar:
  De acordo com o Planejamento Estratégico da ELETROS, está prevista a certificação dos processos previdenciários. O mapeamento dos processos e subprocessos, bem como a formalização dos procedimentos operacionais padrão estão em andamento. A partir da conclusão deste projeto, as matrizes de riscos serão elaboradas. Adicionalmente, a ELETROS aderiu ao Código de Autorregulação de Governança de Investimentos da Abrapp o que está demandando elaboração e revisão de normativos relacionados ao processo de investimentos.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 30/04/2019

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 10/10/2017

  (x) Não iniciada ( ) Em andamento

  ( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":
  O projeto de certificação dos processos previdenciários contará com o apoio de uma consultoria contratada para este fim. A ELETROS está na fase de análise de propostas.

III) ITEM 9.3 DO RELATÓRIO

"Fragilidade nos controles da folha de pagamento".

III.a) Recomendação:

- À Eletros: "Apurar junto ao fornecedor do sistema as inconsistências encontradas entre o relatório de folha de pagamento e a relação de pagamentos da folha de pagamento repassados à Auditoria."

- Providências implementadas / a implementar:
  Avaliar as possíveis inconsistências de informações entre os relatórios e painéis do módulo de folha de Pagamento de Benefícios;

  Solicitar ao fornecedor, no caso de inconsistências, os ajustes necessários no sistema e devida compatibilização das informações;

  Homologar e aprovar com área de negócio os ajustes implementados.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 30/11/2017

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 10/10/2017

  ( ) Não iniciada (x) Em andamento

  ( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III.b) Recomendação:

- À Eletros: "Capacitar adequadamente os empregados para trabalhar com o programa gerador de folha de pagamento de benefícios."

- Providências implementadas / a implementar:
  Avaliar os possíveis gaps de conhecimento dos usuários na operação do módulo de folha de pagamento;

  Elaborar plano de requalificação de operação das equipes envolvidas;

  Aplicar treinamento para requalificação na operação dos módulos do sistema.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 30/11/2017

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 10/10/2017

( )	Não iniciada	(x)	Em andamento
( )	Interrompida	( )	Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III.c) Recomendação:

- À Eletros: "Criar critérios para o uso da rubrica "Cred Cobert Liq Neg – Abono" apenas em casos específicos."

- Providências implementadas / a implementar:
  O adiantamento do abono anual é realizado pela Eletros nos meses de abril, agosto e novembro para todos os Planos de Benefícios, sendo o acerto financeiro processado em dezembro. Cada parcela corresponde a 33,33% do benefício do assistido, deduzida de imposto de renda, contribuição Eletros e pensão alimentícia. Alguns fatores interferem no acerto realizado em dezembro, tais como:

  - Término da isenção do imposto de renda por moléstia grave;

  - Recebimento de determinação judicial para a inclusão ou alteração do desconto de pensão alimentícia após o pagamento da segunda parcela do abono;

  - Alteração ou inclusão de contribuição Eletros;

  - Alteração da cota do benefício de pensão por morte pela concessão de novo pensionista, acarretando a redução da renda mensal, e consequentemente, no valor do abono anual.

  Dessa forma, a rubrica "Cred Cobert Liq Neg – Abono", foi configurada no sistema previdenciário para ser aplicada no acerto financeiro do abono anual em dezembro, sendo o valor da rubrica recuperado a partir do mês seguinte, mediante o desconto na folha de benefícios.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 10/10/2017

( ) Não iniciada ( ) Em andamento

( ) Interrompida (x) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

IV) ITEM 9.4 DO RELATÓRIO

"Fragilidade nos processos de mitigação de riscos referentes à concessão de benefícios de pensão por morte".

IV.a) Recomendação:

- À Eletros: "Reavaliar os processos de análise e ateste da documentação apresentada na etapa de instrução dos processos de requerimento do benefício de pensão por morte a serem encaminhados ao INSS, zelando por sua lisura e fidedignidade."

- Providências implementadas / a implementar:
  De acordo com as informações constantes da Ata de Encerramento dos Trabalhos de Auditoria da Eletrobras, objeto da OS nº 22/2015, constam os esclarecimentos formulados pela ELETROS a respeito do processo de análise da documentação na instrução dos processos de requerimento de pensão por morte endereçados ao INSS.

  Na ocasião, esclarecemos que compete ao INSS o deferimento do requerimento do benefício de pensão por morte, considerando a documentação apresentada pelo requerente, não cabendo à ELETROS interferir na decisão da Previdência Social.

  Pelo fato do convênio da Eletrobras encontrar-se em fase de renovação contratual, registramos que desde junho/2017 os benefícios previdenciários oriundos da Eletrobras vem sendo processados fora do convênio, ou seja, estão sendo requeridos diretamente pelo interessado junto ao INSS.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 10/10/2017

( ) Não iniciada ( ) Em andamento

( ) Interrompida (x) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

IV.b) Recomendação:

- À Eletros: "Desenvolver ferramentas de *compliance* que promovam a mitigação de riscos associados à concessão de benefícios de caráter previdenciário, tendo como principais objetivos a prevenção e o combate à fraude, os quais deverão constar da matriz de risco da área de benefícios da Eletros."

- Providências implementadas / a implementar:
  A Área de Gestão de Benefícios Previdenciários implantou desde 25/07/2014 a exigência de apresentação de cópias autenticadas em cartório dos documentos de identificação e prova de estado civil do requerente dos benefícios de aposentadorias e pensão por morte a serem submetidos ao INSS, cabendo ao Instituto o deferimento do benefício.

  Na oportunidade, transcrevemos o artigo do regulamento do Plano BD que trata do requisito necessário à concessão do benefício regulamentar.

  Art. 12 - É beneficiário do participante neste Plano de Benefícios, aquele assim reconhecido pela PREVIDÊNCIA SOCIAL para fins exclusivos do benefício de "Pensão por Morte", de acordo com a legislação vigente na data de entrada em vigor deste Regulamento.

  Dessa forma, a carta de concessão do benefício emitida pela Previdência Social é o documento que habilita o dependente ao recebimento da complementação de pensão por morte junto à ELETROS.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 10/10/2017

  ( ) Não iniciada ( ) Em andamento

  ( ) Interrompida (x) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

V) ITEM 9.5 DO RELATÓRIO

"Fragilidade no processo de encaminhamento das informações enviadas pela patrocinadora".

V.a) Recomendação:

- À Eletros: "Fazer gestão junto à Patrocinadora de forma a desenvolver

ferramenta que permita a inclusão dos dados gerados na Eletrobras no sistema da Eletros de forma automática e que não necessite de qualquer manipulação, garantindo assim a integridade, a fidedignidade e a qualidade da informação."

- Providências implementadas / a implementar:
  Em função da implantação do SAP com instância única nas empresas Eletrobras, prevista para janeiro/2018, agendamos reunião com as patrocinadoras para o dia 09/10/2017, para tratarmos dos layouts de entrada e saída de descontos processados pela folha de pagamento das empresas, que serão utilizados como padrão para todas as entidades externas.

  A referida reunião contará com a participação de diversas áreas de negócios da ELETROS, como também, com a presença da área de Tecnologia da Informação da ELETROS.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 15/12/2017

- Prazo atualmente previsto para implementação: 15/12/2017

- Situação em 10/10/2017

  ( ) Não iniciada (x) Em andamento

  ( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

VI) ITEM 9.6 DO RELATÓRIO

"Matriz de avaliação de riscos e controles e fluxogramas de processos desatualizados".

VI.a) Recomendação:

- À Eletros: "Atualizar a Matriz de Avaliação de Riscos e Controles da Área de Gestão de Arrecadação e Pagamento de Benefícios e fluxogramas dos processos de investimento conforme estabelece o Planejamento Estratégico 2015/2017."

- Providências implementadas / a implementar:
  A matriz de riscos do processo de investimentos foi atualizado em 04/09/2017. De acordo com o Planejamento Estratégico da ELETROS, está prevista a certificação dos processos previdenciários. O mapeamento dos processos e subprocessos, bem como a formalização dos procedimentos operacionais padrão estão em andamento. A partir da conclusão deste projeto, as matrizes de riscos serão elaboradas. Adicionalmente, a ELETROS aderiu ao Código de Autorregulação de Governança de Investimentos da Abrapp o que está

demandando elaboração e revisão de normativos relacionados ao processo de investimentos.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 30/04/2019

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 10/10/2017

(x)	Não iniciada	( )	Em andamento
( )	Interrompida	( )	Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":
  O projeto de certificação dos processos previdenciários contará com o apoio de uma consultoria contratada para este fim. A ELETROS está na fase de análise de propostas.

VII) ITEM 9.7 DO RELATÓRIO

"Ausência de evidências em atendimento às recomendações dos auditores independentes sobre os controles internos".

VII.a) Recomendação:

- À Eletros: "Formalizar os controles objetivando evidenciar as conferências realizadas pelas áreas competentes, visando mitigar os GAP's identificados pelos auditores independentes."

- Providências implementadas / a implementar:
  Todas as recomendações dos auditores independentes foram atendidas, conforme relatório da KPMG referente ao primeiro semestre de 2017.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 10/10/2017

( )	Não iniciada	( )	Em andamento
( )	Interrompida	(x)	Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO:
Item Ia – Adriana Barreto Rodrigues
Item IIa – Adriana Barreto Rodrigues
Item IIIa – Fred Siqueira de Carvalho
Item IIIb – Fred Siqueira de Carvalho
Item IIIc – Jaqueline Fernandes
Item IVa – Jaqueline Fernandes
Item IVb – Adriana Barreto Rodrigues / Jaqueline Fernandes
Item Va – Jaqueline Fernandes
Item VIa – Adriana Barreto Rodrigues
Item VIIa – Adriana Barreto Rodrigues

Referência: Relatório de Auditoria Nº 10/2017, de 26/05/2017

Atividade: Gestão de Saúde, Segurança e Qualidade de Vida

Área: Eletros - Saúde

I) ITEM 9.2 DO RELATÓRIO

"Contratos com a rede credenciada com prazos expirados"

I.a) Recomendação:

À Eletros Saúde: "Providenciar a regularização dos contratos pendentes com o Hospital de Clínicas Rio Mar, a Policlínica de Botafogo e Oeste Service Remoções."

- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior:
A Oeste Service Remoções foi descredenciada; Hospital de Clínicas Rio Mar finalizamos uma nova fase de negociações; Policlínica de Botafogo nova tentativa de assinatura do contrato. As instituições têm resistido assinar instrumentos, condicionando à negociações desfavoráveis e unilaterais, o que faz com o que processo de negociação seja longo.
Posição Atual:
04/08: Ratificamos que a Oeste D'or foi descredenciada. O contrato da Policlinica de Botafogo foi encaminhado para a DB para aprovação do processo de recontratualização. Quanto ao Rio Mar, o contrato foi encaminhado para análise do prestador, já foi dado o de acordo, porém, há um documento pendente para dar

início ao processo de recontratualização.

- A Oeste Service Remoções foi descredenciada; Hospital de Clínicas Rio Mar finalizamos uma nova fase de negociações; Policlínica de Botafogo nova tentativa de assinatura do contrato.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: abril/2017.
- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/08/2017.
- Situação em 04/08/2017

  ( ) Não iniciada (x) Em andamento

  ( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

II) ITEM 9.3 DO RELATÓRIO

"Contratos sem a qualificação específica exigida pela ANS"

II.a) Recomendação:

- À Eletros Saúde: "Providenciar a regularização dos contratos pendentes com os prestadores Hospital de Clínicas Rio Mar e Centro Ortopédico da Gávea."
- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior:
Hospital de Clínicas Rio Mar finalizamos uma nova fase de negociações; Policlínica de Botafogo nova tentativa de assinatura do contrato. As instituições têm resistido assinar instrumentos, condicionando à negociações desfavoráveis e unilaterais, o que faz com o que processo de negociação seja longo.
Posição Atual:
04/08: Quanto ao hospital Rio Mar, o contrato foi encaminhado para análise do prestador, já foi dado o de acordo, porém, há um documento pendente para dar início ao processo de recontratualização. Centro Ortopédico da Gávea: o contrato também já foi encaminhado para análise

do prestador, já aprovado, porém, também estão com uma documentação pendente, a Certidão de Regularidade Previdenciária. Assim que providenciarem, encaminharemos a autorização para a DB para dar início a recontratualização com o prestador.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: abril/2017.
- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/08/2017.
- Situação em 04/08/2017:

  ( ) Não iniciada (x) Em andamento

  ( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

NOME DOS RESPONSÁVEIS PELA INFORMAÇÃO: Michele Santana M. Lima

I) ITEM 9.1 DO RELATÓRIO

"Necessidade de aperfeiçoamento de controles internos da matriz de riscos operacionais do processo de investimentos".

I.a) Recomendação:

- À Eletros: "Empreender esforços no sentido de melhorar a eficiência dos controles da matriz de riscos operacionais do processo de investimentos, principalmente aqueles avaliados como inadequados (controles C11 e C12) e os que requerem melhorias."
- Criticidade: Alta
- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior: A matriz de riscos de investimentos foi revisada em 04/09/2017 e não há controles inadequados, considerando os controles implantados após as recomendações da Gestão de Riscos e Compliance – GRC. Foram recomendadas novas melhorias para algumas fragilidades identificadas. Dentre os controles em que foi identificada fragilidade, há necessidade de implantação de sistema o que demandará mais do que os 30 dias estabelecidos para riscos avaliados com criticidade alta.
Posição Atual: Recomendação em andamento, com previsão de conclusão em 31/12/2017.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 31/12/2017

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 08/12/2017
  ( ) Não iniciada (x) Em andamento
  ( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

II) ITEM 9.2 DO RELATÓRIO

"Necessidade de matriz de riscos operacionais e controles internos para os processos da Eletros".

II.a) Recomendação:

- À Eletros: "Elaborar matrizes de riscos operacionais para os principais processos da Eletros, em atendimento ao item 77 do Guia de Melhores Práticas em Fundos de Pensão – Previc."

- Criticidade: Alta

- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior: De acordo com o Planejamento Estratégico da ELETROS, está prevista a certificação dos processos previdenciários. O mapeamento dos processos e subprocessos, bem como a formalização dos procedimentos operacionais padrão estão em andamento. A partir da conclusão deste projeto, as matrizes de riscos serão elaboradas. Adicionalmente, a ELETROS aderiu ao Código de Autorregulação de Governança de Investimentos da Abrapp o que está demandando elaboração e revisão de normativos relacionados ao processo de investimentos.
Posição Atual: Recomendação em andamento, com previsão de conclusão em 30/04/2019.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 30/04/2019

- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/04/2019

- Situação em 08/12/2017

( ) Não iniciada (x) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III) ITEM 9.3 DO RELATÓRIO

"Fragilidade nos controles da folha de pagamento".

III.a) Recomendação:

- À Eletros: "Apurar junto ao fornecedor do sistema as inconsistências encontradas entre o relatório de folha de pagamento e a relação de pagamentos da folha de pagamento repassados à Auditoria."

- Criticidade: Alta

- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior: Avaliar as possíveis inconsistências de informações entre os relatórios e painéis do módulo de folha de Pagamento de Benefícios; Solicitar ao fornecedor, no caso de inconsistências, os ajustes necessários no sistema e devida compatibilização das informações; Homologar e aprovar com área de negócio os ajustes implementados.
Posição Atual: Em função de demandas das áreas gestoras, a recomendação está prevista para ser implementada até 31/01/2018.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 30/11/2017

- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/01/2018

- Situação em 08/12/2017

( ) Não iniciada (x) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III.b) Recomendação:

- À Eletros: "Capacitar adequadamente os empregados para trabalhar com o programa gerador de folha de pagamento de benefícios."

- Criticidade: Alta

- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior: Avaliar os possíveis gaps de conhecimento dos usuários na operação do módulo de folha de pagamento; Elaborar plano de requalificação de operação das equipes envolvidas; Aplicar treinamento para requalificação na operação dos módulos do sistema.
Posição Atual: Em função de demandas das áreas gestoras, a recomendação está prevista para ser implementada até 31/01/2018.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 30/11/2017

- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/01/2018

- Situação em 08/12/2017

( ) Não iniciada (x) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III.c) Recomendação:

- À Eletros: "Criar critérios para o uso da rubrica "Cred Cobert Liq Neg – Abono" apenas em casos específicos."

- Criticidade: Alta

- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior: O adiantamento do abono anual é realizado pela Eletros nos meses de abril, agosto e novembro para todos os Planos de Benefícios, sendo o acerto financeiro processado em dezembro. Cada parcela corresponde a 33,33% do benefício do assistido, deduzida de imposto de renda, contribuição Eletros e pensão alimentícia. Alguns fatores interferem no acerto realizado em dezembro, tais como:

- Término da isenção do imposto de renda por moléstia grave; - Recebimento de determinação judicial para a inclusão ou alteração do desconto de pensão alimentícia após o pagamento da segunda parcela do abono; - Alteração ou inclusão de contribuição Eletros; - Alteração da cota do benefício de pensão por morte pela concessão de novo pensionista, acarretando a redução da renda mensal, e consequentemente, no valor do abono anual. Dessa forma, a rubrica "Cred Cobert Liq Neg – Abono", foi configurada no sistema previdenciário para ser aplicada no acerto financeiro do abono anual em dezembro, sendo o valor da rubrica recuperado a partir do mês seguinte, mediante o desconto na folha de benefícios.
Posição Atual: Na atualização do plano de providências de 10/10/2017, a recomendação estava com status de concluída.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 08/12/2017

( ) Não iniciada ( ) Em andamento

( ) Interrompida (x) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

IV) ITEM 9.4 DO RELATÓRIO

"Fragilidade nos processos de mitigação de riscos referentes à concessão de benefícios de pensão por morte".

IV.a) Recomendação:

- À Eletros: "Reavaliar os processos de análise e ateste da documentação apresentada na etapa de instrução dos processos de requerimento do benefício de pensão por morte a serem encaminhados ao INSS, zelando por sua lisura e fidedignidade."

- Criticidade: Média

- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior: De acordo com as informações constantes da Ata de Encerramento dos Trabalhos de Auditoria da Eletrobras, objeto da OS nº 22/2015, constam os esclarecimentos formulados pela ELETROS a respeito do processo de análise da documentação na instrução dos processos de requerimento de pensão por morte endereçados ao INSS. Na ocasião, esclarecemos que compete ao INSS o deferimento do requerimento do benefício de pensão por morte, considerando a documentação apresentada pelo requerente, não cabendo à ELETROS interferir na decisão da Previdência Social. Pelo fato do convênio da Eletrobras encontrar-se em fase de renovação contratual, registramos que desde junho/2017 os benefícios previdenciários oriundos da Eletrobras vem sendo processados fora do convênio, ou seja, estão sendo requeridos diretamente pelo interessado junto ao INSS.
Posição Atual: Na atualização do plano de providências de 10/10/2017, a recomendação estava com status de concluída.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 08/12/2017

  ( ) Não iniciada ( ) Em andamento

  ( ) Interrompida (x) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

IV.b) Recomendação:

- À Eletros: "Desenvolver ferramentas de *compliance* que promovam a mitigação de riscos associados à concessão de benefícios de caráter previdenciário, tendo como principais objetivos a prevenção e o combate à fraude, os quais deverão constar da matriz de risco da área de benefícios da Eletros."

- Criticidade: Alta

- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior: A Área de Gestão de Benefícios Previdenciários implantou desde 25/07/2014 a exigência de apresentação de cópias autenticadas em cartório dos documentos de identificação e prova de estado civil do requerente dos benefícios de aposentadorias e pensão por morte a serem submetidos ao

INSS, cabendo ao Instituto o deferimento do benefício. Na oportunidade, transcrevemos o artigo do regulamento do Plano BD que trata do requisito necessário à concessão do benefício regulamentar. Art. 12 - É beneficiário do participante neste Plano de Benefícios, aquele assim reconhecido pela PREVIDÊNCIA SOCIAL para fins exclusivos do benefício de "Pensão por Morte", de acordo com a legislação vigente na data de entrada em vigor deste Regulamento. Dessa forma, a carta de concessão do benefício emitida pela Previdência Social é o documento que habilita o dependente ao recebimento da complementação de pensão por morte junto à ELETROS.
Posição Atual: Na atualização do plano de providências de 10/10/2017, a recomendação estava com status de concluída.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 08/12/2017

  ( ) Não iniciada ( ) Em andamento

  ( ) Interrompida (x) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

V) ITEM 9.5 DO RELATÓRIO

"Fragilidade no processo de encaminhamento das informações enviadas pela patrocinadora".

V.a) Recomendação:

- À Eletros: "Fazer gestão junto à Patrocinadora de forma a desenvolver ferramenta que permita a inclusão dos dados gerados na Eletrobras no sistema da Eletros de forma automática e que não necessite de qualquer manipulação, garantindo assim a integridade, a fidedignidade e a qualidade da informação."

- Criticidade: Média

- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior: Em função da implantação do SAP com instância única nas empresas Eletrobras, prevista para janeiro/2018, agendamos reunião com as patrocinadoras para o dia 09/10/2017, para tratarmos dos layouts de entrada e

saída de descontos processados pela folha de pagamento das empresas, que serão utilizados como padrão para todas as entidades externas.

A referida reunião contará com a participação de diversas áreas de negócios da ELETROS, como também, com a presença da área de Tecnologia da Informação da ELETROS.

Posição Atual:

Em 24/10/2017 foi realizada reunião em Furnas para tratar da implantação do SAP com instância única nas empresas Eletrobras, prevista no ProERP (Programa de Implantação do Padrão ERP nas empresas Eletrobras), que contou com a participação de representantes de Furnas, Eletrobras, CEPEL e ELETROS.

Na ocasião, a ELETROS foi informada sobre a padronização do sistema SAP ao modelo implementado em Furnas, e ficou no aguardo do envio dos layouts de entrada e saída de informações pertinentes aos participantes vinculados aos planos previdenciários administrados pela ELETROS.

Em seguida a área de Tecnologia da Informação da ELETROS recebeu os layouts dos seguintes arquivos:

1) Arquivo de entrada em Folha

2) Arquivo de saída de Folha

3) Arquivo de entrada de atualizações dos planos de previdência privada.

Cabe mencionar que inicialmente a implantação do SAP estava prevista para ocorrer em janeiro/2018, mas somente a Eletrobras manteve a data estimada, tendo em vista que o CEPEL alterou a sua programação para março/2018.

Dessa forma, o atendimento da recomendação prevista para 15/12/2017 encontra-se em andamento, em razão dos motivos expostos anteriormente.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 15/12/2017

- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/01/2018

- Situação em 08/12/2017

( ) Não iniciada (x) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

VI) ITEM 9.6 DO RELATÓRIO

"Matriz de avaliação de riscos e controles e fluxogramas de processos

desatualizados".

VI.a) Recomendação:

- À Eletros: "Atualizar a Matriz de Avaliação de Riscos e Controles da Área de Gestão de Arrecadação e Pagamento de Benefícios e fluxogramas dos processos de investimento conforme estabelece o Planejamento Estratégico 2015/2017."

- Criticidade: Baixa

- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior: A matriz de riscos do processo de investimentos foi atualizado em 04/09/2017. De acordo com o Planejamento Estratégico da ELETROS, está prevista a certificação dos processos previdenciários. O mapeamento dos processos e subprocessos, bem como a formalização dos procedimentos operacionais padrão estão em andamento. A partir da conclusão deste projeto, as matrizes de riscos serão elaboradas. Adicionalmente, a ELETROS aderiu ao Código de Autorregulação de Governança de Investimentos da Abrapp o que está demandando elaboração e revisão de normativos relacionados ao processo de investimentos.
Posição Atual: Recomendação em andamento, com previsão de conclusão em 30/04/2019.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 30/04/2019

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 08/12/2017

( ) Não iniciada (x) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

VII) ITEM 9.7 DO RELATÓRIO

"Ausência de evidências em atendimento às recomendações dos auditores independentes sobre os controles internos".

VII.a) Recomendação:

- À Eletros: "Formalizar os controles objetivando evidenciar as conferências

realizadas pelas áreas competentes, visando mitigar os GAP's identificados pelos auditores independentes."

- Criticidade: Baixa

- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior: Todas as recomendações dos auditores independentes foram atendidas, conforme relatório da KPMG referente ao primeiro semestre de 2017.
Posição Atual: Na atualização do plano de providências de 10/10/2017, a recomendação estava com status de concluída.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 16/03/2018

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 08/12/2017

( ) Não iniciada ( ) Em andamento

( ) Interrompida (x) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO:
Item Ia – Adriana Barreto Rodrigues
Item IIa – Adriana Barreto Rodrigues
Item IIIa – Fred Siqueira de Carvalho
Item IIIb – Fred Siqueira de Carvalho
Item IIIc – Jaqueline Fernandes
Item IVa – Jaqueline Fernandes
Item IVb – Adriana Barreto Rodrigues / Jaqueline Fernandes
Item Va – Jaqueline Fernandes
Item VIa – Adriana Barreto Rodrigues
Item VIIa – Adriana Barreto Rodrigues

I) ITEM 9.2 DO RELATÓRIO

"Inexistência de matriz de riscos operacionais e controles internos para os processos da Eletros".

I.a) Recomendação:

- A Eletros: "Elaborar matrizes de riscos operacionais para os principais processos da Eletros, em atendimento às boas práticas da Previc, priorizando o mapeamento dos processos das áreas de Gestão de Controles de Investimentos, Gestão de Riscos e Compliance, e Gestão de Benefícios Previdenciários".

- Providências implementadas / a implementar:

4ª Emissão:

Em continuidade aos trabalhos de mapeamento de processos, a ELETROS priorizará os processos das áreas citadas na recomendação.

Posição Atual:
Em continuidade aos trabalhos de mapeamento de processos, a ELETROS priorizará os processos das áreas citadas na recomendação.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: X

- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/12/2017.

- Situação em 08/05/2017:

( ) Não iniciada (X) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

II) ITEM 9.4 DO RELATÓRIO

"Fragilidade no processo de encaminhamento das informações enviadas pela patrocinadora".

II.a) Recomendação:

- A Eletros: "Interagir formalmente com o Departamento de Gestão de Pessoas da Eletrobras de forma a garantir que os dados enviados pela patrocinadora não necessitem de qualquer manipulação, garantindo assim a integridade, a fidedignidade e a totalidade da informação".

- Providências implementadas / a implementar:

4ª Emissão:

Em meados de 2014 foram realizadas reuniões com colaboradores da Divisão de Administração de Pagamento de Pessoal – DAGP e colaboradores da ELETROS para definição dos ajustes necessários nos arquivos enviados pela Patrocinadora.

Apesar das tentativas de ajustes, os arquivos permaneceram incompatíveis com o

layout definido em 2006 em face da implantação do sistema informatizado da Patrocinadora (SAP).

Diante das dificuldades de geração dos arquivos, bem como da mudança dos números de matrícula dos empregados na patrocinadora, também ocasionados pela implantação do SAP, a ELETROS adotou o procedimento de alteração dos arquivos de contribuição no layout compatível com o cadastro da ELETROS, o que vem ocorrendo desde então, visto que não foi encontrada nenhuma outra solução viável para minimizar o problema.

Contamos com o importante auxílio dessa Auditoria para o equacionamento da questão junto à Patrocinadora.

Em julho de 2016, a ELETROS adotou novo procedimento para conversão dos arquivos fornecidos pela patrocinadora ELETROBRAS, compatível com o layout definido pela ELETROS, com a implantação de sistema conversor, acessado com segurança (senha), desenvolvido internamente, que converte os dados constantes dos arquivos da Patrocinadora ELETROBRAS, de forma que possam ser reconhecidos e importados para o sistema Previdenciário da ELETROS.

Em função da contratação de novo sistema previdenciário da ELETROS, que demandou o envolvimento da área de Gestão de Benefícios para a sua implantação, optamos pelo desenvolvimento do programa conversor de dados, que possibilitou maior controle e segurança dos dados.

No entanto, visando atendermos a recomendação da auditoria, informamos que manteremos contato com a Patrocinadora ELETROBRAS para agendarmos reunião para tratarmos da padronização do layout para o envio das informações.

Contamos com o importante auxílio dessa Auditoria para o equacionamento da questão junto à Patrocinadora.

Posição Atual:
As ações para o cumprimento encontram-se em andamento, devendo ser agendada reunião junto à patrocinadora, em data oportuna, para a implementação no prazo estipulado.

- Prazo atualmente previsto para implementação: 15/12/2017

- Situação em 08/05/2017:

( ) Não iniciada (X) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III) ITEM 9.5 DO RELATÓRIO

"Necessidade de aperfeiçoamento de controles internos da matriz de riscos operacionais do processo de investimentos".

III.a) Recomendação:

- A Eletros: "Empreender esforços no sentido de melhorar a eficiência dos controles da matriz de riscos operacionais do processo de investimentos, principalmente aqueles avaliados como inadequados (controles C06, C11 e C12) e os que requerem melhorias (controles C02, C03, C13, C05, C07 e C08)".

- Providências implementadas / a implementar:

4ª Emissão:

No que diz respeito à implantação das recomendações constantes da matriz de riscos e controles, bem como os apontamentos feitos por esta auditoria através do Relatório de Auditoria nº8/2016, informamos abaixo a avaliação atual dos controles citados:

C06	Adequado - Os Regimentos Internos dos Comitês de Investimentos foram revisados e aprovados contendo a recomendação estabelecida na matriz.
C11	Em aprimoramento. – Previsão de conclusão em dezembro/2017Foi elaborado procedimento
C12	A recomendação de elaboração de normativo para adequação do controle está prevista para ser implantada em dezembro/2016.
C02	Dois membros foram inscritos no curso "Programa de Formação Gerencial – Analista FGV FINANÇAS" com provisão de término em abril/2017. A inscrição no PEC será efetivada no mês de janeiro/2017. Cabe informar, que esse treinamento já foi analisado pelo APIMEC e se enquadra nas regras do PEC.
C03	Adequado.
C13	Adequado.
C05	Adequado.
C07	Adequado.
C08	Em aprimoramento.

Por se tratar de um processo contínuo, não há a possibilidade de atribuir um prazo para implantação da recomendação.

Posição Atual:
C02 – Em andamento. Previsão para conclusão: dezembro/2017;
C08 – Controle adequado;
C11 – Em aprimoramento. Previsão para conclusão: dezembro/2017;
C12 – Em andamento. Previsão para conclusão: junho/2017.

- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/12/2017

- Situação em 08/05/2017:

( ) Não iniciada (X) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

IV) ITEM 9.6 DO RELATÓRIO

"Desenquadramento passivo dos investimentos em imóveis".

IV.a) Recomendação:

- A Eletros: "Empreender esforços com objetivo de eliminar o excesso no limite de alocação do segmento de investimento em imóveis, do Plano BD".

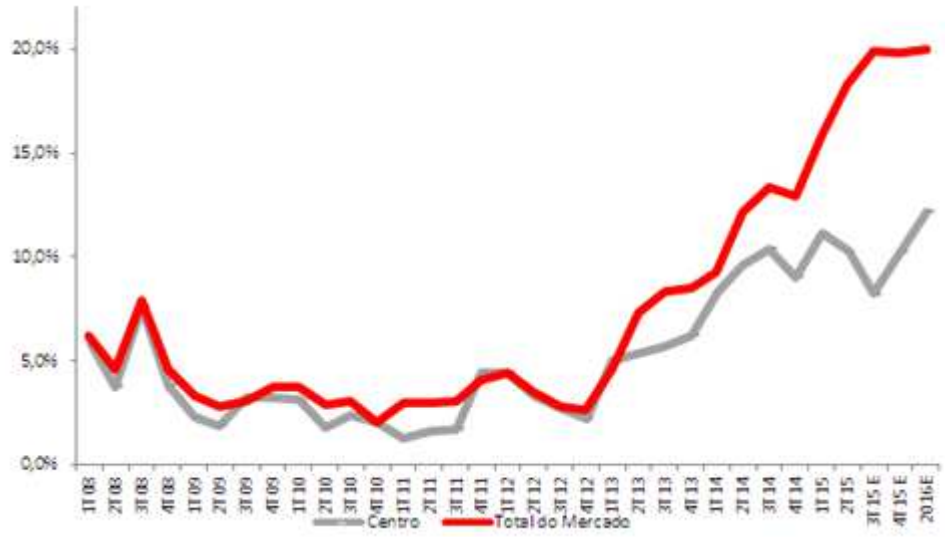
- Providências implementadas / a implementar:

4ª Emissão:

A ELETROS tem buscado, desde 2014, promover a venda do Edifício Mário Bhering, todavia, considerando que as propostas apresentadas até o momento não foram satisfatórias aos interesses da Fundação, seus patrocinadores, participantes e assistidos, e que o cenário de mercado, não favorece a venda, ainda não foi possível concretizar o ajuste no segmento.

Empresas especializadas tais como: JLL, Colliers, Cushman e CBRE, bem como diversos corretores locais estão trabalhando a venda do imóvel, a qual encontra-se amplamente divulgada no mercado.

Conforme, demonstra o gráfico abaixo, a vacância no Centro do Rio de Janeiro vem aumentando significativamente, tendo ultrapassado a casa dos 12% no 1º TRI de 2016 e isso dificulta a venda e promove a queda nos preços dos imóveis.



Atualmente, existem 4 (quatro) empresas interessadas em comprar o Edifício Mário Bhering sinalizaram estarem aguardando o "desfecho político" e a retomada de

confiança no país, para a formalizarem as propostas.

Embora a estratégia da ELETROS para enquadramento dos imóveis é, desde dezembro de 2011, prioritariamente, a alienação do edifício Mário Bhering que foi entregue em 2013 pelo locatário Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, é importante ressaltar que a Resolução CMN Nº 3.792, de 24 de setembro de 2009, no inciso VII, do art. 52, NÃO considera como infringência aos limites estabelecidos na Resolução, os desenquadramentos passivos decorrentes de: (i) valorização de ativos; (ii) recebimento de ações em bonificação; (iii) conversão de bônus ou recibos de subscrição; (iv) exercício do direito de preferência; (v) reestruturação societária na qual a EFPC não efetue novos aportes; (vi) recebimento de ativos provenientes de operações de empréstimos realizados nos termos do art. 24; e (vii) reavaliação de imóveis.
Assim, tendo em vista que o cenário de mercado é pró-comprador, após todas as iniciativas de venda relatadas, a ELETROS também objetivou, em 2016, o aluguel do imóvel, por entender que era a melhor oportunidade para rentabilizar a carteira, vis-à-vis os valores oferecidos para aquisição do imóvel.
Em março de 2016 foi elaborada Carta Convite visando à contratação de empresa especializada em gestão e operação do estacionamento do Edifício. Entretanto, esta ação necessitava ser desenvolvida em conjunto com o condomínio, pois a ELETROS possui 103 vagas de garagens de um total de 216 vagas, o que se tornou inviável, em razão da necessidade de investimentos para adequar a infraestrutura de um estacionamento rotativo.
Em paralelo, em março de 2016 foram realizadas reuniões com conceituadas consultorias imobiliárias CBRE, JLL, Cushman e Colliers visando disponibilizar o imóvel também para locação, bem como estabelecer as regras de remuneração.
Durante as reuniões de trabalho com as consultorias especializadas no segmento foram equalizadas as visões sobre o mercado imobiliário comercial e suas perspectivas, principalmente no Centro do Rio de Janeiro, onde se confirmou o cenário exposto anteriormente.
Após visitas realizadas ao imóvel, as consultorias, de forma unânime, consideraram que para locação, o imóvel deveria passar por reformas, no mínimo para adequação do: (i) ar-condicionado; (ii) piso; (iii) forro; e (iv) pinturas e, adicionalmente, identificaram a necessidade de estruturar um andar padrão como modelo.
A necessidade de investimentos e a baixa probabilidade em gerar receita no curto prazo, tendo em vista as dificuldades de mercado, fez com que a área de Novos Negócios dedicasse maior esforço para alugar o Mário Bhering para a ELETROBRAS.
Assim, elaborou estudo com o objetivo de embasar uma proposta para a ELETROBRAS que agregasse valor principalmente do ponto de vista financeiro e em 07 de abril de 2016 apresentou a Nota Técnica NT-DF/ANN- 043/2016 para demonstrar que a ocupação do Edifício Mário Bhering pela ELETROBRAS acarretaria os principais impactos positivos: (i) redução do déficit do Plano BD; e (ii) redução das despesas da própria ELETROBRAS para pagamento do déficit.
Em 02 de junho de 2016, a Diretoria Financeira da ELETROS encaminhou Carta-DF-059/2016 à Diretoria de Administração da ELETROBRAS propondo as condições de aluguel das vagas, visando atender uma necessidade de curto prazo da patrocinadora, a qual foi aceita com entusiasmo. No entanto, devido à recente reestruturação interna, a patrocinadora optou por cancelar as negociações para a locação das vagas do Edifício Mário Bhering, priorizando exclusivamente a locação do prédio completo.
Não obstante os esforços para locação do imóvel no curto prazo, a ELETROS ainda mantém a estratégia de venda do Edifício Mário Bhering, sendo que está mantendo contato com um potencial interessado na aquisição do imóvel.

A Resolução CMN Nº 3.792, de 24 de setembro de 2009, no inciso VII, do art. 52, NÃO CONSIDERA como infringência aos limites estabelecidos na Resolução, os

desenquadramentos passivos decorrentes de: (i) valorização de ativos; (ii) recebimento de ações em bonificação; (iii) conversão de bônus ou recibos de subscrição; (iv) exercício do direito de preferência; (v) reestruturação societária na qual a EFPC não efetue novos aportes; (vi) recebimento de ativos provenientes de operações de empréstimos realizados nos termos do art. 24; e (vii) reavaliação de imóveis.

Tendo em vista o cenário econômico e político do Brasil vis-à-vis o comprometimento de buscar a melhor rentabilidade para os Planos de Previdência, o Conselho Deliberativo da ELETROS definiu no Planejamento Estratégico de 2016 da Fundação, a seguinte ação: "Vender ou Alugar o Edifício Mário Bhering".

Assim, foram envidados esforços também para o aluguel do Ed. Mário Bhering, haja visto o aumento da vacância no setor imobiliário provocando a desvalorização dos imóveis.

Em 07 de março de 2017, o Contrato de Locação nos moldes Built To Suit foi assinado com a ELETROBRAS.

Vale ressaltar que a participação do Plano BD em imóveis, em 24/02/2017, é de 8,12%.

Posição Atual:
Recomendação concluída conforme informação enviada na atualização do plano de providência de 07/04/2017

- Prazo inicialmente previsto para implementação: X
- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/12/2017
- Situação em 07/04/2017:

( ) Não iniciada ( ) Em andamento

( ) Interrompida (x) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

V) ITEM 9.7 DO RELATÓRIO

"Necessidade de desenvolvimento de uma cultura interna com ênfase nos controles internos, em todos os níveis hierárquicos".

V.a) Recomendação:

- A Eletros: "Desenvolver e fortalecer uma cultura organizacional com ênfase nos controles internos, investindo em comunicação e treinamento para que os colaboradores tomem conhecimento dos processos, possibilitando, assim, a construção de uma interação com a gestão e uma pré-disposição à mudança".
- Providências implementadas / a implementar:

4ª Emissão:

No que tange ao desenvolvimento de cultura interna com ênfase nos controles

internos, e de acordo com o Código de Melhores Práticas em Governança Corporativa (5ª Edição), do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) o qual declara que "Os agentes de governança têm responsabilidade em assegurar que toda a organização esteja em conformidade com os seus princípios e valores, refletidos em políticas, procedimentos e normas internas, e com as leis e os dispositivos regulatórios a que esteja submetida. A efetividade desse processo constitui o sistema de conformidade (Compliance) da organização", a ELETROS vem trabalhando na formalização e revisão da regulamentação interna, conforme demonstramos a seguir:

NORMATIVOS ELETROS				
TIPO	**DESCRIÇÃO**	**APROVAÇÃO**	**DATA APROVAÇÃO**	**EDIÇÃO**
Política	Compliance	CDE	05/09/2014	1ª
Política	Riscos de Investimentos	CDE	06/02/2015	1ª
Política	Comunicação	CDE	19/06/2015	1ª
Política	Gestão de Pessoal	CDE	07/08/2015	2ª
Política	Gestão Documental	CDE	07/12/2015	1ª
Política	Compras e Contratação	CDE	07/12/2015	1ª
Política	Gestão de Bens Patrimoniais	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Tecnologia da Informação	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Previdenciária	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Alçadas	CDE	10/06/2016	2ª
Norma	Compliance	DEE	16/10/2014	1ª
Norma	Riscos de Investimentos	DEE	26/03/2015	1ª
Norma	Alocação de Recursos entre Gestores de Fundos e Carteiras	DEE	03/09/2015	1ª
Norma	Comunicação	DEE	29/10/2015	1ª
Norma	Perfis de Investimento	DEE	03/12/2015	2ª
Norma	Gestão Documental	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Seleção de Corretoras	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Seleção de Gestores de Fundos de Investimento	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Compras e Contratação	DEE	30/06/2016	1ª
Regimento	Comitê de Alocação de Ativos - CAA	DEE	29/10/2015	2ª
Regimento	Comitê Exevutivo de Investimentos - CEI	DEE	29/10/2015	3ª
Regimento	Comitê Gestor de Carteiras - CGC	DEE	29/10/2015	2ª
Regimento	Comitê de Gestão Previdenciária - CGP	DEE	17/12/2015	3ª
Regulamento	Plano de Gestão Administrativa - PGA	CDE	19/06/2015	2ª
Proc. Operacional	Compra de Títulos Privados	DEE	23/06/2016	1ª
Proc. Operacional	Compra de Títulos Públicos	DEE	28/04/2016	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Consultivo - Aprovação ou Alteração de Contratos	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Consultivo - Suporte à Resposta ao Participante	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Consultivo - Parecer e Consulta Jurídica	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Obrigação de Fazer	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Ofícios Judiciais	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Processos Judiciais e/ou Administrativos	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Provisão para Contingências	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Compliance - Monitoramento da Conformidade das Regras dos Processos Operacionais	DEE	29/06/2015	1ª

Por oportuno, apresentamos a seguir, os próximos normativos a serem formalizados:

NORMATIVOS PARA ELABORAÇÃO CONFORME PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO ELETROS 2016/2019		
TIPO	**DESCRIÇÃO**	**DATA PREVISTA PARA APROVAÇÃO**
Proc. Operacional	Processos de controladoria de benefícios	dez/16
Proc. Operacional	Compra de Títulos Públicos	jun/16
Proc. Operacional	Processo de Cálculo da Cota	dez/16
Proc. Operacional	Gestão Orçamentária	jun/17
Norma	Gestão Patrimonial	jul/16
Norma	Seleção de Corretoras - Revisão	jul/16
Norma	Recrutamento e Seleção - Revisão	ago/16
Norma	Frequência - Revisão	set/16
Norma	Orçamento	out/16
Norma	Seguros	jul/17
Código/Manual	Governança	dez/16

Por se tratar de um processo contínuo, não há a possibilidade de atribuir um prazo para implantação da recomendação.

Em continuidade ao desenvolvimento de cultura interna com ênfase nos controles internos, segue a atualização do quadro dos normativos internos da ELETROS:

NORMATIVOS ELETROS - ATUALIZAÇÃO 07/10/2016				
TIPO	**DESCRIÇÃO**	**APROVAÇÃO**	**DATA APROVAÇÃO**	**EDIÇÃO**
Política	Compliance	CDE	05/09/2014	1ª
Política	Riscos de Investimentos	CDE	06/02/2015	1ª
Política	Comunicação	CDE	19/06/2015	1ª
Política	Gestão de Pessoal	CDE	07/08/2015	2ª
Política	Gestão Documental	CDE	07/12/2015	1ª
Política	Compras e Contratação	CDE	07/12/2015	1ª
Política	Gestão de Bens Patrimoniais	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Tecnologia da Informação	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Previdenciária	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Alçadas	CDE	10/06/2016	2ª
Norma	Compliance	DEE	16/10/2014	1ª
Norma	Riscos de Investimentos	DEE	26/03/2015	1ª
Norma	Alocação de Recursos entre Gestores de Fundos e Carteiras	DEE	03/09/2015	1ª
Norma	Comunicação	DEE	29/10/2015	1ª
Norma	Perfis de Investimento	DEE	03/12/2015	2ª
Norma	Gestão Documental	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Seleção de Gestores de Fundos de Investimento	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Compras e Contratação	DEE	30/06/2016	1ª
Norma	Seleção de Corretoras	DEE	21/07/2016	2ª
Norma	Gestão de Bens Patrimoniais	DEE	21/07/2016	1ª
Norma	Recrutamento, Seleção e Admissão de Pessoal	DEE	25/08/2016	
Norma	Registro e Controle de Frequência	DEE	04/10/2016	
Regimento	Comitê de Alocação de Ativos - CAA	DEE	29/10/2015	2ª
Regimento	Comitê Exevutivo de Investimentos - CEI	DEE	29/10/2015	3ª
Regimento	Comitê Gestor de Carteiras - CGC	DEE	29/10/2015	2ª
Regimento	Comitê de Gestão Previdenciária - CGP	DEE	17/12/2015	3ª
Regulamento	Plano de Gestão Administrativa - PGA	CDE	19/06/2015	2ª
Proc. Operacional	Compliance - Monitoramento da Conformidade das Regras dos Processos Operacionais	DEE	29/06/2015	1ª
Proc. Operacional	Judírido Consultivo - Aprovação ou Alteração de Contratos	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Consultivo - Suporte à Resposta ao Participante	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Consultivo - Parecer e Consulta Jurídica	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Obrigação de Fazer	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Ofícios Judiciais	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Processos Judiciais e/ou Administrativos	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Provisão para Contingências	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Compra de Títulos Públicos	DEE	28/04/2016	1ª
Proc. Operacional	Compra de Títulos Privados	DEE	23/06/2016	1ª

<u>Posição Atual:</u>
Em continuidade ao desenvolvimento de cultura interna com ênfase nos controles internos, segue a atualização do quadro dos normativos internos da ELETROS:

- Prazo atualmente previsto para implementação:
- Situação em 08/05/2017:

( ) Não iniciada ( ) Em andamento

( ) Interrompida (x) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO: ADRIANA BARRETO RODRIGUES

I) ITEM 9.2 DO RELATÓRIO

"Contratos com a rede credenciada com prazos expirados"

I.a) Recomendação:

À Eletros Saúde: "Providenciar a regularização dos contratos pendentes com o Hospital de Clínicas Rio Mar, a Policlínica de Botafogo e Oeste Service Remoções."

- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior:
04/08: Ratificamos que a Oeste D'or foi descredenciada. O contrato da Policlinica de Botafogo foi encaminhado para a DB para aprovação do processo de recontratualização. Quanto ao Rio Mar, o contrato foi encaminhado para análise do prestador, já foi dado o de acordo, porém, há um documento pendente para dar início ao processo de recontratualização.
Posição Atual:
Policlínica de Botafogo: Reenviado em 22/08/2017 para assinatura, ainda não devolvido pelo credenciado. Hospital Rio Mar: Contrato preparado no setor de credenciamento, porém o hospital está devendo documentos. O contrato já foi analisado pelo credenciado.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: abril/2017.
- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/11/2017.
- Situação em 06/09/2017

  ( ) Não iniciada (x) Em andamento

  ( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

II) ITEM 9.3 DO RELATÓRIO

"Contratos sem a qualificação específica exigida pela ANS"

II.a) Recomendação:

- À Eletros Saúde: "Providenciar a regularização dos contratos pendentes com os prestadores Hospital de Clínicas Rio Mar e Centro Ortopédico da Gávea."
- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior:
04/08: Quanto ao hospital Rio Mar, o contrato foi encaminhado para análise do prestador, já foi dado o de acordo, porém, há um documento pendente para dar início ao processo de recontratualização. Centro Ortopédico da Gávea: o contrato também já foi encaminhado para análise do prestador, já aprovado, porém, também estão com uma documentação pendente, a Certidão de Regularidade Previdenciária. Assim que providenciarem, encaminharemos a autorização para a DB para dar início a recontratualização com o prestador.
Posição Atual:
Centro Ortopédico da Gávea: contrato celebrado em agosto/2017. Hospital Rio Mar: vide item Ia acima.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: abril/2017.
- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/11/2017.
- Situação em 06/09/2017:

( ) Não iniciada (x) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

NOME DOS RESPONSÁVEIS PELA INFORMAÇÃO:

Andrea Perrelli

I) ITEM 9.2 DO RELATÓRIO

"Inexistência de matriz de riscos operacionais e controles internos para os processos da Eletros".

I.a) Recomendação:

- A Eletros: "Elaborar matrizes de riscos operacionais para os principais processos da Eletros, em atendimento às boas práticas da Previc, priorizando o mapeamento dos processos das áreas de Gestão de Controles de Investimentos, Gestão de Riscos e Compliance, e Gestão de Benefícios Previdenciários".

- Providências implementadas / a implementar:

5ª Emissão:

Em continuidade aos trabalhos de mapeamento de processos, a ELETROS priorizará os processos das áreas citadas na recomendação.

Posição Atual:
Em continuidade aos trabalhos de mapeamento de processos, a ELETROS priorizará os processos das áreas citadas na recomendação.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: X

- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/12/2017.

- Situação em 31/05/2017:

  ( ) Não iniciada (X) Em andamento

  ( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

II) ITEM 9.4 DO RELATÓRIO

"Fragilidade no processo de encaminhamento das informações enviadas pela patrocinadora".

II.a) Recomendação:

- A Eletros: "Interagir formalmente com o Departamento de Gestão de Pessoas da Eletrobras de forma a garantir que os dados enviados pela patrocinadora não necessitem de qualquer manipulação, garantindo assim a integridade, a fidedignidade e a totalidade da informação".

- Providências implementadas / a implementar:

5ª Emissão:

As ações para o cumprimento encontram-se em andamento, devendo ser agendada reunião junto à patrocinadora, em data oportuna, para a implementação no prazo estipulado.

Posição Atual:
As ações para o cumprimento encontram-se em andamento, devendo ser agendada reunião junto à patrocinadora, em data oportuna, para a implementação no prazo estipulado.

- Prazo atualmente previsto para implementação: 15/12/2017

- Situação em 31/05/2017:

( )	Não iniciada	(X)	Em andamento
( )	Interrompida	( )	Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III) ITEM 9.5 DO RELATÓRIO

"Necessidade de aperfeiçoamento de controles internos da matriz de riscos operacionais do processo de investimentos".

III.a) Recomendação:

- A Eletros: "Empreender esforços no sentido de melhorar a eficiência dos controles da matriz de riscos operacionais do processo de investimentos, principalmente aqueles avaliados como inadequados (controles C06, C11 e C12) e os que requerem melhorias (controles C02, C03, C13, C05, C07 e C08)".

- Providências implementadas / a implementar:

5ª Emissão:

C02 – Em andamento. Previsão para conclusão: dezembro/2017;
C08 – Controle adequado;
C11 – Em aprimoramento. Previsão para conclusão: dezembro/2017;
C12 – Em andamento. Previsão para conclusão: junho/2017.

Posição Atual:
C02 – Em andamento. Previsão para conclusão: dezembro/2017;
C08 – Controle adequado;
C11 – Em aprimoramento. Previsão para conclusão: dezembro/2017;
C12 – Em andamento. Previsão para conclusão: junho/2017.

- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/12/2017

- Situação em 31/05/2017:
  ( ) Não iniciada (X) Em andamento
  ( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO: ADRIANA BARRETO RODRIGUES
Referência: Relatório de Auditoria Nº 08/2016, de 07/06/2016

Atividade: Eletros – Gestão de Recursos

Área: Eletros

I) ITEM 9.2 DO RELATÓRIO

"Inexistência de matriz de riscos operacionais e controles internos para os processos da Eletros".

I.a) Recomendação:

- A Eletros: "Elaborar matrizes de riscos operacionais para os principais processos da Eletros, em atendimento às boas práticas da Previc, priorizando o mapeamento dos processos das áreas de Gestão de Controles de Investimentos, Gestão de Riscos e Compliance, e Gestão de Benefícios Previdenciários".

- Providências implementadas / a implementar:

Em continuidade aos trabalhos de mapeamento de processos, a ELETROS priorizará os processos das áreas citadas na recomendação.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: X

- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/12/2017.

- Situação em 07/04/2017:

  ( ) Não iniciada (X) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

II) ITEM 9.4 DO RELATÓRIO

"Fragilidade no processo de encaminhamento das informações enviadas pela patrocinadora".

II.a) Recomendação:

- A Eletros: "Interagir formalmente com o Departamento de Gestão de Pessoas da Eletrobras de forma a garantir que os dados enviados pela patrocinadora não necessitem de qualquer manipulação, garantindo assim a integridade, a fidedignidade e a totalidade da informação".

- Providências implementadas / a implementar:

Em meados de 2014 foram realizadas reuniões com colaboradores da Divisão de Administração de Pagamento de Pessoal – DAGP e colaboradores da ELETROS para definição dos ajustes necessários nos arquivos enviados pela Patrocinadora.

Apesar das tentativas de ajustes, os arquivos permaneceram incompatíveis com o layout definido em 2006 em face da implantação do sistema informatizado da Patrocinadora (SAP).

Diante das dificuldades de geração dos arquivos, bem como da mudança dos números de matrícula dos empregados na patrocinadora, também ocasionados pela implantação do SAP, a ELETROS adotou o procedimento de alteração dos arquivos de contribuição no layout compatível com o cadastro da ELETROS, o que vem ocorrendo desde então, visto que não foi encontrada nenhuma outra solução viável para minimizar o problema.

Contamos com o importante auxílio dessa Auditoria para o equacionamento da questão junto à Patrocinadora.

Em julho de 2016, a ELETROS adotou novo procedimento para conversão dos arquivos fornecidos pela patrocinadora ELETROBRAS, compatível com o layout definido pela ELETROS, com a implantação de sistema conversor, acessado com segurança (senha), desenvolvido internamente, que converte os dados constantes dos arquivos da Patrocinadora ELETROBRAS, de forma que possam ser reconhecidos e importados para o sistema Previdenciário da ELETROS.

Em função da contratação de novo sistema previdenciário da ELETROS, que demandou o envolvimento da área de Gestão de Benefícios para a sua implantação, optamos pelo desenvolvimento do programa conversor de dados, que possibilitou maior controle e segurança dos dados.

No entanto, visando atendermos a recomendação da auditoria, informamos que manteremos contato com a Patrocinadora ELETROBRAS para agendarmos reunião para tratarmos da padronização do layout para o envio das informações.

Contamos com o importante auxílio dessa Auditoria para o equacionamento da questão junto à Patrocinadora.

- Prazo atualmente previsto para implementação: 15/12/2017
- Situação em 07/10/2016:

( )	Não iniciada	(X)	Em andamento
( )	Interrompida	( )	Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III) ITEM 9.5 DO RELATÓRIO

"Necessidade de aperfeiçoamento de controles internos da matriz de riscos operacionais do processo de investimentos".

III.a) Recomendação:

- A Eletros: "Empreender esforços no sentido de melhorar a eficiência dos controles da matriz de riscos operacionais do processo de investimentos, principalmente aqueles avaliados como inadequados (controles C06, C11 e C12) e os que requerem melhorias (controles C02, C03, C13, C05, C07 e C08)".
- Providências implementadas / a implementar:

No que diz respeito à implantação das recomendações constantes da matriz de riscos e controles, bem como os apontamentos feitos por esta auditoria através do Relatório de Auditoria nº8/2016, informamos abaixo a avaliação atual dos controles citados:

C06	Adequado - Os Regimentos Internos dos Comitês de Investimentos foram revisados e aprovados contendo a recomendação estabelecida na matriz.
C11	Em aprimoramento.
C12	A recomendação de elaboração de normativo para adequação do controle está prevista para ser implantada em dezembro/2016.
C02	Dois membros foram inscritos no curso "Programa de Formação Gerencial – Analista FGV FINANÇAS" com provisão de término em abril/2017. A inscrição no PEC será efetivada no mês de janeiro/2017. Cabe informar, que esse treinamento já foi analisado pelo APIMEC e se enquadra nas regras do PEC.
C03	Adequado.
C13	Adequado.
C05	Adequado.
C07	Adequado.

C08 Em aprimoramento.

Por se tratar de um processo contínuo, não há a possibilidade de atribuir um prazo para implantação da recomendação.

- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/06/2017
- Situação em 07/04/2017:

( )	Não iniciada	(X)	Em andamento
( )	Interrompida	( )	Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

IV) ITEM 9.6 DO RELATÓRIO

"Desenquadramento passivo dos investimentos em imóveis".

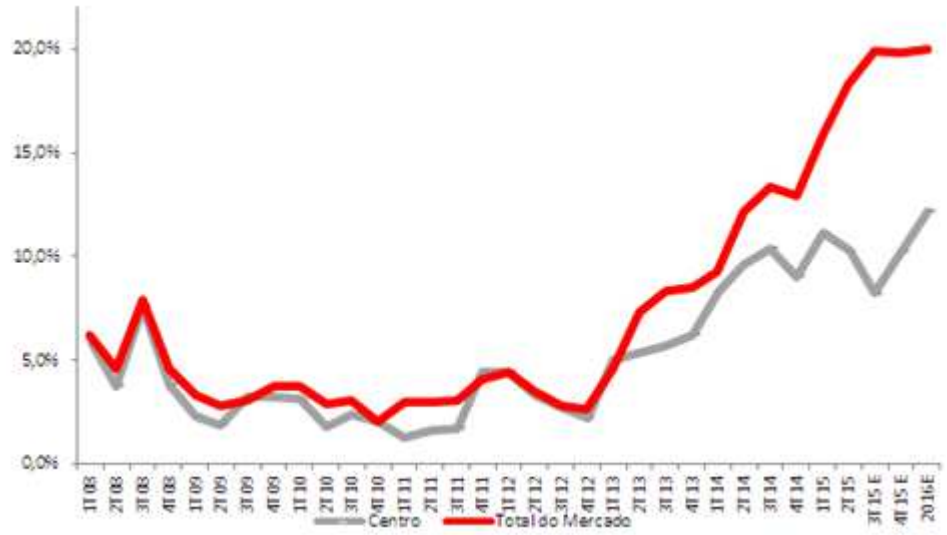
IV.a) Recomendação:

- A Eletros: "Empreender esforços com objetivo de eliminar o excesso no limite de alocação do segmento de investimento em imóveis, do Plano BD".
- Providências implementadas / a implementar:

  A ELETROS tem buscado, desde 2014, promover a venda do Edifício Mário Bhering, todavia, considerando que as propostas apresentadas até o momento não foram satisfatórias aos interesses da Fundação, seus patrocinadores, participantes e assistidos, e que o cenário de mercado, não favorece a venda, ainda não foi possível concretizar o ajuste no segmento.

  Empresas especializadas tais como: JLL, Colliers, Cushman e CBRE, bem como diversos corretores locais estão trabalhando a venda do imóvel, a qual encontra-se amplamente divulgada no mercado.

  Conforme, demonstra o gráfico abaixo, a vacância no Centro do Rio de Janeiro vem aumentando significativamente, tendo ultrapassado a casa dos 12% no 1º TRI de 2016 e isso dificulta a venda e promove a queda nos preços dos imóveis.



Atualmente, existem 4 (quatro) empresas interessadas em comprar o Edifício Mário Bhering sinalizaram estarem aguardando o "desfecho político" e a retomada de confiança no país, para a formalizarem as propostas.

Embora a estratégia da ELETROS para enquadramento dos imóveis é, desde dezembro de 2011, prioritariamente, a alienação do edifício Mário Bhering que foi entregue em 2013 pelo locatário Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, é importante ressaltar que a Resolução CMN Nº 3.792, de 24 de setembro de 2009, no inciso VII, do art. 52, NÃO considera como infringência aos limites estabelecidos na Resolução, os desenquadramentos passivos decorrentes de: (i) valorização de ativos; (ii) recebimento de ações em bonificação; (iii) conversão de bônus ou recibos de subscrição; (iv) exercício do direito de preferência; (v) reestruturação societária na qual a EFPC não efetue novos aportes; (vi) recebimento de ativos provenientes de operações de empréstimos realizados nos termos do art. 24; e (vii) reavaliação de imóveis.
Assim, tendo em vista que o cenário de mercado é pró-comprador, após todas as iniciativas de venda relatadas, a ELETROS também objetivou, em 2016, o aluguel do imóvel, por entender que era a melhor oportunidade para rentabilizar a carteira, vis-à-vis os valores oferecidos para aquisição do imóvel.
Em março de 2016 foi elaborada Carta Convite visando à contratação de empresa especializada em gestão e operação do estacionamento do Edifício. Entretanto, esta ação necessitava ser desenvolvida em conjunto com o condomínio, pois a ELETROS possui 103 vagas de garagens de um total de 216 vagas, o que se tornou inviável, em razão da necessidade de investimentos para adequar a infraestrutura de um estacionamento rotativo.
Em paralelo, em março de 2016 foram realizadas reuniões com conceituadas consultorias imobiliárias CBRE, JLL, Cushman e Colliers visando disponibilizar o imóvel também para locação, bem como estabelecer as regras de remuneração.
Durante as reuniões de trabalho com as consultorias especializadas no segmento foram equalizadas as visões sobre o mercado imobiliário comercial e suas perspectivas, principalmente no Centro do Rio de Janeiro, onde se confirmou o cenário exposto anteriormente.
Após visitas realizadas ao imóvel, as consultorias, de forma unânime, consideraram que para locação, o imóvel deveria passar por reformas, no mínimo para adequação do: (i) ar-condicionado; (ii) piso; (iii) forro; e (iv) pinturas e, adicionalmente, identificaram a necessidade de estruturar um andar padrão como modelo.
A necessidade de investimentos e a baixa probabilidade em gerar receita no curto prazo, tendo em vista as dificuldades de mercado, fez com que a área de Novos Negócios dedicasse maior esforço para alugar o Mário Bhering para a ELETROBRAS.

Assim, elaborou estudo com o objetivo de embasar uma proposta para a ELETROBRAS que agregasse valor principalmente do ponto de vista financeiro e em 07 de abril de 2016 apresentou a Nota Técnica NT-DF/ANN- 043/2016 para demonstrar que a ocupação do Edifício Mário Bhering pela ELETROBRAS acarretaria os principais impactos positivos: (i) redução do déficit do Plano BD; e (ii) redução das despesas da própria ELETROBRAS para pagamento do déficit.
Em 02 de junho de 2016, a Diretoria Financeira da ELETROS encaminhou Carta-DF-059/2016 à Diretoria de Administração da ELETROBRAS propondo as condições de aluguel das vagas, visando atender uma necessidade de curto prazo da patrocinadora, a qual foi aceita com entusiasmo. No entanto, devido à recente reestruturação interna, a patrocinadora optou por cancelar as negociações para a locação das vagas do Edifício Mário Bhering, priorizando exclusivamente a locação do prédio completo.
Não obstante os esforços para locação do imóvel no curto prazo, a ELETROS ainda mantém a estratégia de venda do Edifício Mário Bhering, sendo que está mantendo contato com um potencial interessado na aquisição do imóvel.

A Resolução CMN Nº 3.792, de 24 de setembro de 2009, no inciso VII, do art. 52, NÃO CONSIDERA como infringência aos limites estabelecidos na Resolução, os desenquadramentos passivos decorrentes de: (i) valorização de ativos; (ii) recebimento de ações em bonificação; (iii) conversão de bônus ou recibos de subscrição; (iv) exercício do direito de preferência; (v) reestruturação societária na qual a EFPC não efetue novos aportes; (vi) recebimento de ativos provenientes de operações de empréstimos realizados nos termos do art. 24; e (vii) reavaliação de imóveis.

Tendo em vista o cenário econômico e político do Brasil vis-à-vis o comprometimento de buscar a melhor rentabilidade para os Planos de Previdência, o Conselho Deliberativo da ELETROS definiu no Planejamento Estratégico de 2016 da Fundação, a seguinte ação: "Vender ou Alugar o Edifício Mário Bhering".

Assim, foram envidados esforços também para o aluguel do Ed. Mário Bhering, haja visto o aumento da vacância no setor imobiliário provocando a desvalorização dos imóveis.

Em 07 de março de 2017, o Contrato de Locação nos moldes Built To Suit foi assinado com a ELETROBRAS.

Vale ressaltar que a participação do Plano BD em imóveis, em 24/02/2017, é de 8,12%.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: X
- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/12/2017
- Situação em 07/04/2017:

( ) Não iniciada ( ) Em andamento

( ) Interrompida (x) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

V) ITEM 9.7 DO RELATÓRIO

"Necessidade de desenvolvimento de uma cultura interna com ênfase nos controles internos, em todos os níveis hierárquicos".

V.a) Recomendação:

- A Eletros: "Desenvolver e fortalecer uma cultura organizacional com ênfase nos controles internos, investindo em comunicação e treinamento para que os colaboradores tomem conhecimento dos processos, possibilitando, assim, a construção de uma interação com a gestão e uma pré-disposição à mudança".

- Providências implementadas / a implementar:

No que tange ao desenvolvimento de cultura interna com ênfase nos controles internos, e de acordo com o Código de Melhores Práticas em Governança Corporativa (5ª Edição), do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) o qual declara que "Os agentes de governança têm responsabilidade em assegurar que toda a organização esteja em conformidade com os seus princípios e valores, refletidos em políticas, procedimentos e normas internas, e com as leis e os dispositivos regulatórios a que esteja submetida. A efetividade desse processo constitui o sistema de conformidade (Compliance) da organização", a ELETROS vem trabalhando na formalização e revisão da regulamentação interna, conforme demonstramos a seguir:

NORMATIVOS ELETROS				
TIPO	DESCRIÇÃO	APROVAÇÃO	DATA APROVAÇÃO	EDIÇÃO
Política	Compliance	CDE	05/09/2014	1ª
Política	Riscos de Investimentos	CDE	06/02/2015	1ª
Política	Comunicação	CDE	19/06/2015	1ª
Política	Gestão de Pessoal	CDE	07/08/2015	2ª
Política	Gestão Documental	CDE	07/12/2015	1ª
Política	Compras e Contratação	CDE	07/12/2015	1ª
Política	Gestão de Bens Patrimoniais	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Tecnologia da Informação	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Previdenciária	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Alçadas	CDE	10/06/2016	2ª
Norma	Compliance	DEE	16/10/2014	1ª
Norma	Riscos de Investimentos	DEE	26/03/2015	1ª
Norma	Alocação de Recursos entre Gestores de Fundos e Carteiras	DEE	03/09/2015	1ª
Norma	Comunicação	DEE	29/10/2015	1ª
Norma	Perfis de Investimento	DEE	03/12/2015	2ª
Norma	Gestão Documental	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Seleção de Corretoras	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Seleção de Gestores de Fundos de Investimento	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Compras e Contratação	DEE	30/06/2016	1ª
Regimento	Comitê de Alocação de Ativos - CAA	DEE	29/10/2015	2ª
Regimento	Comitê Exevutivo de Investimentos - CEI	DEE	29/10/2015	3ª
Regimento	Comitê Gestor de Carteiras - CGC	DEE	29/10/2015	2ª
Regimento	Comitê de Gestão Previdenciária - CGP	DEE	17/12/2015	3ª
Regulamento	Plano de Gestão Administrativa - PGA	CDE	19/06/2015	2ª
Proc. Operacional	Compra de Títulos Privados	DEE	23/06/2016	1ª
Proc. Operacional	Compra de Títulos Públicos	DEE	28/04/2016	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Consultivo - Aprovação ou Alteração de Contratos	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Consultivo - Suporte à Resposta ao Participante	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Consultivo - Parecer e Consulta Jurídica	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Obrigação de Fazer	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Ofícios Judiciais	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Processos Judiciais e/ou Administrativos	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Provisão para Contingências	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Compliance - Monitoramento da Conformidade das Regras dos Processos Operacionais	DEE	29/06/2015	1ª

Por oportuno, apresentamos a seguir, os próximos normativos a serem formalizados:

NORMATIVOS PARA ELABORAÇÃO CONFORME PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO ELETROS 2016/2019		
TIPO	DESCRIÇÃO	DATA PREVISTA PARA APROVAÇÃO
Proc. Operacional	Processos de controladoria de benefícios	dez/16
Proc. Operacional	Compra de Títulos Públicos	jun/16
Proc. Operacional	Processo de Cálculo da Cota	dez/16
Proc. Operacional	Gestão Orçamentária	jun/17
Norma	Gestão Patrimonial	jul/16
Norma	Seleção de Corretoras - Revisão	jul/16
Norma	Recrutamento e Seleção - Revisão	ago/16
Norma	Frequência - Revisão	set/16
Norma	Orçamento	out/16
Norma	Seguros	jul/17
Código/Manual	Governança	dez/16

Por se tratar de um processo contínuo, não há a possibilidade de atribuir um prazo para implantação da recomendação.

NORMATIVOS ELETROS - ATUALIZAÇÃO 07/10/2016				
TIPO	**DESCRIÇÃO**	**APROVAÇÃO**	**DATA APROVAÇÃO**	**EDIÇÃO**
Política	Compliance	CDE	05/09/2014	1ª
Política	Riscos de Investimentos	CDE	06/02/2015	1ª
Política	Comunicação	CDE	19/06/2015	1ª
Política	Gestão de Pessoal	CDE	07/08/2015	2ª
Política	Gestão Documental	CDE	07/12/2015	1ª
Política	Compras e Contratação	CDE	07/12/2015	1ª
Política	Gestão de Bens Patrimoniais	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Tecnologia da Informação	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Previdenciária	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Alçadas	CDE	10/06/2016	2ª
Norma	Compliance	DEE	16/10/2014	1ª
Norma	Riscos de Investimentos	DEE	26/03/2015	1ª
Norma	Alocação de Recursos entre Gestores de Fundos e Carteiras	DEE	03/09/2015	1ª
Norma	Comunicação	DEE	29/10/2015	1ª
Norma	Perfis de Investimento	DEE	03/12/2015	2ª
Norma	Gestão Documental	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Seleção de Gestores de Fundos de Investimento	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Compras e Contratação	DEE	30/06/2016	1ª
Norma	Seleção de Corretoras	DEE	21/07/2016	2ª
Norma	Gestão de Bens Patrimoniais	DEE	21/07/2016	1ª
Norma	Recrutamento, Seleção e Admissão de Pessoal	DEE	25/08/2016	
Norma	Registro e Controle de Frequência	DEE	04/10/2016	
Regimento	Comitê de Alocação de Ativos - CAA	DEE	29/10/2015	2ª
Regimento	Comitê Exevutivo de Investimentos - CEI	DEE	29/10/2015	3ª
Regimento	Comitê Gestor de Carteiras - CGC	DEE	29/10/2015	2ª
Regimento	Comitê de Gestão Previdenciária - CGP	DEE	17/12/2015	3ª
Regulamento	Plano de Gestão Administrativa - PGA	CDE	19/06/2015	2ª
Proc. Operacional	Compliance - Monitoramento da Conformidade das Regras dos Processos Operacionais	DEE	29/06/2015	1ª
Proc. Operacional	Judírido Consultivo - Aprovação ou Alteração de Contratos	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Consultivo - Suporte à Resposta ao Participante	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Consultivo - Parecer e Consulta Jurídica	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Obrigação de Fazer	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Ofícios Judiciais	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Processos Judiciais e/ou Administrativos	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Provisão para Contingências	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Compra de Títulos Públicos	DEE	28/04/2016	1ª
Proc. Operacional	Compra de Títulos Privados	DEE	23/06/2016	1ª

Em continuidade ao desenvolvimento de cultura interna com ênfase nos controles internos, segue a atualização do quadro dos normativos internos da ELETROS:

NORMATIVOS ELETROS - DEZEMBRO/2016				
TIPO	DESCRIÇÃO	APROVAÇÃO	DATA APROVAÇÃO	EDIÇÃO
Política	Compliance	CDE	05/09/2014	1ª
Política	Riscos de Investimentos	CDE	06/02/2015	1ª
Política	Comunicação	CDE	19/06/2015	1ª
Política	Gestão de Pessoal	CDE	07/08/2015	2ª
Política	Gestão Documental	CDE	07/12/2015	1ª
Política	Compras e Contratação	CDE	07/12/2015	1ª
Política	Gestão de Bens Patrimoniais	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Tecnologia da Informação	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Previdenciária	CDE	11/12/2015	1ª
Política	Alçadas	CDE	10/06/2016	2ª
Norma	Compliance	DEE	16/10/2014	1ª
Norma	Alocação de Recursos entre Gestores de Fundos e Carteiras	DEE	03/09/2015	1ª
Norma	Comunicação	DEE	29/10/2015	1ª
Norma	Perfis de Investimento	DEE	03/12/2015	2ª
Norma	Gestão Documental	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Seleção de Corretoras	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Seleção de Gestores de Fundos de Investimento	DEE	17/12/2015	1ª
Norma	Compras e Contratação	DEE	30/06/2016	1ª
Norma	Riscos de Investimentos	DEE	13/10/2016	2ª
Norma	Gestão Patrimonial	DEE	21/07/2016	1ª
Norma	Recrutamento e Seleção	DEE	25/08/2016	2ª
Norma	Registro e Controle de Frequência	DEE	04/10/2016	3ª
Norma	Orçamento	DEE	27/10/2016	1ª
Regimento	Comitê de Alocação de Ativos - CAA	DEE	29/10/2015	2ª
Regimento	Comitê Exevutivo de Investimentos - CEI	DEE	29/10/2015	3ª
Regimento	Comitê Gestor de Carteiras - CGC	DEE	29/10/2015	2ª
Regimento	Comitê de Gestão Previdenciária - CGP	DEE	17/12/2015	3ª
Regulamento	Plano de Gestão Administrativa - PGA	CDE	19/06/2015	2ª
Proc. Operacional	Compliance - Monitoramento da Conformidade das Regras dos Processos Operacionais	DEE	29/06/2015	1ª
Proc. Operacional	Judírido Consultivo - Aprovação ou Alteração de Contratos	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Consultivo - Suporte à Resposta ao Participante	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Consultivo - Parecer e Consulta Jurídica	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Obrigação de Fazer	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Ofícios Judiciais	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Processos Judiciais e/ou Administrativos	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Jurídico Contencioso - Provisão para Contingências	DEE	30/09/2015	1ª
Proc. Operacional	Compra de Títulos Públicos	DEE	28/04/2016	1ª
Proc. Operacional	Compra de Títulos Privados	DEE	23/06/2016	1ª

- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/12/2017
- Situação em 07/04/2017:

( ) Não iniciada (X) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO: ADRIANA BARRETO RODRIGUES

I) ITEM 9.2 DO RELATÓRIO

"Contratos com a rede credenciada com prazos expirados"

I.a) Recomendação:

À Eletros Saúde: "Providenciar a regularização dos contratos pendentes com o Hospital de Clínicas Rio Mar, a Policlínica de Botafogo e Oeste Service Remoções."

- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior:
Policlínica de Botafogo: Reenviado em 22/08/2017 para assinatura, ainda não devolvido pelo credenciado. Hospital Rio Mar: Contrato preparado no setor de credenciamento, porém o hospital está devendo documentos. O contrato já foi analisado pelo credenciado.
Posição Atual:
Continuamos monitorando os credenciados visando a assinatura dos contratos.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: abril/2017.
- Prazo atualmente previsto para implementação:12/02/2018.
- Situação em 13/12/2017

  ( ) Não iniciada (x) Em andamento

  ( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

II) ITEM 9.3 DO RELATÓRIO

"Contratos sem a qualificação específica exigida pela ANS"

II.a) Recomendação:

- À Eletros Saúde: "Providenciar a regularização dos contratos pendentes com os prestadores Hospital de Clínicas Rio Mar e Centro Ortopédico da Gávea."
- Providências implementadas / a implementar:

Posição Anterior:
Centro Ortopédico da Gávea: contrato celebrado em agosto/2017.

Hospital Rio Mar: vide item Ia acima.
Posição Atual:
Continuamos monitorando o Hospital Rio Mar visando a assinatura do contrato.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: abril/2017.
- Prazo atualmente previsto para implementação: 12/02/2018.
- Situação em 13/12/2017:

( ) Não iniciada (x) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

NOME DOS RESPONSÁVEIS PELA INFORMAÇÃO:
Andrea Perrelli

Referência: Relatório de Auditoria Nº 19/2015, de 03/07/2015

Atividade: Eletros – Folha de Benefícios

Área: Eletros

I) ITEM 7.2 DO RELATÓRIO

"Fragilidade nos processos de mitigação de riscos referentes à concessão de benefícios de pensão por morte".

I.a) Recomendação:

- À Eletros: "Estudar a possibilidade de contratação de seguro comumente usados para planos de benefícios operados pelas entidades fechadas de previdência complementar com intuito de reduzir riscos de caráter previdenciário, conforme Resolução Previc CNPC n.º 17 de 30 de março de 2015."
- Providências implementadas / a implementar:
- Prazo atualmente previsto para implementação: Junho/2018.
- Situação em 07/04/2017:

( ) Não iniciada (X) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação ainda "não concluída":

Resolução CNPC nº 17, de 30 de março de 2015 trouxe uma maior clareza em relação à possibilidade de contratação de seguro específico para cobertura de riscos decorrentes de planos de benefícios de caráter previdenciário. No caso de Planos de Previdência, nos quais há previsão de concessão benefício vitalício (exemplos: Plano BD Eletrobrás e Plano CD Eletrobrás), entendemos que é cabível realização de estudo técnico para analisar a viabilidade econômico-financeira e atuarial, com objetivo de subsidiar a decisão da Diretoria Executiva e Conselho Deliberativo da Eletros em relação a contratação de seguro. No entanto, conforme relatado em 20 de agosto de 2015 no "Portal dos Fundos de Pensões" da Abrapp o mercado segurador brasileiro carece de seguros de longevidade atualmente. Ainda conforme a matéria anexa, a expectativa dos especialistas é de que os primeiros produtos de efetivo compartilhamento de riscos sejam lançados na segunda metade de 2016.

Informamos que ao longo do segundo semestre de 2016 a ELETROS acompanhará o possível lançamentos dos produtos destinados a fim específico.

Tendo em vista que a ação recomendada depende de fator externo, qual seja, o lançamento de produtos de longevidade para planos de previdência por seguradoras habilitadas e, uma vez lançados tais produtos, a ELETROS realizará estudos de viabilidade da contratação.

A ação recomendada depende de fator externo, qual seja, o lançamento de produtos de longevidade para planos de previdência por seguradoras habilitadas. Uma vez lançados tais produtos, a ELETROS poderá realizar estudos de viabilidade da contratação no prazo máximo de 1 ano.

II) ITEM 7.3 DO RELATÓRIO

- "Ausência de sistema integrado referente ao processo de arrecadação e pagamento de benefícios"

II.a) Recomendação:

- À Eletros: "Empreender ações para que se conclua o processo de contratação do sistema que faça a integração dos processos de arrecadação e pagamento de benefícios, com vistas a iniciar a implantação e customização que permitirá automatizar as atividades, mitigar os riscos financeiros e operacionais existentes e promover a eficiência, segurança e agregando valor a Entidade."

- Providências implementadas / a implementar:

  Fase de elaboração e envio de RFP ao mercado – concluída;
  Fase de avaliação das propostas técnicas e comerciais – concluída;
  Fase de reavaliação do escopo de projeto e solicitação de novas propostas técnicas e comerciais – em andamento

  Sistema foi contratado e encontra-se em fase de implantação

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 14/12/2015

- Prazo atualmente previsto para implementação: 20/3/2017.

- Situação em 07/04/2017:

( ) Não iniciada ( ) Em andamento

( ) Interrompida (X) Concluída

- Justificativa para os casos de ação ainda "não concluída":

- Na revisão do Planejamento Estratégico aprovado pelo CDE na sua 208ª reunião, realizada em 02 de março de 2012, foi estabelecida a ação: "Elaborar e implantar o Plano Diretor de Tecnologia da Informação – PDTI", visando:

  - a avaliação e implantação do modelo de governança de TI, no qual a Tecnologia da Informação passe a desempenhar um papel estratégico na Eletros;

- a aquisição e implantação de uma solução tecnológica integrada permitindo adequado suporte aos processos de negócio;

- a implantação da Política de Segurança da Informação.

- A seguir apresentamos as principais etapas do projeto:

- Abril a Julho de 2012 – Contratação da empresa Deloitte para elaboração do Plano Diretor de Tecnologia da Informação (PDTI) e RFI - *Request for information* para aquisição e implantação de uma solução tecnológica integrada para a ELETROS;

- Outubro a dezembro de 2012 – Mapeamento dos requisitos técnicos e funcionais de negócio para determinar a área de abrangência da solução e elaboração de RFP – *Request for Proposal* para solicitar formalmente ao mercado, propostas para aquisição da solução;

- Janeiro a julho de 2013 – Processo de avaliação das soluções de mercado e entrega de relatório técnico de avaliação das soluções no processo da RFP.

- A contratação da solução tecnológica tem como principal objetivo a ampliação do grau de integração entre os módulos que possuem maior fluxo de informações, reduzindo o impacto com customizações e aumentando os controles e integridade das informações e deve ser implantada em fases para minimizar o impacto nas áreas e nos processos de negócio, além de reduzir a mobilização de equipes.

- Na avaliação das soluções, percebeu-se que, apesar do nível de maturidade de algumas soluções, não foi possível propor uma solução única, o que seria o cenário ideal para a ELETROS.

- Em 06 de março de 2015, o CDE, em sua 267ª reunião, aprovou a contratação do sistema, tendo como prioridade os módulos previdenciários e empréstimos. A partir da implantação desses módulos, devem ser desenvolvidos estudos visando a evolução da integração.

- O sistema foi contratado e está na fase de implantação, cuja conclusão está prevista para 20/03/2017.

- **Abril de 2017** - Os módulos de Cadastro Previdenciário, Arrecadação, Concessão de Benefícios, Cálculo das Reservas e Folha de Pagamento de Benefícios, estão implantados e

sendo processados em produção. Todos os módulos fazem parte do ERP - Scafplus.Net contratado pela ELETROS em abril de 2015.

-

III) ITEM 7.4 DO RELATÓRIO

- "Matriz de Avaliação de Riscos e Controles da Área de Gestão de Arrecadação e Pagamento de Benefícios desatualizada".

III.a) Recomendação:

- À Eletros: "Reitera-se atualizar a Matriz de Avaliação de Riscos e Controles da Área de Gestão de Arrecadação e Pagamento de Benefícios dentro do prazo estabelecido, ou seja, até o final de dezembro de 2015, conforme estabelece o Planejamento Estratégico 2015/2017".

- Providências implementadas / a implementar:

- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/12/2017.

- Situação em 07/04/2017:

( )	Não iniciada	(X)	Em andamento
( )	Interrompida	( )	Concluída

- Justificativa para os casos de ação ainda "não concluída":

  Conforme consta no Relatório de Auditoria Nº 19/2015, de 03/07/2015, a matriz de avaliação de riscos e controles será revisada após a conclusão da revisão dos processos de arrecadação e pagamento de benefícios. Em função dos impactos que o sistema integrado trará aos processos, a revisão do fluxograma, riscos operacionais e controles internos está condicionada à sua implantação.

  Foi iniciada a revisão dos fluxogramas, riscos operacionais e controles internos dos processos da ELETROS.

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO: ADRIANA BARRETO RODRIGUES

I) ITEM 7.2.3 DO RELATÓRIO

"Contratos com a rede credenciada com prazos expirados".

I.a) Recomendação:

- À Eletros:" Desenvolver um plano de ação, estabelecendo prazo, de modo a agilizar o trabalho de recontratualização da Rede Credenciada para adequar os contratos às normas vigentes, atendendo desta forma aos preceitos de legalidade e eficácia jurídica".

- Providências implementadas / a implementar:

Hospital Rio Mar - o contrato foi reenviado para assinatura várias vezes. Estamos aguardando posicionamento do Hospital. Inclusive, o hospital solicitou reajuste e condicionamos a concessão do mesmo à assinatura do contrato.

Hospital Adventista Silvestre – o contrato foi assinado em 17/12/2013 e encontra-se anexado.

Casa de Saúde Santa Therezinha- O contrato foi assinado em 25/06/2012 e encontra-se anexado.

Para os demais prestadores mencionados, continuamos com o trabalho de contatos e reenvio dos contratos reiterando a necessidade de assinatura.

Continuamos a persistir com os prestadores, reenviando os contratos já adaptados e reiterando solicitação e necessidade de assinatura.

O processo de contratualização da Rede Credenciada é objeto de esforço prioritário e contínuo do Eletros-Saúde. Com base nas sucessivas regulamentações da ANS, o Eletros-Saúde vem promovendo constantes negociações com os seus prestadores a fim de cumprí-las, mas como a relação depende de um *player* externo não temos a garantia do retorno do instrumento jurídico no prazo determinado, onde muitas vezes se utilizam da situação para negociar condições comerciais unilaterais que impactam financeiramente ao Plano, ou ainda demonstram desinteresse em atender a solicitação, já que o prestador não é regulamentado pela citada Agência.

Em função da publicação da nova Lei n.º 13.003, de 24 de junho de 2014, que ainda será objeto de regulamentação pela ANS no prazo de 180 dias, e ainda que após a publicação dessa regulamentação será dado prazo para o ajuste contratual das Operadoras e prestadores, estimamos que a recontratualização de toda a rede credenciada será junho/2015.

Dos prestadores listados acima, apenas o Hospital Rio Mar ainda não assinou o contrato de acordo com as normas vigentes. Conforme informado no último documento enviado e descrito acima, os contratos do Hospital Adventista Silvestre e Casa de Saúde Santa Therezinha já estão regularizados e foram assinados (comprovantes foram anexados no último relatório de auditoria encaminhado). Em relação ao Hospital Rio Mar, continuamos pressionando para que o contrato seja assinado, inclusive, condicionando as solicitações de reajuste deste prestador à assinatura do contrato, visando à regularização.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: março/2014.
- Prazo atualmente previsto para implementação: maio/2017.
- Situação em 07/02/2017:

( ) Não iniciada (X) Em andamento

( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não concluída" no prazo:

Situação em **16/12/2015**: Dos prestadores listados acima, apenas o Hospital Rio Mar ainda não assinou o contrato de acordo com as normas vigentes. Conforme informado no último documento enviado e descrito acima, os

contratos do Hospital Adventista Silvestre e Casa de Saúde Santa Therezinha já estão regularizados e foram assinados (comprovantes foram anexados no último relatório de auditoria encaminhado). Em relação ao Hospital Rio Mar, continuamos pressionando para que o contrato seja assinado, inclusive, condicionando as solicitações de reajuste deste prestador à assinatura do contrato, visando à regularização.

Situação em **8/3/2016**: Mesmo posicionamento acima, ou seja, apenas o Hospital Rio Mar ainda não assinou o contrato de acordo com as normas vigentes. Aguardando trabalho de Recontratualização com toda a Rede Credenciada.

Situação em 07/10/2016: Mesmo posicionamento acima, ou seja, apenas o Hospital Rio Mar ainda não assinou o contrato de acordo com as normas vigentes. Aguardando conclusão do trabalho de Recontratualização com toda a Rede Credenciada

Situação em 07/02/2017: O processo de Recontratualização está em fase de finalização e a previsão para envio do contrato do Hospital Rio Mar, único que está pendente deste relatório, é no final de maio/17.

II) ITEM 7.2.5 DO RELATÓRIO

"Contratos sem a qualificação específica exigida pela ANS".

II.a) Recomendação:

- A Eletros:"Agilizar o trabalho de recontratualização da Rede Credenciada no sentido de constar a qualificação específica quanto ao registro da operadora na ANS e o registro da entidade hospitalar no Cadastro Nacional de Estabelecimentos de Saúde, conforme dispostos no inciso I, alíneas a e b, do artigo 2º da Resolução Normativa nº 42, de 4 de julho de 2003."

- Providências implementadas / a implementar:

Considerando-se que na relação de prestadores mencionados no relatório de auditoria constam praticamente os mesmos hospitais cujos contratos estão com prazos expirados, ressaltamos que estamos empenhando os esforços necessários para que os referidos prestadores assinem os contratos, cujo modelo já contempla as qualificações acima, ou seja, registro da operadora da ANS e registro no Cadastro Nacional de Estabelecimento de Saúde – CNES.

O processo de contratualização da Rede Credenciada é objeto de esforço prioritário e contínuo do Eletros-Saúde. Com base nas sucessivas regulamentações da ANS, o Eletros saúde vem promovendo constantes negociações com os seus prestadores a fim de cumpri-las, mas como a relação depende de um *player* externo não temos a garantia do retorno do instrumento jurídico no prazo determinado, onde muitas vezes se utilizam da situação para negociar condições comerciais unilaterais que impactam financeiramente ao Plano, ou ainda demonstram desinteresse em atender a solicitação, já que o prestador não é regulamentado pela citada Agência.

Em função da publicação da nova Lei n.º 13.003, de 24 de junho de 2014, que ainda será objeto de regulamentação pela ANS no prazo de 180 dias, e ainda que após a publicação dessa regulamentação será dado prazo para o ajuste

contratual das Operadoras e prestadores, estimamos que a recontratualização de toda a rede credenciada será junho/2015.

Os modelos de contratos atualmente utilizados para a contratação da RC já contemplam as qualificações acima mencionadas (registro da operadora na ANS e CNES), portanto, dos prestadores listados neste Plano de Providências, apenas o Hospital Rio Mar ainda não se encontra adequado pelos motivos expostos acima (item I).

- Prazo inicialmente previsto para implementação: abril/2014.
- Prazo atualmente previsto para implementação: maio/2017.
- Situação em 07/02/2017:

( )	Não iniciada	(X)	Em andamento
( )	Interrompida	( )	Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não concluída" no prazo:

  Situação em **16/12/2015**: os modelos de contratos atualmente utilizados para a contratação da RC já contemplam as qualificações acima mencionadas (registro da operadora na ANS e CNES), portanto, dos prestadores listados neste Plano de Providências, apenas o Hospital Rio Mar ainda não se encontra adequado pelos motivos expostos acima (item I).

  Situação em **8/3/2016**: os modelos de contratos atualmente utilizados para a contratação da RC já contemplam as qualificações acima mencionadas (registro da operadora na ANS e CNES), portanto, dos prestadores listados neste Plano de Providências, apenas o Hospital Rio Mar ainda não se encontra adequado pelos motivos expostos anteriormente e que será resolvido iminentemente com a Recontratualização da Rede Credenciada.

  Situação em 07/10/2016: os modelos de contratos atualmente utilizados para a contratação da RC já contemplam as qualificações acima mencionadas (registro da operadora na ANS e CNES), portanto, dos prestadores listados neste Plano de Providências, apenas o Hospital Rio Mar ainda não se encontra adequado pelos motivos expostos anteriormente e que será resolvido iminentemente com a Recontratualização da Rede Credenciada

  Situação em 07/02/2017: Conforme já informado em relatórios anteriores, somente o contrato do Hospital Rio Mar ainda não se encontra adequado, o que será iminentemente resolvido com a finalização do processo de Recontratualização previsto para o final de maio/2017.

III) ITEM 7.2.6 DO RELATÓRIO

"Contratos sem cláusulas relativas aos padrões de acomodação".

III.a) Recomendação:

- À Eletros:"Agilizar o trabalho de recontratualização da Rede Credenciada no sentido de constar os padrões de acomodação, atendendo ao disposto no inciso II, alínea "e", itens 1,2 e 3 do artigo 2º da Resolução Normativa nº 42, de 4 de

julho de 2003."

- Providências implementadas / a implementar:

  A nova versão de contrato será adotada a partir de maio/2014 onde esta e outras atualizações estarão contempladas.

  O processo de contratualização da Rede Credenciada é objeto de esforço prioritário e contínuo do Eletros-Saúde. Com base nas sucessivas regulamentações da ANS, o Eletros-Saúde vem promovendo constantes negociações com os seus prestadores a fim de cumprí-las, mas como a relação depende de um *player* externo não temos a garantia do retorno do instrumento jurídico no prazo determinado, onde muitas vezes se utilizam da situação para negociar condições comerciais unilaterais que impactam financeiramente ao Plano, ou ainda demonstram desinteresse em atender a solicitação, já que o prestador não é regulamentado pela citada Agência.

  Em função da publicação da nova Lei n.º 13.003, de 24 de junho de 2014, que ainda será objeto de regulamentação pela ANS no prazo de 180 dias, e ainda que após a publicação dessa regulamentação será dado prazo para o ajuste contratual das Operadoras e prestadores.

  Os modelos de contrato atualmente utilizados para a contratação da RC já contemplam os padrões de acomodação, atendendo ao disposto na RN 42. No entanto, devido às constantes atualizações regulamentadas pela ANS, o Eletros-Saúde vem empenhando os esforços necessários para realizar um trabalho de recontratualização com toda a Rede Credenciada, trabalho este que é objeto do Planejamento Estratégico do ES em 2015, cujas ações tiveram início em 03/05, sendo todo processo objeto de ações contínuas e que demandará grande negociação pois não contemplará apenas a alteração no padrão de acomodação.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 30/9/2013.

- Prazo atualmente previsto para implementação: maio/2017.

- Situação em 07/02/2017:

  ( ) Não iniciada (X) Em andamento

  ( ) Interrompida ( ) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não concluída" no prazo:

  Situação em 16/12/2015: os modelos de contrato atualmente utilizados para a contratação da RC já contemplam os padrões de acomodação, atendendo ao disposto na RN 42. No entanto, devido às constantes atualizações regulamentadas pela ANS, o Eletros-Saúde vem empenhando os esforços necessários para realizar um trabalho de recontratualização com toda a Rede Credenciada, trabalho este que é objeto do Planejamento Estratégico do ES, cujas ações já se iniciaram e tem previsão de término em março/2016.

  Situação em **8/3/2016**: os modelos de contrato atualmente utilizados para a contratação da RC **já contemplam os padrões de acomodação**, atendendo ao disposto na RN 42. No entanto, devido às constantes atualizações regulamentadas pela ANS, o Eletros-Saúde vem empenhando os esforços necessários para realizar um trabalho de recontratualização com toda a Rede

Credenciada, trabalho este que é objeto do Planejamento Estratégico do ES, cujas ações já estão em andamento e em fase de finalização.

Situação em 07/10/2016: os modelos de contrato atualmente utilizados para a contratação da RC **já contemplam os padrões de acomodação**, atendendo ao disposto na RN 42. No entanto, devido às constantes atualizações regulamentadas pela ANS, o Eletros-Saúde realizou um trabalho para a adequação dos contratos e o próximo passo será a recontratualização com toda a Rede Credenciada, conforme previsto no Planejamento Estratégico do ES, cujas ações já estão sendo finalizadas.

Situação em 07/02/2017: os modelos de contrato atualmente utilizados para a contratação da RC **já contemplam os padrões de acomodação**, atendendo a legislação vigente. No entanto, devido às constantes atualizações regulamentadas pela ANS, o Eletros-Saúde realizou um trabalho para a adequação dos contratos, que já está em fase de finalização, com previsão para ser concluído no final de maio/2017.

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO: Ana Maria Sousa Gyrão de Castro

6. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE

6.1 Canais de acesso do cidadão

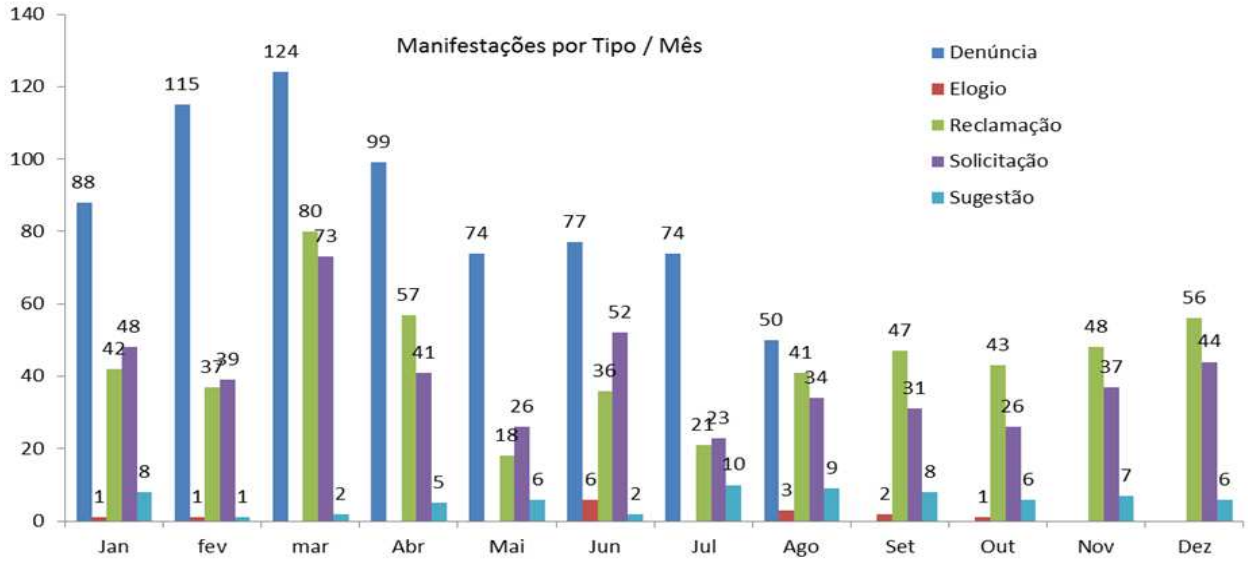
Criada em 2005, a Ouvidoria-Geral da Eletrobras tem por objetivo criar e manter um canal de relacionamento pessoal e interativo com os públicos da empresa (interno e externo), prestando atendimento aos manifestantes e sendo a última instância para solução das questões, bem como atuar em parceria com os gestores da empresa, contribuindo para a melhoria contínua dos processos internos e identificando riscos e oportunidades para a gestão.

A Ouvidoria-Geral da *holding* coordena as ouvidorias das empresas Eletrobras, buscando sinergias e atuando como suporte à solução de problemas, além de ser responsável pela consolidação das informações geradas pelas ouvidorias das subsidiárias.

Canais de atendimento

1. ***Canal de Ouvidoria*** (presencial, telefone, e-mail e Sistema de Gestão da Ouvidoria — SOU, intranet, site na internet);
2. ***Canal de Gênero*** (mesmos da Ouvidoria);
3. ***Canal de Denúncias*** (canal externo centralizado para recebimento de denúncias relativas a todas as empresas Eletrobras);
4. ***Caixa de Correio "Ouvidoria"***;
5. ***Caixa de Correio "CAAO — Ouvidoria-Geral"***;
6. ***Sistema de Informação ao Cidadão — SIC*** (site na internet: acompanhamento da tramitação diretamente pelo Ministério da Transparência, Fiscalização e Controladoria-Geral da União — CGU).

Indicadores



Tipo	Jan	fev	mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Denúncia	88	115	124	99	74	77	74	50				
Elogio	1	1				6		3	2	1		
Reclamação	42	37	80	57	18	36	21	41	47	43	48	56
Solicitação	48	39	73	41	26	52	23	34	31	26	37	44
Sugestão	8	1	2	5	6	2	10	9	8	6	7	6
Total Geral	187	193	279	202	124	173	128	137	88	76	92	106

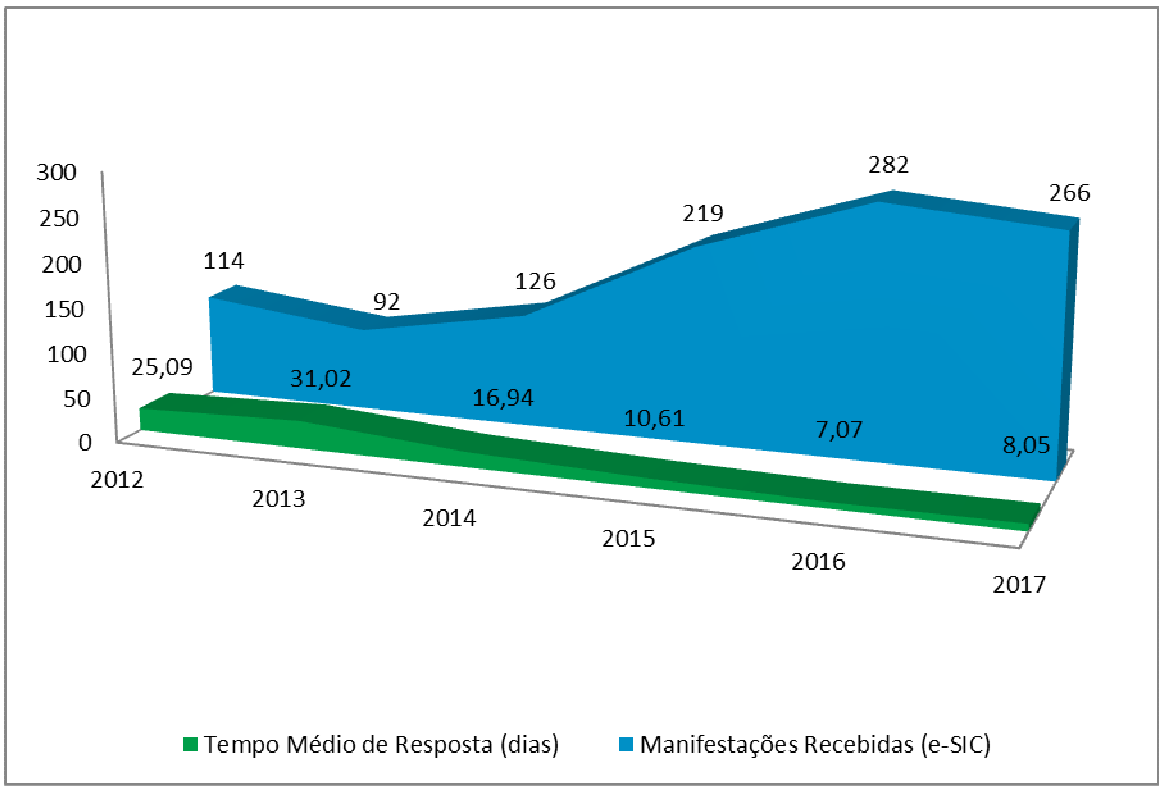
O gráfico e a tabela apresentam os dados extraídos do Sistema de Ouvidoria — SOU, o principal canal de atendimento da Ouvidoria-Geral da Eletrobras. A quantidade de manifestações tipificadas como "Denúncia" alcançou o valor zero a partir de setembro de 2017 em função da entrada em funcionamento do canal externo centralizado para recebimento desse tipo de manifestação — o Canal de Denúncias das empresas Eletrobras.

De 21 de agosto a 31 de dezembro de 2017, foram recebidas 200 denúncias válidas através do novo Canal de Denúncias.

Em 2017, foram recebidas 1.785 manifestações válidas por meio do Canal de Ouvidoria — SOU, número 13% menor que o registrado em 2016 (2043).

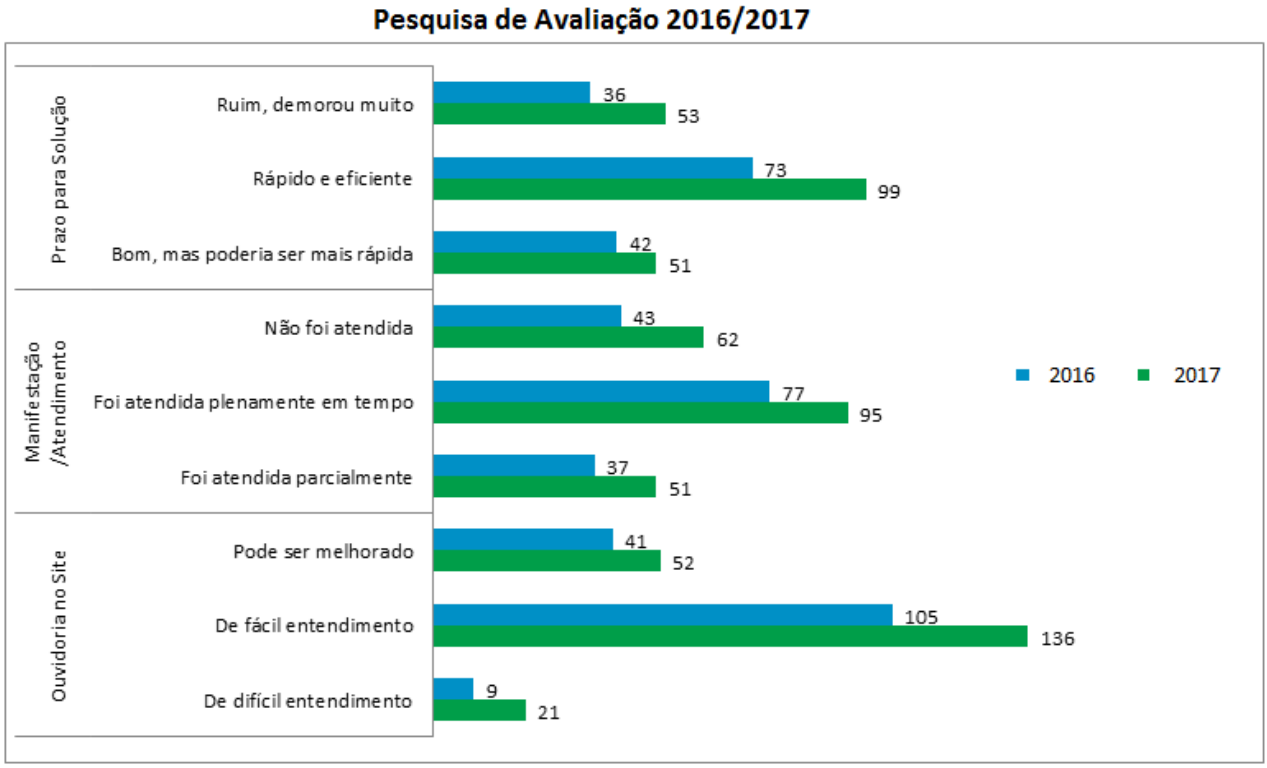
SIC (Serviço de Informações ao Cidadão) — Lei de Acesso à Informação (Lei n.º 12.527)

Entre 1º de janeiro de 2017 e 31 de dezembro de 2017, recebemos **266** pedidos de informações. Em comparação com o ano anterior, houve uma **redução de 26%** (282 em 2016) no quantitativo de solicitações de informação recebidas por este canal.



6.2 Aferição do grau de satisfação dos cidadãos-usuários

Após a conclusão da manifestação pela Ouvidoria, o manifestante recebe uma solicitação para que responda à pesquisa de satisfação de atendimento.



6.3 Mecanismos de transparência das informações relevantes sobre a atuação da unidade

Ao firmar parcerias para o desenvolvimento de projetos sociais e de patrocínio, a Eletrobras tem por rotina cadastrá-los no Portal da Transparência Pública por considerar a informação útil e relevante à sociedade. Assim, os contratos e convênios celebrados podem ser encontrados no Portal da Transparência, cujo acesso pode ser realizado pelo link a seguir:

http://www.eletrobras.com.br/EM_Servicos_ContasPublicas/default.asp

Desde 2014, a Ouvidoria-Geral publica mensalmente na intranet da Eletrobras os principais indicadores de sua atuação, incluindo informações sobre os tipos e assuntos das manifestações, tempo de resposta e áreas mais demandadas.

Em 2017, com a renovação do site da Eletrobras, os principais indicadores consolidados das empresas Eletrobras passaram a estar disponíveis na área da Ouvidoria na página da empresa na internet, com atualização periódica.

A Ouvidoria-Geral ainda gera relatórios trimestrais consolidados para a Diretoria Executiva, o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal da empresa, além de apresentar mensalmente ao Conselho Fiscal e ao Comitê de Auditoria e Riscos reportes sobre denúncias e outros riscos associados a manifestações, tendo em vista sua finalidade de detectar, analisar, reportar e monitorar possíveis problemas e riscos à Eletrobras identificados em denúncias e outras manifestações recebidas, contribuindo para a credibilidade e o fortalecimento da imagem, reputação e sustentabilidade da empresa.

7. DESEMPENHO FINANCEIRO E INFORMAÇÕES CONTÁBEIS — CONSIDERAÇÕES GERAIS

7.1 Desempenho financeiro do exercício

A Eletrobras apresentou, em 2017, um prejuízo líquido de R$ 1.726 milhões, inferior ao Lucro de R$ 3.513 milhões obtido em 2016. O Resultado de 2017 foi influenciado, principalmente, pelas provisões operacionais no montante de R$5.747 (sendo R$1.101 milhões as provisões operacionais do segmento de distribuição) e pelo prejuízo do segmento de distribuição no montante de R$4.179 milhões. Já o resultado de 2016 foi influenciado, principalmente, pela Contabilização da Remuneração relativa aos créditos da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE).

O Lucro líquido gerencial obtido em 2017 foi de R$ 178 milhões, 22% inferior ao lucro gerencial de R$ 229 milhões de 2016. A Receita Operacional Líquida gerencial apresentou crescimento de 21%, passando de R$ 25.549 milhões em 2016 para R$ 30.887 milhões em 2017. O Ebtida Gerencial apresentou crescimento de 44%, passando de R$ 3.845 milhões em 2016 para R$ 5.554 milhões em 2017. Os destaques de 2017 são apresentados abaixo:

DESTAQUES DE 2017

» Receita Operacional Líquida de R$ 37.876 milhões;
» Contabilização da Remuneração relativa aos créditos da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE) referente às linhas de transmissão renovadas conforme Lei 12.783/2013, conforme Portaria nº 120, de 20 de abril de 2016, do Ministério de Minas e Energia, que estabeleceu as condições de pagamento, com efeito de R$ 4.923 milhões em 2017.
» Repasse de Itaipu no montante de R$ 626 milhões;
» CVA positivo no montante de R$ 1.441 milhões;
» Impacto no resultado de R$ 853 milhões relativos a provisão para o Plano de Aposentadoria Extraordinária (PAE);
» Provisões para Contingências no montante de R$ 4.398 milhões, com destaque para a provisão relativa ao empréstimo compulsório de R$ 2.337 milhões;
» Provisões Aneel - CCC no montante de R$ 986 milhões, para fazer face aos custos de glosas pela Aneel no âmbito do processo de fiscalização do Fundo Setorial CCC devido as distribuidoras, nos termos da Lei 12.111/2009;
» Reversão de Provisões para contratos onerosos de R$ 1.493 milhões, principalmente em decorrência da redução de despesa de pessoal observada com a realização do plano de aposentadoria extraordinária – PAE;
» Provisões de impairment no motante de R$ 641 milhões;
» Resultado Financeiro Líquido negativo de R$ 5.194 milhões;
» Resultado do segmento de Distribuição negativo no montante líquido de R$4.179 milhões, com destaque para o prejuízo de R$2.313 milhões da Amazonas Distribuição;
» EBITDA no montante de R$ 6.744 milhões e EBITDA Gerencial no montante de R$ 5.554 milhões em 2017;

7.2 – Sistemática de apuração de custos no âmbito da unidade

No que diz respeito a resposta aos **subitens 1.a e 1.b** do item "Sistemática de apuração de custos no âmbito da unidade", anexamos a estrutura orgânica (hierarquia standard) da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras responsável pelo gerenciamento de custos. A referida estrutura contem as unidades administrativas da UPC onde os custos são realizados e apurados.

Aproveitamos para anexar o organograma da Eletrobras, o qual contém a estrutura organizacional (visão de árvore) da Eletrobras. Ressaltamos que existe uma diferença entre o organograma e a estrutura organizacional haja vista que o organograma encontra-se atualizado com as reestruturações ocorridas no exercício de 2018, notadamente na Diretoria de Conformidade e Diretoria de Administração.

Área contabilidade custos	**CA10**
Período contemplado	**01.01.2018 - 31.12.9999**

Hierarquia standard centros de custo	**Denominação**
HCC01	**Hierarquia STD de CC Eletrobrás**
ELETROBRAS	**Novo Desenho Organizacional Res.633/2016**
CF	**Conselho Fiscal**
1000015000	CF - Conselho Fiscal
CAE	**Conselho de Administração da Eletrobras**
1000014000	CAE-Conselho Administrativo Eletrobrás
CAS	Secretaria
1000014004	CAS - Secret.de Govern.do Consel.Admin.
CAI	Auditoria
1000014001	CAI - Auditoria
1000014002	CAII - Auditoria Interna
1000014003	CAIO - Atendimento de Órgãos de Controle
PR	**Presidência**
1000000000	PR - Presidência
1000000001	PRAO - Ouvidoria Geral
PRC	**Comunicação**
1000009000	PRC - Comunicação
1000009001	PRCC-Comunicação e Relações Instituciona
1000009002	PRCS-Responsab. Social, Marca e Reputaçã

PRE		**Estratégia e Gestão Empresarial**
	1000010000	PRE - Estrat. Gestão Empresarial e Suste
	1000010001	PREC - Governança Corporativa
	1000010002	PRED - Desenvolvimento Empresarial
	1000010003	PREE - Estratégia Empresarial
	1000010004	PREP-Desempenho, G.de Projetos e Sustent
PRF		**Gestão Particip. SPEs e Prog. de Governo**
	1000011000	PRF-Programas de Governo
	1000011001	PRFL - Programa Luz para Todos - LPT
	1000011002	PRFP-Prog.Nacional Conserv.Ener.-Procel
	1000011003	PRFB - Gestão Bens União sob Adm (BUSA)
	1000011004	PRFG - Gestão de Participações em SPE
PRG		**Gabinete da Presidência**
	1000012000	PRG - Gabinete da Presidência
	1000012001	PRGS - Secretaria Geral
	1000012002	PRGP - Escritório de São Paulo
	1000012003	PRGB - Escritório de Brasília
PRI		**Internacional**
	1000013000	PRI - Internacional
	1000013001	PRIE - Expansão Internacional
	1000013002	PRIO - Operação Internacional
	1000013003	PRIA - Sucursal Andina
	1000013004	PRIS - Sucursal Cone Sul
	1000013005	PRIC - Sucursal América Central
DC		**Diretoria de Conformidade**
	1007000004	DC - Diretoria de Conformidade
	1007000005	DCGC - Gestão de Controles Internos
	1007000006	DCGI - Gestão da Integridade
	1007000007	DCGR - Gestão de Riscos Corporativos
	1007000009	CSI-Comitê do Sistema Integrado
DD		**Diretoria de Distribuição**
	1005000000	DD - Diretoria de Distribuição
	1005000001	DDAR - Regulação de Distribuição
	1005000002	DDEF - Contr.Econômico, Financeiro e Com
	1005000003	DDPO-Planejamento e Operação da Distrib.
	1005000004	DDGP - Gestão de Projetos de Distribuiçã
DF		**Diretoria Financ.e Relações com Invest.**
	1001000000	DF - Dir.Financeira e de Relações Invest

DFC		**Contabilidade**
	1001001000	DFC - Contabilidade
	1001001001	DFCG - Contabilidade Geral e de Custos
	1001001002	DFCC - Consolidação Contábil
	1001001003	DFCT - Planejamento Tributário e Fiscal
DFF		**Finanças Corporativas**
	1001002000	DFF - Finanças Corporativas
	1001002001	DFFO - Operações Financeiras
	1001002002	DFFG-Capt.e Gest.de Ativos e Passivo Fin
DFP		**Planejamento e Controle**
	1001003000	DFP - Planejamento e Controle
	1001003001	DFPC - Controladoria
	1001003002	DFPI - Gestão de Investimentos
	1001003003	DFPP - Planejamento Econômico-Financeiro
DFR		**Relação com Investidores**
	1001004000	DFR - Relação com Investidores
	1001004001	DFRC - Conformidade de Merc.de Capitais
	1001004002	DFRM- Relac. com o Mercado e Empr. Compu
DG		**Diretoria de Geração**
	1003000001	DG - Diretoria de Geração
	1003000002	DGAE - Serviços de Eficiência Energética
	1003000003	DGAR - Regulação de Geração
DGC		**Comercialização de Energia**
	1003004000	DGC - Oper. & Manut.Geração e Com.Energi
	1003004001	DGCC - Planej. e Gestão da Comercializaç
	1003004002	DGCO-Coord.da Operação e Manut.de Geraçã
DGE		**Expansão e Gestão de Ativos de Geração**
	1003005000	DGE - Expansão de Geração
	1003005001	DGEA - Meio Ambiente
	1003005002	DGEI-Coord.da implant.de Empreend.Geraçã
	1003005003	DGEP - Prospecção de Negóc. de Geração
DJ		**Diretoria Jurídica e de Gestão Corporat.**
	1002000000	DJ-Dir. Jurídica e de Gestão Corporativa
	1002000002	DJAC-G. Progr. Centro de Serv.Compartil.
	1002000003	DJAP - Gestão do Programa ProERP
	1002000004	DJAT - Asses.de Rel.Trabalhistas e Sind.
DJJ		**Jurídico**

	1002004000	DJJ - Jurídico
	1002004001	DJJC - Jurídico Contencioso
	1002004002	DJJE - Control. Legal e Casos Estratégic
	1002004003	DJJJ - Jurídico Consultivo
DJP		**Gestão de Pessoas**
	1002005000	DJP - Gestão de Pessoas
	1002005001	DJPA-Planej., Acomp. Pess.e Prev.Complem
	1002005002	DJPD-Carreira, Remuner.e Desenv.Pessoas
	1002005003	DJPP-Adm. de Pessoal, Saúde e Seg. Traba
	SUPLEMENTA	Quadro Pessoal Indisponível
	1004004090	PECE - Pessoal Cedido
	1004004091	QSPE - Quadro Suplementar
DJS		**Infraestrutura e Suprimentos**
	1002006000	DJS - Infraestrutura e Suprimentos
	1002006001	DJSC - Contratações
	1002006002	DJSF - Adm.de Contratos, Fornec.Almoxar.
	1002006003	DJSI - Infraestrutura e Serviços
DJT		**Tecnologia da Informação e de Telecom.**
	1002007000	DJT - Tecn. da Informação e de Telecom.
	1002007001	DJTG-Planej.,Governança e Seg.Inform.TIC
	1002007002	DJTI - Infraestrutura de TIC
	1002007003	DJTS - Serviços de TIC
DT		**Diretoria de Transmissão**
	1004000000	DT - Diretoria de Transmissão
	1004000002	DTAR - Regulação da Transmissão
DTE		**Engenharia e Implantação de Empreendimen**
	1004003000	DTE-Eng. e Implant.Empreend. Transmissão
	1004003001	DTEI-Coord.de Implant.de Empreend.Transm
	1004003002	DTET - Engenharia da Transmissão
DTP		**Planejamento e Operações de Transmissão**
	1004004000	DTP Planej.de Operações de Transmissão
	1004004001	DTPO-Coordenação da Oper. da Transmissão
	1004004002	DTPP - Planejamento da Transmissão

Subitem 1.c - Descrição sucinta do sistema informatizado de apuração de custos

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras utiliza desde 1998 o sistema SAP como seu sistema integrado de gestão, tendo contratado diversos módulos responsáveis pelo processamento e gerenciamentos de seus mais variados processos empresariais.

Dentre os módulos contratados temos o *Controlling* (CO), módulo responsável pela gestão dos custos e despesas organizacionais, bem como pela estrutura hierárquica a qual os custos encontram-se vinculados. De maneira geral, o CO está estruturado de modo a permitir que a companhia tenha a gestão sobre as unidades administrativas (denominados de centros de custos) de forma individual, cada qual sendo responsável pela previsão e realização dos gastos empresariais.

Os centros de custos representam a unidade mínima responsável pela alocação de determinados custos e despesas. Além dos centros de custos, o módulo CO ainda permite que os custos e despesas sejam controlados no nível da natureza do gasto, a qual classificamos de classe de custo. A classe de custo corresponde ao tipo despesa que carece de determinado controle, que em conjunto com o centro de custo, formam a estrutura de custos da Eletrobras. Por exemplo, é através desses dois elementos que a Eletrobras mantem o acompanhamento de seus custos no nível de cada unidade administrativa.

Subitem 1.d – Práticas de tratamento e alocação utilizados no âmbito das subunidades ou unidades administrativas para geração de informações de custos

As unidades administrativas podem manter o controle e verificar a alocação de seus custos através da relação centro de custo *versus* classe de custo. Ou seja, cada unidade pode verificar os seus custos tendo acesso direto a relatórios que demonstrem os tipos de despesas por ela incorridos, sejam despesas e custos diretos (pessoal e serviços, por exemplo) ou indiretos, sendo esses coletados através de ferramentas de rateio e distribuição de custos.

Além do centro de custo, o módulo CO ainda permite que determinada unidade controle seus gastos por meio de objetos de custos denominados de ordens internas. O SAP permite que o controle dos custos se dê também de maneira gerencial, sendo a ordem interna um coletor de custo global. Através de uma ordem interna é possível, por exemplo, controlar custos associados a determinados projetos específicos que demandem a gestão centralizada das despesas realizadas.

Adicionalmente, o módulo de gestão de custos ainda permite que áreas tomadoras de custos para terceiros possam distribuir esses custos para as diversas unidades clientes, através de ferramentas de alocação e rateio de custos.

Toda a estrutura do sistema de custos da Eletrobras, até aqui relatada, permite às unidades administrativas alocar e tratar as informações de custos e despesas realizadas pela Companhia.

Subitem 1.f – Relatórios utilizados pela UPC para análise de custos e tomada de decisão

A Eletrobras utiliza relatórios de custos extraídos do módulo CO, sendo as informações coletadas de acordo com a demanda das unidades e administração da Companhia.

O sistema SAP permite que as despesas sejam relacionadas e/ou agrupadas no nível de cada unidade, sendo obedecidas as características existentes nos registros contábeis da Eletrobras. É possível ainda agrupar unidades de modo a capturar custos globais. Exemplo disso são os gastos com pessoal, materiais e serviços aglutinados por diretorias e superintendências, que correspondem aos níveis mais elevados na estrutura organizacional da Companhia.

Ainda é possível extrair relatórios de ordens internas, pelos quais os gestores da Eletrobras conseguem verificar e avaliar os custos (tipicidade e valor) alocados a determinado projeto sob sua gestão.

Citamos como exemplo de relatórios usualmente utilizados pela Eletrobras as seguintes transações:

S_ALR_87013611 – Centros de custo: real/planejado/desvio
S_ALR_87013612 – Área: centros de custo
S_ALR_87013613 – Área: classes de custo
KSB1 – Centro de custo – Partidas individuais reais
KA23 – Classes custo: relatórios dados mestre
KS13 – Centros custo: relatórios dados mestre
KOK5 – Ordens internas: relatório de dados mestre

Adicionalmente, a Eletrobras ainda utiliza sua estrutura de demonstração de resultado com a abertura das rubricas de despesas e custos como ferramenta de avaliação do desempenho econômico da Companhia.

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital 1

Proventos em Dinheiro 2

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo 3

Balanço Patrimonial Passivo 5

Demonstração do Resultado 8

Demonstração do Resultado Abrangente 10

Demonstração do Fluxo de Caixa 11

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2017 à 31/12/2017 13

DMPL - 01/01/2016 à 31/12/2016 14

DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015 15

Demonstração do Valor Adicionado 16

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo 17

Balanço Patrimonial Passivo 20

Demonstração do Resultado 23

Demonstração do Resultado Abrangente 25

Demonstração do Fluxo de Caixa 26

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2017 à 31/12/2017 29

DMPL - 01/01/2016 à 31/12/2016 30

DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015 31

Demonstração do Valor Adicionado 32

Relatório da Administração 34

Notas Explicativas 155

Pareceres e Declarações

Relatório do Auditor Independente - Sem Ressalva 372

Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente 377

Parecer ou Relatório Resumido, se houver, do Comitê de Auditoria (estatutário ou não) 378

Índice

Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras 381

Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente 382

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Último Exercício Social 31/12/2017
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	1.087.050.297
Preferenciais	265.583.803
Total	1.352.634.100
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro

Evento	Aprovação	Provento	Início Pagamento	Espécie de Ação	Classe de Ação	Provento por Ação (Reais / Ação)
Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária	28/04/2017	Juros sobre Capital Próprio	19/12/2017	Preferencial	Preferencial Classe A	2,38969
Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária	28/04/2017	Juros sobre Capital Próprio	19/12/2017	Preferencial	Preferencial Classe B	1,79227

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2017	Penúltimo Exercício 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 31/12/2015
1	Ativo Total	121.284.602	116.607.879	95.163.195
1.01	Ativo Circulante	21.414.322	16.771.994	14.359.157
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	1.491.202	1.691.639	1.339.152
1.01.01.01	Caixa	161.326	10.293	691.719
1.01.01.02	Caixa Restrito	1.329.876	1.681.346	647.433
1.01.02	Aplicações Financeiras	5.059.957	4.471.954	3.454.526
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	5.059.957	4.471.954	3.454.526
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	5.059.957	4.471.954	3.454.526
1.01.03	Contas a Receber	502.236	355.031	379.214
1.01.03.01	Clientes	502.236	355.031	379.214
1.01.04	Estoques	212	280	360
1.01.04.01	Almoxarifado	212	280	360
1.01.06	Tributos a Recuperar	623.299	674.241	373.962
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	623.299	674.241	373.962
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	13.737.416	9.578.849	8.811.943
1.01.08.03	Outros	13.737.416	9.578.849	8.811.943
1.01.08.03.01	Financiamentos e Empréstimos	8.288.875	6.783.913	6.820.948
1.01.08.03.02	Conta de Consumo de Combustível	0	195.966	195.966
1.01.08.03.03	Remuneração de Participações Acionárias	1.726.958	618.566	255.468
1.01.08.03.04	Impostos e Contribuições Sociais	1.436.175	769.541	928.743
1.01.08.03.05	Ativo financeiro - Concessão de Serviço Público	0	0	371.007
1.01.08.03.06	Direito de Ressarcimento	0	74.527	0
1.01.08.03.07	Ativos mantidos para Venda	1.482.907	0	0
1.01.08.03.08	Diversos	802.501	1.136.336	239.811
1.02	Ativo Não Circulante	99.870.280	99.835.885	80.804.038
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	33.513.519	39.050.706	39.842.705
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	269.141	245.296	191.763
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	269.141	245.296	191.763
1.02.01.03	Contas a Receber	30.576	76.441	125.383

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2017	Penúltimo Exercício 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 31/12/2015
1.02.01.03.01	Clientes	30.576	76.441	125.383
1.02.01.06	Tributos Diferidos	471.568	1.488.158	1.645.382
1.02.01.06.02	Imposto de Renda e Contribuição Social Correntes	471.568	1.488.158	1.645.382
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	32.742.234	37.240.811	37.880.177
1.02.01.09.03	Ativo financeiro-Concessões de serviço público	2.820.172	2.412.933	3.078.559
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	22.889.437	28.597.843	30.277.797
1.02.01.09.05	Cauções e Depósitos vinculados	3.052.505	2.896.676	2.204.685
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	0	6.919	13.331
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.701.275	1.255.184	189.493
1.02.01.09.08	Diversos	2.278.845	2.071.256	2.116.312
1.02.02	Investimentos	66.159.343	60.590.777	40.813.087
1.02.02.01	Participações Societárias	66.159.343	60.590.777	40.813.087
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	5.968.957	4.944.385	3.031.057
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	56.862.959	52.598.772	35.400.349
1.02.02.01.03	Participações em Controladas em Conjunto	2.066.193	1.878.685	1.363.538
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.261.234	1.168.935	1.018.143
1.02.03	Imobilizado	197.418	194.402	148.246
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	193.580	190.564	148.246
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	3.838	3.838	0

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2017	Penúltimo Exercício 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 31/12/2015
2	Passivo Total	121.284.602	116.607.879	95.163.195
2.01	Passivo Circulante	12.844.104	9.730.349	5.688.269
2.01.02	Fornecedores	514.752	440.976	416.126
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	514.374	440.976	416.126
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	378	0	0
2.01.03	Obrigações Fiscais	100.767	41.554	280.637
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	100.767	41.554	280.637
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	100.767	41.554	280.637
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	2.336.333	3.397.485	2.572.745
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	2.336.333	3.397.485	2.572.745
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	1.705.125	2.370.272	1.404.496
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	631.208	1.027.213	1.168.249
2.01.05	Outras Obrigações	4.235.602	4.701.973	1.463.191
2.01.05.02	Outros	4.235.602	4.701.973	1.463.191
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	9.484	458.302	42.478
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	42.260	48.193	57.630
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	575.962	560.277	593.404
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	1.346.660	1.693.309	299.632
2.01.05.02.08	Benefício Pós- emprego	28.830	29.632	22.557
2.01.05.02.09	Passivo financeiro - Concessão de serviços públicos	783.658	1.212.017	0
2.01.05.02.11	Imposto de renda e contribuição social	1.023.764	486.605	196.000
2.01.05.02.12	Obrigações estimadas	107.962	106.879	109.497
2.01.05.02.13	Diversos	314.847	100.145	123.133
2.01.05.02.14	Instrumentos financeiros derivativos	2.175	6.614	18.860
2.01.06	Provisões	850.704	756.811	543.345
2.01.06.02	Outras Provisões	850.704	756.811	543.345
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	850.704	756.811	543.345
2.01.07	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda e Descontinuados	4.805.946	391.550	412.225
2.01.07.01	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda	4.805.946	391.550	412.225

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2017	Penúltimo Exercício 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 31/12/2015
2.01.07.01.01	Passivos associados a ativos mantidos para venda	4.805.946	391.550	412.225
2.02	Passivo Não Circulante	66.101.121	62.674.062	47.382.912
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	21.316.181	22.922.041	27.463.707
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	21.316.181	22.922.041	27.463.707
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	10.886.600	12.238.939	13.835.354
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	10.429.581	10.683.102	13.628.353
2.02.02	Outras Obrigações	5.786.857	5.594.338	2.308.227
2.02.02.02	Outros	5.786.857	5.594.338	2.308.227
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	3.639.441	3.310.409	219.294
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	458.874	460.940	466.005
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustíve l- CCC	0	482.179	452.948
2.02.02.02.06	Benefício Pós-Emprego	578.666	394.035	252.966
2.02.02.02.10	Diversos	1.109.876	946.775	917.014
2.02.03	Tributos Diferidos	394.958	322.782	915.280
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	394.958	322.782	915.280
2.02.03.01.01	Tributos a recolher	0	2.222	181.991
2.02.03.01.02	Imposto de renda e Contribuição Social	394.958	320.560	733.289
2.02.04	Provisões	38.603.125	33.834.901	16.695.698
2.02.04.02	Outras Provisões	38.603.125	33.834.901	16.695.698
2.02.04.02.04	Provisões para contingências	16.946.508	13.674.073	8.901.900
2.02.04.02.05	Provisões para passivo a descoberto em controladas	21.656.617	20.160.828	7.793.798
2.03	Patrimônio Líquido	42.339.377	44.203.468	42.092.014
2.03.01	Capital Social Realizado	31.305.331	31.305.331	31.305.331
2.03.02	Reservas de Capital	13.867.170	13.867.170	26.048.342
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	7.077.355	7.077.355	19.258.527
2.03.02.08	Outras reservas de capital	3.405.505	3.405.505	3.405.505
2.03.04	Reservas de Lucros	1.321.854	3.018.680	0
2.03.04.01	Reserva Legal	171.295	171.295	0

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2017	Penúltimo Exercício 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 31/12/2015
2.03.04.02	Reserva Estatutária	50.382	1.747.208	0
2.03.04.04	Reserva de Lucros a Realizar	386.375	386.375	0
2.03.04.05	Reserva de Retenção de Lucros	713.802	713.802	0
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	-12.181.172
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	22.434	33.261	39.452
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-4.177.412	-4.020.974	-3.119.939
2.03.08.01	Outros Resultados Abrangentes	-4.127.362	-4.004.625	-3.113.481
2.03.08.02	Valores reconhecidos em ORA classificados como mantidos para venda	-50.050	-16.349	-6.458

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	4.511.268	3.449.345	2.497.392
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-3.911.372	-3.814.019	-2.869.832
3.02.01	Energia comprada para revenda	-3.911.372	-3.814.019	-2.869.832
3.03	Resultado Bruto	599.896	-364.674	-372.440
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-2.337.392	2.674.014	-17.344.041
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-9.768.710	-17.790.593	-11.464.697
3.04.02.01	Pessoal, material e serviços	-699.582	-856.008	-520.505
3.04.02.04	Depreciação e amortização - imobilizado e intangível	-4.616	-5.132	-5.368
3.04.02.05	Provisões operacionais	-8.740.434	-16.674.672	-10.232.634
3.04.02.06	Doações e contribuições	-102.314	-158.453	-167.659
3.04.02.08	Outras	-221.764	-96.328	-538.531
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	7.431.318	20.464.607	-5.879.344
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	-1.737.496	2.309.340	-17.716.481
3.06	Resultado Financeiro	1.040.472	1.143.338	3.924.190
3.06.01	Receitas Financeiras	6.071.794	10.162.209	15.428.522
3.06.01.01	Receitas de juros, comissões e taxas	3.406.499	3.479.762	3.007.812
3.06.01.02	Receitas de aplicações financeiras	722.278	744.320	591.799
3.06.01.03	Acréscimo moratório sobre energia elétrica	19.252	35.148	425.158
3.06.01.04	Atualizações monetárias ativas	811.680	1.048.177	1.265.430
3.06.01.05	Variações cambiais ativas	978.566	4.698.251	10.019.982
3.06.01.06	Outras receitas financeiras	133.519	156.551	118.341
3.06.02	Despesas Financeiras	-5.031.322	-9.018.871	-11.504.332
3.06.02.01	Encargos de dívidas	-2.090.745	-2.306.205	-2.448.285
3.06.02.02	Encargos sobre recursos de acionistas	-371.156	-184.935	-27.250
3.06.02.03	Atualizações monetárias passivas	-1.035.352	-1.084.504	-14.887
3.06.02.04	Variações cambiais passivas	-1.013.617	-5.197.846	-8.724.960
3.06.02.05	Outras despesas financeiras	-520.452	-245.381	-288.950
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-697.024	3.452.678	-13.792.291
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-1.066.781	-26.779	-649.316

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
3.08.01	Corrente	-1.023.764	-486.605	-169.455
3.08.02	Diferido	-43.017	459.826	-479.861
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-1.763.805	3.425.899	-14.441.607
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	-1.763.805	3.425.899	-14.441.607
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	-1,30000	2,53276	-10,67665
3.99.01.02	PNA	-1,30000	2,53276	-10,67665
3.99.01.03	PNB	-1,30000	2,53276	-10,67665
3.99.02	Lucro Diluído por Ação			
3.99.02.01	ON	-1,30000	2,50392	-10,67665
3.99.02.02	PNA	-1,30000	2,50392	-10,67665
3.99.02.03	PNB	-1,30000	2,50392	-10,67665

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
4.01	Lucro Líquido do Período	-1.763.805	3.425.899	-14.441.607
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-78.936	-891.144	-3.831
4.02.01	Ajustes acumulados de conversão	2.445	-32.286	67.482
4.02.03	Ajuste ganhos e perdas atuariais	-193.024	-178.854	247.803
4.02.05	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	6.250	11.683	-468
4.02.07	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	92.299	138.520	-113.241
4.02.08	IR/CSSL diferidos	-31.382	-47.097	38.502
4.02.09	Participação no resultado abrangente das coligadas e enteidades com controle compartilhado	44.476	-783.110	-243.909
4.03	Resultado Abrangente do Período	-1.842.741	2.534.755	-14.445.438

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	-658.408	-1.692.328	-335.897
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	-350.203	-652.829	471.188
6.01.01.01	Resultado antes do IR e da CSSL	-697.024	3.452.678	-13.792.291
6.01.01.02	Depreciação e amortização	4.616	5.132	5.368
6.01.01.03	Variação Monetária líquidas	223.672	36.328	-1.250.543
6.01.01.04	Variação Cambial líquidas	35.051	499.594	-402.289
6.01.01.05	Encargos financeiros	-1.903.639	-1.393.977	-812.876
6.01.01.06	Resultado de equivalência patrimonial	-7.431.318	-20.464.607	5.879.344
6.01.01.07	Provisão para passivo a descoberto	6.170.792	12.155.108	5.392.577
6.01.01.08	Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	10.582	17.290	15.755
6.01.01.09	Provisão para Contingências	2.934.954	4.418.406	5.698.790
6.01.01.10	Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-1.852	-1.852	-1.852
6.01.01.11	Provisão para perda com investimentos	-570.406	-26.834	-1.001.986
6.01.01.13	Encargos de reserva global de reversão	587.885	220.420	253.348
6.01.01.14	Ajuste a valor presente	-26.217	-57.664	78.107
6.01.01.15	Encargos sobre recursos de acionistas	371.156	184.935	27.250
6.01.01.16	Outras	-58.455	302.214	382.486
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	1.851	-45.096	302.103
6.01.02.01	Direito de Ressarcimento	186.478	-700.581	0
6.01.02.02	Títulos e valres mobiliários	-588.003	-1.070.961	-2.823.260
6.01.02.03	Almoxarifado	68	80	438
6.01.02.04	Ativo financeiro - Concessões de Serviço Público	21.120	1.036.633	1.886.785
6.01.02.05	Fornecedores	-9.787	4.363	21.022
6.01.02.06	Obrigações estimadas	1.083	-2.618	13.390
6.01.02.07	Obrigações de Ressarcimento	0	700.582	0
6.01.02.08	Passivos associados a ativos mantidos para venda	0	-20.675	412.225
6.01.02.09	Outros ativos e passivos operacionais	390.892	8.081	791.503
6.01.03	Outros	-310.056	-994.403	-1.109.188
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-1.714.960	-2.056.052	-1.824.581

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
6.01.03.02	Pagto.Enc.da Reserva Global de Reversão	-185.152	-138.869	-952.355
6.01.03.03	Recebimentos de encargos financeiros	1.865.117	1.898.916	2.015.719
6.01.03.04	Pagamento de IR e CSSL	-316.080	-302.441	-270.922
6.01.03.05	Recebimento de remuneração de investimento em participações societarias	972.039	372.836	708.614
6.01.03.06	Pagamentos de previdência complementar	-28.158	-37.381	-9.023
6.01.03.07	Pagamentos de Contingências judiciais	-596.014	-509.488	-663.071
6.01.03.08	Depósitos judiciais	-306.848	-221.924	-113.569
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	4.120.189	-451.160	1.945.373
6.02.01	Concessão de empréstimo e financimento	-1.887.102	-2.594.270	-1.440.381
6.02.02	Rec.de empréstimos e financiamentos concedidos	5.171.426	3.679.863	3.735.678
6.02.03	Aquisição de ativo imoblizado	-5.794	-4.869	-24.094
6.02.04	Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-173.700	-581.294	-312.310
6.02.05	Alienação de investimentos em participações societárias	1.078.638	0	0
6.02.06	Outros	-63.279	-950.590	-13.520
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-3.310.748	1.462.062	-1.005.951
6.03.01	Empréstimos e financiamentos obtidos a Longo Prazo	0	169.670	2.179.371
6.03.02	Pagamento de emprestimo e financiamentos principal	-3.741.497	-2.619.108	-3.165.385
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-369.905	-1.792	-19.937
6.03.04	Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital	0	2.906.180	0
6.03.05	Recurso da Reserva Global de Reversão para repasse - RGR	800.654	1.007.112	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	151.033	-681.426	603.525
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	10.293	691.719	88.194
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	161.326	10.293	691.719

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 31/12/2017

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	13.867.170	3.051.941	0	-4.020.974	44.203.468
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	13.867.170	3.051.941	0	-4.020.974	44.203.468
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-10.827	-1.719.793	-156.438	-1.887.058
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-1.763.805	0	-1.763.805
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-10.827	44.012	-156.438	-123.253
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	6.250	6.250
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	2.445	2.445
5.05.02.06	Ajuste Controladas / Coligadas	0	0	0	4.311	44.476	48.787
5.05.02.07	IR/CS Diferido s/ Result. Abrangentes	0	0	0	0	-31.382	-31.382
5.05.02.08	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	92.299	92.299
5.05.02.09	Ajuste de Benefício Pós Emprego	0	0	0	0	-193.024	-193.024
5.05.02.10	Ajuste Avaliação Patrimonial	0	0	-10.827	10.827	0	0
5.05.02.11	ORA Relacionado a Ativos Mantidos para Venda	0	0	0	0	-33.701	-33.701
5.05.02.12	Resultado da Aquisição de Investidas	0	0	0	28.874	-43.801	-14.927
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-1.696.826	1.719.793	0	22.967
5.06.04	Absorção do Prejuízo	0	0	-1.696.826	1.696.826	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	22.967	0	22.967
5.07	Saldos Finais	31.305.331	13.867.170	1.344.288	0	-4.177.412	42.339.377

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2016 à 31/12/2016

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	-433.962	0	-433.962
5.04.06	Dividendos	0	0	0	-433.962	0	-433.962
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-6.191	3.436.341	-901.035	2.529.115
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	3.425.899	0	3.425.899
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-6.191	10.442	-901.035	-896.784
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	11.683	11.683
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-32.286	-32.286
5.05.02.06	Ajuste Controladas / Coligadas	0	0	0	0	-783.110	-783.110
5.05.02.07	IR/CS Diferido s/ Outros result. Abrangentes	0	0	0	0	-47.097	-47.097
5.05.02.08	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	138.520	138.520
5.05.02.09	Ajuste de Benefício Pós Emprego	0	0	0	0	-178.854	-178.854
5.05.02.10	Ajuste Avaliação Patrimonial	0	0	-6.191	10.442	0	4.251
5.05.02.11	ORA Relacionado a Ativos Mantidos para Venda	0	0	0	0	-9.891	-9.891
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	-12.181.172	3.018.682	9.178.793	0	16.303
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	3.018.682	-3.018.682	0	0
5.06.04	Absorção do Prejuízo	0	-12.181.172	0	12.181.172	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	16.303	0	16.303
5.07	Saldos Finais	31.305.331	13.867.170	3.051.943	0	-4.020.974	44.203.470

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-26.022	0	0	-26.022
5.04.06	Dividendos	0	0	-26.022	0	0	-26.022
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-3.495	-14.435.697	-3.831	-14.443.023
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-14.441.607	0	-14.441.607
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-3.495	5.910	-3.831	-1.416
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-468	-468
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	67.482	67.482
5.05.02.06	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	2.415	-243.909	-241.494
5.05.02.07	IR/CS Diferido s/ Outros result. Abrangentes	0	0	0	0	38.502	38.502
5.05.02.08	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	-113.241	-113.241
5.05.02.09	Ajuste de Benefício Pós Emprego	0	0	0	0	247.803	247.803
5.05.02.10	Ajuste de Avaliação Patrimonial	0	0	-3.495	3.495	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.233.017	2.254.525	0	21.508
5.06.04	Absorção de Prejuízo	0	0	-2.233.017	2.233.017	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	21.508	0	21.508
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014

DFs Individuais / Demonstração do Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
7.01	Receitas	4.641.624	3.491.690	3.003.060
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	4.641.624	3.491.690	3.003.060
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-13.029.126	-18.953.896	-13.762.672
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-377.320	-463.792	-660.206
7.02.04	Outros	-12.651.806	-18.490.104	-13.102.466
7.02.04.01	Energia Comprada para revenda	-3.911.372	-3.814.019	-2.869.832
7.02.04.02	Provisões Operacionais	-8.740.434	-14.676.085	-10.232.634
7.03	Valor Adicionado Bruto	-8.387.502	-15.462.206	-10.759.612
7.04	Retenções	-4.616	-5.132	-5.368
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-4.616	-5.132	-5.368
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-8.392.118	-15.467.338	-10.764.980
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	13.503.112	30.626.816	9.549.178
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	7.431.318	20.464.607	-5.879.344
7.06.02	Receitas Financeiras	6.071.794	10.162.209	15.428.522
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	5.110.994	15.159.478	-1.215.802
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	5.110.994	15.159.478	-1.215.802
7.08.01	Pessoal	496.486	444.482	398.830
7.08.01.04	Outros	496.486	444.482	398.830
7.08.01.04.01	Pessoal, encargos e honorários	421.125	423.317	367.137
7.08.01.04.03	Plano de aposentadoria e pensão	75.361	21.165	31.693
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.197.137	69.124	1.154.984
7.08.02.01	Federais	1.197.137	69.124	1.154.984
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	5.181.176	11.219.973	11.671.991
7.08.03.01	Juros	5.031.322	11.017.458	11.504.332
7.08.03.02	Aluguéis	47.540	44.062	0
7.08.03.03	Outras	102.314	158.453	167.659
7.08.03.03.01	Doações e contrtibuições	102.314	158.453	167.659
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	-1.763.805	3.425.899	-14.441.607
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	-1.763.805	3.425.899	-14.441.607

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2017	Penúltimo Exercício 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 31/12/2015
1	Ativo Total	172.975.359	170.499.427	149.645.408
1.01	Ativo Circulante	37.358.727	29.272.652	29.437.396
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	2.122.128	2.177.201	2.041.406
1.01.01.01	Caixa	792.252	495.855	1.393.973
1.01.01.02	Caixa restrito	1.329.876	1.681.346	647.433
1.01.02	Aplicações Financeiras	6.924.358	5.681.791	6.842.774
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	6.924.358	5.681.791	6.842.774
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	6.924.358	5.681.791	6.842.774
1.01.03	Contas a Receber	4.662.368	4.402.278	4.137.501
1.01.03.01	Clientes	4.662.368	4.402.278	4.137.501
1.01.04	Estoques	944.395	996.632	1.034.122
1.01.04.01	Almoxarifado	479.243	540.895	631.669
1.01.04.02	Estoque	465.152	455.737	402.453
1.01.06	Tributos a Recuperar	1.066.207	1.085.520	716.651
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	1.066.207	1.085.520	716.651
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	21.639.271	14.929.230	14.664.942
1.01.08.03	Outros	21.639.271	14.929.230	14.664.942
1.01.08.03.01	Financiamentos e empréstimos	2.471.960	3.025.938	3.187.226
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível - CCC	0	195.966	195.966
1.01.08.03.03	Remuneração de participações monetárias	245.577	318.455	309.360
1.01.08.03.04	Direito de Ressarcimento	1.567.794	1.657.962	2.265.242
1.01.08.03.05	Impostos e Contribuições Sociais	1.874.475	1.086.367	1.475.598
1.01.08.03.07	Ativo financeiro - Concessão de Serviços Públicos	7.224.354	2.337.513	965.212
1.01.08.03.08	Instrumentos financeiros	209.327	127.808	21.307
1.01.08.03.09	Risco Hidrológico	104.530	109.535	195.830
1.01.08.03.10	Ativos mantidos para venda	5.825.879	4.406.213	4.623.785
1.01.08.03.11	Diversos	2.115.375	1.663.473	1.425.416
1.02	Ativo Não Circulante	135.616.632	141.226.775	120.208.012
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	78.192.669	87.120.577	67.771.686

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2017	Penúltimo Exercício 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 31/12/2015
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	331.862	247.235	194.990
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	331.862	247.235	194.990
1.02.01.03	Contas a Receber	462.376	2.079.025	1.833.457
1.02.01.03.01	Clientes	462.376	2.079.025	1.833.457
1.02.01.04	Estoques	831.008	675.269	578.425
1.02.01.04.02	Estoque de Combustível Nuclear	831.008	675.269	578.425
1.02.01.06	Tributos Diferidos	3.117.520	4.033.280	5.690.777
1.02.01.06.02	Tributos a Recuperar	1.635.142	1.705.414	2.623.186
1.02.01.06.03	Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.010.810	839.708	1.422.209
1.02.01.06.04	Imposto de renda e contribuição social correntes	471.568	1.488.158	1.645.382
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	73.449.903	80.085.768	59.474.037
1.02.01.09.03	Ativo financeiro - Concessão de Serviço Público	50.660.769	52.749.546	28.416.433
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	7.794.891	10.158.306	14.400.394
1.02.01.09.05	Cauções e depósitos vinculados	5.874.708	6.259.272	5.079.707
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	0	6.919	13.331
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	959.838	1.617.916	1.215.532
1.02.01.09.08	Instrumentos financeiros derivativos	216.904	100.965	25.004
1.02.01.09.09	Direito de Ressarcimento	6.509.032	7.507.024	8.238.140
1.02.01.09.12	Risco Hidrológico	325.132	457.677	598.161
1.02.01.09.13	Diversos	1.108.629	1.228.143	1.487.335
1.02.02	Investimentos	28.708.364	26.531.534	21.954.530
1.02.02.01	Participações Societárias	28.708.364	26.531.534	21.954.530
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	27.289.705	25.173.611	20.777.270
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.418.659	1.357.923	1.177.260
1.02.03	Imobilizado	27.965.837	26.812.925	29.546.645
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	27.722.124	26.267.996	26.219.627
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	243.713	544.929	3.327.018
1.02.04	Intangível	749.762	761.739	935.151
1.02.04.01	Intangíveis	749.762	761.739	935.151

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2017	Penúltimo Exercício 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 31/12/2015
1.02.04.01.02	Outros	749.762	761.739	935.151

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2017	Penúltimo Exercício 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 31/12/2015
2	Passivo Total	172.975.359	170.499.427	149.645.408
2.01	Passivo Circulante	34.186.952	31.138.510	28.099.643
2.01.02	Fornecedores	10.443.752	9.659.301	10.128.507
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	10.351.400	9.429.185	9.896.869
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	92.352	230.116	231.638
2.01.03	Obrigações Fiscais	2.671.537	1.942.937	2.137.922
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	2.671.537	1.942.937	2.137.922
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	1.173.319	1.336.089	1.556.578
2.01.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	1.498.218	606.848	581.344
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	6.214.897	5.982.651	4.714.646
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	5.886.141	5.833.547	4.224.448
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	5.229.604	4.781.383	3.026.467
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	656.537	1.052.164	1.197.981
2.01.04.02	Debêntures	183.432	12.442	357.226
2.01.04.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	145.324	136.662	132.972
2.01.05	Outras Obrigações	5.707.709	7.295.133	4.952.834
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	12.048	1.093.678	9.073
2.01.05.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	12.048	1.093.678	9.073
2.01.05.02	Outros	5.695.661	6.201.455	4.943.761
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	18.339	462.891	84.076
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	42.260	48.193	57.630
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	654.853	620.781	648.236
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	1.392.542	1.868.085	396.208
2.01.05.02.08	Previdência complementar	193.847	107.571	114.861
2.01.05.02.09	Encargos Setoriais	728.180	647.201	695.400
2.01.05.02.11	Instrumentos financeiros derivativos	2.466	6.946	20.608
2.01.05.02.14	Obrigações estimadas	1.204.222	1.188.149	1.018.788
2.01.05.02.15	Diversos	1.458.952	1.251.638	1.907.954
2.01.06	Provisões	1.518.387	1.083.475	590.725

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2017	Penúltimo Exercício 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 31/12/2015
2.01.06.02	Outras Provisões	1.518.387	1.083.475	590.725
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	1.518.387	1.083.475	590.725
2.01.07	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda e Descontinuados	7.630.670	5.175.013	5.575.009
2.01.07.01	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda	7.630.670	5.175.013	5.575.009
2.01.07.01.01	Passivos associados a ativos mantidos para venda	7.630.670	5.175.013	5.575.009
2.02	Passivo Não Circulante	96.035.875	95.295.992	79.806.543
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	40.455.493	41.008.656	43.498.243
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	39.235.650	39.786.881	42.173.812
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	28.479.858	28.747.190	28.088.446
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	10.755.792	11.039.691	14.085.366
2.02.01.02	Debêntures	287.347	188.933	205.248
2.02.01.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	932.496	1.032.842	1.119.183
2.02.02	Outras Obrigações	23.317.961	24.964.886	20.590.159
2.02.02.02	Outros	23.317.961	24.964.886	20.590.159
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	3.639.441	3.310.409	219.294
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	458.874	460.940	466.005
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustível - CCC	0	482.179	452.948
2.02.02.02.06	Benefício Pós Emprego	2.001.715	2.368.077	1.858.824
2.02.02.02.07	Adiantamento de clientes	519.391	592.215	659.082
2.02.02.02.08	Concessões a pagar - Uso do Bem Público	63.082	63.337	59.644
2.02.02.02.09	Instrumentos financeiros derivativos	39.594	43.685	78.521
2.02.02.02.11	Fornecedor	7.795.345	9.782.820	9.449.421
2.02.02.02.12	Obrigações de ressarcimento	1.062.634	1.516.313	2.483.378
2.02.02.02.13	Encargos Setoriais	698.423	615.253	462.195
2.02.02.02.14	Contratos onerosos	2.067.179	2.659.305	1.549.412
2.02.02.02.15	Obrigação para desmobilização de ativos	2.470.400	1.402.470	1.201.186
2.02.02.02.17	Outros	2.501.883	1.667.883	1.650.249
2.02.03	Tributos Diferidos	9.228.458	9.365.486	1.904.105
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	9.228.458	9.365.486	1.904.105

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2017	Penúltimo Exercício 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 31/12/2015
2.02.03.01.01	Tributos a recolher	326.527	1.059.880	900.309
2.02.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	8.901.931	8.305.606	1.003.796
2.02.04	Provisões	23.033.963	19.956.964	13.814.036
2.02.04.02	Outras Provisões	23.033.963	19.956.964	13.814.036
2.02.04.02.04	Provisões contingências	23.033.963	19.645.954	13.556.129
2.02.04.02.06	Provisões para passivos a descoberto em controladas	0	311.010	257.907
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	42.752.532	44.064.925	41.739.222
2.03.01	Capital Social Realizado	31.305.331	31.305.331	31.305.331
2.03.02	Reservas de Capital	13.867.170	13.867.170	26.048.342
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	7.077.355	7.077.355	19.258.527
2.03.02.08	Outras reservas	3.405.505	3.405.505	3.405.505
2.03.04	Reservas de Lucros	1.321.854	3.018.680	0
2.03.04.01	Reserva Legal	171.295	171.295	0
2.03.04.02	Reserva Estatutária	50.382	1.747.208	0
2.03.04.04	Reserva de Lucros a Realizar	386.375	386.375	0
2.03.04.05	Reserva de Retenção de Lucros	713.802	713.802	0
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	-12.181.172
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	22.434	33.261	39.452
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-4.177.412	-4.020.974	-3.119.939
2.03.08.01	Outros Resultados Abrangentes	-4.127.362	-4.004.625	-3.113.481
2.03.08.02	Valores Reconhecidos em ORA Classificados como Mantidos para Venda	-50.050	-16.349	-6.458
2.03.09	Participação dos Acionistas Não Controladores	413.155	-138.543	-352.792

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	37.876.024	60.316.003	32.588.838
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-15.373.638	-16.210.934	-16.991.559
3.02.01	Energia comprada para revenda	-11.584.925	-11.264.044	-10.766.227
3.02.02	Encargos sobre uso da rede elétrica	-1.611.398	-1.805.434	-1.737.959
3.02.03	Combustível para produção de energia elétrica	-424.964	-759.826	-1.249.836
3.02.04	Construção	-1.752.351	-2.381.630	-3.237.537
3.03	Resultado Bruto	22.502.386	44.105.069	15.597.279
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-17.509.488	-28.150.250	-28.141.800
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-20.201.659	-31.264.297	-28.673.246
3.04.02.01	Pessoal, Material, Serviço	-10.930.333	-10.363.211	-9.495.417
3.04.02.06	Remuneração e Ressarcimento	0	0	-348.874
3.04.02.08	Depreciação e amortizaçao-Imobilizado e Intangível	-1.751.303	-1.843.785	-1.842.600
3.04.02.09	Provisões operacionais	-5.746.873	-16.722.582	-14.639.285
3.04.02.10	Doações e contribuições	-164.372	-219.417	-215.116
3.04.02.12	Achados Investigação	0	-211.123	0
3.04.02.13	Outros	-1.608.778	-1.904.179	-2.131.954
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	2.692.171	3.114.047	531.446
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	4.992.898	15.954.819	-12.544.521
3.06	Resultado Financeiro	-5.193.296	-3.930.724	-1.699.025
3.06.01	Receitas Financeiras	5.151.375	11.223.390	17.952.241
3.06.01.01	Receitas de juros, comissões e taxas	831.562	1.154.010	1.128.406
3.06.01.02	Receitas de aplicações financeiras	977.851	1.086.578	1.122.643
3.06.01.03	Acréscimo moratório sobre energia elétrica	374.977	320.836	709.404
3.06.01.04	Atualizações monetárias ativas	1.290.644	2.549.308	3.765.236
3.06.01.05	Variações cambiais ativas	946.364	4.985.602	10.251.948
3.06.01.06	Remuneração das Indenizações - Lei 12.783/13	0	0	115.407
3.06.01.07	Atualização de Ativo regulatório	43.123	231.107	229.608
3.06.01.08	Ganhos com Derivativos	237.386	218.714	0
3.06.01.09	Outras receitas financeiras	449.468	677.235	629.589

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
3.06.02	Despesas Financeiras	-10.344.671	-15.154.114	-19.651.266
3.06.02.01	Encargos de dívidas	-5.757.044	-6.375.836	-6.340.459
3.06.02.02	Encargos de arrendamento mercantil	-320.060	-303.381	-273.391
3.06.02.03	Encargos sobre recursos de acionistas	-388.408	-200.857	-40.511
3.06.02.04	Atualizações monetárias passivas	-1.290.488	-2.150.636	-1.362.380
3.06.02.05	Variações cambiais passivas	-1.065.337	-4.848.040	-10.219.318
3.06.02.06	Atualização de passivo regulatório	-25.728	-174.485	-130.502
3.06.02.07	Perdas com derivativos	-35.797	0	-221.666
3.06.02.08	Outras despesas financeiras	-1.461.809	-1.100.879	-1.063.039
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-200.398	12.024.095	-14.243.546
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-1.525.293	-8.510.819	-710.112
3.08.01	Corrente	-1.593.473	-619.044	-546.812
3.08.02	Diferido	68.180	-7.891.775	-163.300
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-1.725.691	3.513.276	-14.953.658
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	-1.725.691	3.513.276	-14.953.658
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	-1.763.805	3.425.899	-14.441.607
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	38.114	87.377	-512.051
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	-1,30000	2,53276	-10,67665
3.99.01.02	PNA	-1,30000	2,53276	-10,67665
3.99.01.03	PNB	-1,30000	2,53276	-10,67665
3.99.02	Lucro Diluído por Ação			
3.99.02.01	ON	-1,30000	2,50392	-10,67665
3.99.02.02	PNA	-1,30000	2,50392	-10,67665
3.99.02.03	PNB	-1,30000	2,50392	-10,67665

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	-1.725.691	3.513.276	-14.953.658
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-69.899	-764.272	-153.521
4.02.01	Ajustes acumulados de conversão	2.475	-32.284	121.353
4.02.03	Ajustes ganhos e perdas atuariais	-114.214	-1.143.119	-236.798
4.02.05	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	6.250	11.683	-468
4.02.07	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	107.072	165.863	-109.493
4.02.08	IR/CSSL diferidos	-36.404	-56.393	37.228
4.02.09	Participação no resultado abrangente das coligadas e entidades com controle compartilhado	-40.101	280.682	33.383
4.02.10	IR/CSSL diferidos	5.023	9.296	1.274
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	-1.795.590	2.749.004	-15.107.179
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	-1.842.741	2.534.755	-14.445.438
4.03.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	47.151	214.249	-661.741

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	2.385.569	1.572.046	6.863.416
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	4.012.081	3.224.282	3.744.393
6.01.01.01	Resultado antes do IR e daCSSL	-200.397	12.024.095	-14.243.546
6.01.01.02	Depreciação e amortização	1.751.303	1.843.785	1.842.600
6.01.01.03	Variações monetárias líquidas	-156	-398.672	-914.656
6.01.01.04	Variações cambiais líquidas	118.973	-137.562	863.808
6.01.01.05	Encargos financeiros	4.657.657	5.525.207	2.001.687
6.01.01.06	Receita de ativo financeiro	-6.062.642	-29.406.261	-838.087
6.01.01.07	Resultado de equivalência patrimonial	-2.692.171	-3.114.047	-531.446
6.01.01.08	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	530.951	351.673	658.679
6.01.01.09	Provisão para contingências	4.398.398	5.992.745	7.073.623
6.01.01.10	Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	640.629	5.537.060	5.842.473
6.01.01.11	Provisão para contrato oneroso	-1.493.469	2.194.498	366.477
6.01.01.12	Provisão ANEEL - CCC	985.573	741.623	0
6.01.01.13	Provisão para perda com investimentos	-335.592	1.479.088	-610.746
6.01.01.14	Provisão risco hidrológico - GSF	0	-451.340	451.340
6.01.01.15	Encargos da reserva global de reversão	587.884	220.420	253.348
6.01.01.16	Taxa de fiscalização sobre recursos hídricos - TFRH	517.727	346.328	0
6.01.01.17	Participação Minoritária no resultado	-74.994	-132.389	775.835
6.01.01.18	Encargos sobre recursos de acionistas	388.408	200.857	40.511
6.01.01.19	Instrumentos financeiros - derivativos	-201.589	-218.714	221.666
6.01.01.20	Outras	495.588	625.888	490.827
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-362.895	2.168.417	2.868.404
6.01.02.01	Contas a receber	1.457.899	-583.469	130.905
6.01.02.02	Títulos e valores mobiliários	-1.303.349	1.108.738	-2.886.138
6.01.02.03	Direito de Ressarcimento	1.088.160	1.338.396	-700.320
6.01.02.04	Almoxarifado	61.652	90.774	-119.055
6.01.02.05	Estoque de combustível nuclear	-165.154	-150.128	20.930
6.01.02.06	Ativo financeiro - Concessões de serviço público	21.120	1.036.633	1.886.785

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
6.01.02.07	Ativos mantidos para venda	-2.902.573	217.572	-4.623.785
6.01.02.08	Risco Hidrológico	137.550	226.779	-342.651
6.01.02.09	Fornecedores	-1.286.587	-156.294	3.094.034
6.01.02.10	Adiantamento de clientes	-54.437	-61.195	-57.349
6.01.02.11	Arrendamento mercantil	-91.684	-82.651	-74.506
6.01.02.12	Obrigações estimadas	127.036	80.116	-165.866
6.01.02.13	Obrigações de ressarcimento	-582.573	-888.864	2.491
6.01.02.14	Encargos setoriais	164.149	104.859	-382.423
6.01.02.15	Passivos associados a ativos mantidos para venda	2.455.657	-399.996	5.575.009
6.01.02.16	Outros ativos e passivos operacionais	510.239	287.147	1.510.343
6.01.03	Outros	-1.263.617	-3.820.653	250.619
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-3.705.501	-3.766.612	-2.805.404
6.01.03.02	Pagto.de encargos da Reserva Global de Reversão	-185.152	-138.869	-952.355
6.01.03.03	Recebimento de Receita Anual Permitida	4.137.804	1.226.501	965.764
6.01.03.04	Recebimento de Indenizações do ativo financeiro	0	0	4.027.661
6.01.03.05	Recebimento de encargos financeiros	722.090	1.122.490	1.113.278
6.01.03.06	Pagato. IR e CSSL	-1.886.815	-1.229.862	-610.223
6.01.03.07	Pagamento de refinanciamento de impostos e contribuição - principal	-162.582	-132.879	-117.058
6.01.03.08	Recebto. de remuneração de investimento em part.societárias	1.038.498	694.003	412.874
6.01.03.09	Pagamento de previdência complementar	-477.166	-229.766	-201.469
6.01.03.10	Pagamento de contingências judiciais	-726.265	-739.361	-904.505
6.01.03.11	Depósitos judiciais	-18.528	-626.298	-677.944
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-147.791	-5.473.806	-9.012.552
6.02.01	Concessão de empréstimo e financiamentos	0	-242.154	-751.524
6.02.02	Recebimento de empréstimo e financiamentos	3.662.208	2.398.790	2.539.101
6.02.04	Aquisição de ativo imobilizado	-1.230.181	-1.691.089	-4.139.891
6.02.05	Aquisição de ativo intangível	-70.317	-79.076	-384.307
6.02.06	Aquisição de ativos de concessão	-1.691.177	-1.910.773	-3.153.701
6.02.07	Aquisição/aporte de capital em participações societárias	-1.792.592	-3.272.685	-2.433.066

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
6.02.08	Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-110.124	-622.688	-737.631
6.02.09	Alienação de investimentos em participações societárias	1.082.002	0	0
6.02.10	Fluxo de caixa líquido na aquisição de investidas	-67.645	0	0
6.02.11	Outros	70.035	-54.131	48.467
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-1.941.381	3.003.642	2.136.031
6.03.01	Empréstimos e financimamentos obtidos	3.120.690	3.638.561	7.543.513
6.03.02	Pagamento de empréstimo e financiamento principal	-5.646.953	-4.543.612	-5.381.995
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-381.436	-5.790	-23.056
6.03.04	Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital	0	2.906.180	0
6.03.05	Recurso da Reseva global de reversão para repasse - RGR	800.654	1.007.112	0
6.03.06	Outros	165.664	1.191	-2.431
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	296.397	-898.118	-13.105
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	495.855	1.393.973	1.407.078
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	792.252	495.855	1.393.973

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 31/12/2017

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	13.867.170	3.051.941	0	-4.020.974	44.203.468	-138.543	44.064.925
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	13.867.170	3.051.941	0	-4.020.974	44.203.468	-138.543	44.064.925
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0	363.064	363.064
5.04.08	Alienação de Investimentos	0	0	0	0	0	0	363.064	363.064
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-10.827	-1.719.793	-156.438	-1.887.058	47.151	-1.839.907
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-1.763.805	0	-1.763.805	38.114	-1.725.691
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-10.827	44.012	-156.438	-123.253	9.037	-114.216
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	6.250	6.250	0	6.250
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	2.445	2.445	0	2.445
5.05.02.06	Ajuste Controladas / Coligadas	0	0	0	4.311	44.476	48.787	9.037	57.824
5.05.02.07	IR/CS Diferido s/ Result. Abrangentes	0	0	0	0	-31.382	-31.382	0	-31.382
5.05.02.08	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	92.299	92.299	0	92.299
5.05.02.09	Ajuste de Benefício Pós Emprego	0	0	0	0	-193.024	-193.024	0	-193.024
5.05.02.10	Ajuste Avaliação Patrimonial	0	0	-10.827	10.827	0	0	0	0
5.05.02.11	ORA Relacionado a Ativos Mantidos para Venda	0	0	0	0	-33.701	-33.701	0	-33.701
5.05.02.12	Resultado da Aquisição de Investidas	0	0	0	28.874	-43.801	-14.927	0	-14.927
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-1.696.826	1.719.793	0	22.967	0	22.967
5.06.04	Absorção do Prejuízo	0	0	-1.696.826	1.696.826	0	0	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	22.967	0	22.967	0	22.967
5.07	Saldos Finais	31.305.331	13.867.170	1.344.288	0	-4.177.412	42.339.377	271.672	42.611.049

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2016 à 31/12/2016

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014	-352.792	41.739.222
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014	-352.792	41.739.222
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	-433.962	0	-433.962	0	-433.962
5.04.06	Dividendos	0	0	0	-433.962	0	-433.962	0	-433.962
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-6.191	3.436.341	-901.035	2.529.115	214.249	2.743.364
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	3.425.899	0	3.425.899	87.377	3.513.276
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-6.191	10.442	-901.035	-896.784	126.872	-769.912
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	11.683	11.683	0	11.683
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-32.286	-32.286	0	-32.286
5.05.02.06	Ajuste Controladas / Coligadas	0	0	0	0	-783.110	-783.110	126.872	-656.238
5.05.02.07	IR/CS Diferido s/ Outros result. Abrangentes	0	0	0	0	-47.097	-47.097	0	-47.097
5.05.02.08	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	138.520	138.520	0	138.520
5.05.02.09	Ajuste de Beneficio Pós Emprego	0	0	0	0	-178.854	-178.854	0	-178.854
5.05.02.10	Ajuste Avaliação Patrimonial	0	0	-6.191	10.442	0	4.251	0	4.251
5.05.02.11	ORA Relacionado a Ativos Mantidos para Venda	0	0	0	0	-9.891	-9.891	0	-9.891
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	-12.181.172	3.018.682	9.178.793	0	16.303	0	16.303
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	3.018.682	-3.018.682	0	0	0	0
5.06.04	Absorção de Prejuízo	0	-12.181.172	0	12.181.172	0	0	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	16.303	0	16.303	0	16.303
5.07	Saldos Finais	31.305.331	13.867.170	3.051.943	0	-4.020.974	44.203.470	-138.543	44.064.927

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551	308.949	56.848.500
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551	308.949	56.848.500
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-26.022	0	0	-26.022	0	-26.022
5.04.06	Dividendos	0	0	-26.022	0	0	-26.022	0	-26.022
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-3.495	-14.435.697	-3.831	-14.443.023	-661.741	-15.104.764
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-14.441.607	0	-14.441.607	-512.051	-14.953.658
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-3.495	5.910	-3.831	-1.416	-149.690	-151.106
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-468	-468	0	-468
5.05.02.05	Tributos s/ Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	67.482	67.482	0	67.482
5.05.02.06	Ajuste Controladas / Coligadas	0	0	0	2.415	-243.909	-241.494	-149.690	-391.184
5.05.02.07	IR/CS Diferido s/ Outros result. Abrangentes	0	0	0	0	38.502	38.502	0	38.502
5.05.02.08	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	-113.241	-113.241	0	-113.241
5.05.02.09	Ajuste de Beneficio Pós Emprego	0	0	0	0	247.803	247.803	0	247.803
5.05.02.10	Ajuste de Avaliação Patrimonial	0	0	-3.495	3.495	0	0	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.233.017	2.254.525	0	21.508	0	21.508
5.06.04	Absorção de Prejuízo	0	0	-2.233.017	2.233.017	0	0	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	21.508	0	21.508	0	21.508
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014	-352.792	41.739.222

DFs Consolidadas / Demonstração do Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
7.01	Receitas	45.469.887	70.653.529	43.225.876
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	44.237.905	68.606.282	43.225.876
7.01.02	Outras Receitas	1.231.982	2.047.247	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-27.040.965	-39.161.461	-39.915.904
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-7.817.913	-10.197.506	-10.946.896
7.02.04	Outros	-19.223.052	-28.963.955	-28.969.008
7.02.04.01	Encargos setoriais	-1.986.659	-2.550.473	-2.313.660
7.02.04.02	Energia comprada para revenda	-11.584.925	-11.264.044	-10.766.227
7.02.04.03	Combustível para produção de energia elétrica	-424.964	-759.826	-1.249.836
7.02.04.04	Provisões Operacionias	-5.226.504	-14.389.612	-14.639.285
7.03	Valor Adicionado Bruto	18.428.922	31.492.068	3.309.972
7.04	Retenções	-1.751.303	-1.843.785	-1.842.600
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-1.751.303	-1.843.785	-1.842.600
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	16.677.619	29.648.283	1.467.372
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	7.843.546	14.337.437	18.483.687
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	2.692.171	3.114.047	531.446
7.06.02	Receitas Financeiras	5.151.375	11.223.390	17.952.241
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	24.521.165	43.985.720	19.951.059
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	24.521.165	43.985.720	19.951.059
7.08.01	Pessoal	7.721.938	6.548.572	6.004.845
7.08.01.01	Remuneração Direta	7.466.142	6.371.711	5.756.728
7.08.01.04	Outros	255.796	176.861	248.117
7.08.01.04.03	Plano de aposentadoria e pensão	255.796	176.861	248.117
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	7.652.866	16.199.405	9.033.490
7.08.02.01	Federais	5.250.156	12.153.711	9.033.490
7.08.02.02	Estaduais	2.249.541	4.000.750	0
7.08.02.03	Municipais	153.169	44.944	0
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	10.872.052	17.724.467	19.866.382
7.08.03.01	Juros	10.344.671	17.152.701	19.651.266

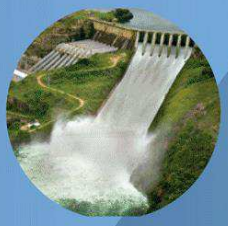
DFs Consolidadas / Demonstração do Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Penúltimo Exercício 01/01/2016 à 31/12/2016	Antepenúltimo Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
7.08.03.02	Aluguéis	363.009	352.349	0
7.08.03.03	Outras	164.372	219.417	215.116
7.08.03.03.01	Doações e contribuições	164.372	219.417	215.116
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	-1.725.691	3.513.276	-14.953.658
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	-1.763.805	3.425.899	-14.441.607
7.08.04.04	Part. Não Controladores nos Lucros Retidos	38.114	87.377	-512.051

Eletrobras

2017



Relatório de Administração e Demonstrações Financeiras

Relatório da Administração

Destaques 2017

Novo Plano Diretor de Negócio de Gestão para o quinquênio - PDNG 2018-2022.
Página 13

Perspectivas de privatização da Eletrobras e Novo Marco Regulatório.
Página 20

Implementação do novo canal Independente de Denúncias.
Página 43

Evolução da Privatização das Distribuidoras. Com a realização da Assembleia de Acionistas 170, em fevereiro de 2018 foi aprovada a privatização das Empresas Distribuidoras.
Página 59

Certificação do Indicador de Governança – IG/SEST – Nível 1 (Excelência).
Página 78

Conclusão do Plano de Aposentadoria Extraordinária (PAE) e Reestruturação Organizacional.
Página 81

Destaque Econômico e Financeiro do ano de 2017.
Página 98

Relatório da Administração

Sumário

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO 5

2. PERFIL DA ELETROBRAS 8

2.1. Planejamento Estratégico 11
2.2. Estrutura Societária 17

3. PANORAMA ECONÔMICO-SETORIAL E REGULATÓRIO 20

3.1. Panorama Econômico-Setorial 20
3.2. Panorama Regulatório 20

4. GOVERNANÇA CORPORATIVA 25

4.1. Assembleias Gerais de Acionistas 28
4.2. Direito dos Acionistas 28
4.3. Conselho de Administração 29
4.4. Conselho Fiscal 31
4.5. Diretoria Executiva 31
4.6. Remuneração dos Administradores e Conselheiros Fiscais 32
4.7. Gestão Integrada de Riscos e Conformidade 33
4.8. Política de *Hedge* Financeiro 36
4.9. *Compliance* e Práticas Anticorrupção 36
4.10. Processo de Investigação Independente 38
4.11. Auditoria Interna 39
4.12. Ouvidoria 40
4.13 Ética 44

5. O NOSSO NEGÓCIO NO BRASIL E NO EXTERIOR 45

5.1. Segmento Geração 45
5.2 Segmento Transmissão 52
5.3 Segmento Distribuição 58
5.4. Operações Internacionais 63

6. PESQUISA, DESENVOLVIMENTO, INOVAÇÃO E TECNOLOGIA 66

6.1 Cepel e Investimentos em P&D+I 66
6.2. Gestão da Inovação e Melhoria de Processos 67
6.3. Governança de Tecnologia de Informação 68

7. SUSTENTABILIDADE EMPRESARIAL 70

7.1. Desempenho Empresarial 70
7.2. Responsabilidade Social 70
7.3. Gestão Ambiental 74
7.4. Gestão da Marca, Reputação e Imagem 76
7.5. Gestão de Pessoas 77

8. FUNÇÕES DE GOVERNO 89

8.1. Gestão de Fundos Setoriais 89

Relatório da Administração

8.2. Gestão de Programas de Governo 93

9. DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO 97

9.1. Destaque do Resultado Consolidado 97

10. MERCADO DE CAPITAIS 110

10.1 Desempenho das nossas ações 111
10.2. Remuneração aos Acionistas 113
10.3. Rating (Classificação de Risco) 114
10.4. Empréstimo Compulsório 114
10.5. Relacionamento com Acionistas e Investidores 115

11. AUDITORES INDEPENDENTES 117

11.1. Serviços de Auditoria Externa 117

12. BALANÇO SOCIAL 118

13. PARECERES ..... Erro! Indicador não definido.

13.1 Parecer dos Auditores Independentes ..... **Erro! Indicador não definido.**
13.2 Pareceres da Administração e Conselhos ..... **Erro! Indicador não definido.**
13.3 Relatório Anual Resumido – Comitê de Auditoria e Riscos da Eletrobras **Erro! Indicador não definido.**

14. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E NOTAS EXPLICATIVAS Erro! Indicador não definido.

Relatório da Administração

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Wilson Ferreira Junior
Presidente da Eletrobras

José Guimarães Monforte
Presidente do Conselho de Administração

O ano de 2017 foi marcado por profundas mudanças na Eletrobras. Em 21 de agosto de 2017, o Ministério de Minas e Energia anunciou ao mercado a intenção de democratizar o capital da Eletrobras. Este fato foi o grande destaque de 2017 e, certamente, vai monopolizar a atenção de nossos públicos de interesse durante 2018, em especial acionistas, investidores, empregados e imprensa. A democratização do capital da empresa é o caminho natural para garantir que as transformações iniciadas no Plano Diretor de Negócios e Gestão 2017-2021 e reafirmadas no "Desafio 22: Excelência Sustentável", o PDNG 2018-2022, sejam, de fato, sustentáveis ao longo do tempo.

Norteado pelo Plano Estratégico 2015-2030 (PE 2015-2030), o PDNG 2018-2022 manteve três pilares estratégicos do PDNG anterior: Governança e Conformidade; Disciplina Financeira; e Excelência Operacional. A esses, foram adicionados mais dois pilares, acrescentados pela administração da empresa por serem considerados temas relevantes no momento de transformação por que passa a Eletrobras: Valorização das Pessoas e Atuação Sustentável. Este último surge como contribuição da Eletrobras para a implementação da Agenda 2030 no Brasil, por meio da priorização de alguns Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS).

O acerto do PDNG 2017-2021, que justifica a sua continuação no Desafio 22, se traduz em números. A companhia saiu de uma relação Dívida Líquida/Ebitda ajustado de 6,7 em dezembro de 2016 para 3,7 em dezembro de 2017, e mantém a meta de reduzi-la para menos de três no fim de 2018. Destaca-se em 2017 a implementação do Plano de Aposentadoria Extraordinária e Plano de Demissão Voluntária Extraordinário da CGTEE a partir do qual desligamos 2.055 pessoas (84% da meta), representando uma economia anual esperada de 855 milhões (90% da meta). Também realizamos um corte de 758 funções gratificadas, o que trouxe mais de R$ 74 milhões de redução de custos associados em 2017.

Em novembro de 2017, a Eletrobras obteve a Certificação do Indicador de Governança - IG-SEST Nivel 1 (nível de excelência), uma inovação desenvolvida pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST), para trazer mais efetividade e transparência no acompanhamento das boas práticas de governança pelas empresas estatais federais.

Em março de 2018, presenciamos a certificação da Eletrobras no Programa Destaque em Governança de Estatais da B3 – Brasil, Bolsa, Balcão. A certificação foi obtida após o atendimento às seis medidas obrigatórias – aprimoramentos ao conteúdo do Formulário de Referência; instalação de Área de Compliance, Controles Internos e Riscos; Auditoria Interna e Comitê de Auditoria Estatutário; Política de Transações com Partes Relacionadas; Requisitos Mínimos para Indicação de Administradores; Análise do Perfil do Titular da Área de Compliance e da Auditoria Interna – e obtenção de 50 em 60 pontos possíveis nas medidas opcionais.

Esses dois exemplos vigorosos, que fortalecem a governança da Eletrobras e protegem-na de práticas que possam colocar em dúvida a sua integridade, mostram que o trabalho que vem sendo realizado na empresa, tanto por parte dos colaboradores, quanto por parte da Diretoria Executiva e também do Conselho de Administração, tem sido feito com excelência e compromisso com o resultado.
As duas certificações, também, são parte de algo maior: o "Desafio 21: Excelência Sustentável", o Plano Diretor de Negócios e Gestão 2017-2021, e sua evolução natural, o "Desafio 22", PDNG que compreende o período 2018-2022.

Relatório da Administração

Além da redução de custos, o PDNG atingiu importantes avanços em nossa governança, como a criação de um canal de denúncias externo, unificado e independente, que começou a operar em agosto de 2017, reforçando a conformidade da companhia.

Outro avanço a destacar foi a aprovação, pelo Conselho de Administração, do início da reestruturação societária entre as empresas Eletrosul e CGTEE, visando à obtenção de sinergia operacional, tributária, econômica e financeira.

Também prevista no PDNG 2018-2022, a privatização de nossas empresas distribuidoras de energia foi preparada. Em 2018, as empresas Eletrobras Distribuição Amazonas, Acre, Roraima, Rondônia, Alagoas e Piauí serão privatizadas, permitindo à Eletrobras manter seu foco em geração e transmissão. A venda de participações em Sociedades de Propósito Específico (SPEs) também foi preparada, com a dação em pagamento de participações das subsidiárias à *holding* e expectativa de ocorrência do leilão de venda ainda no primeiro semestre de 2018.

Ao longo de 2017, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) – do governo federal e executado pela Eletrobras – iniciou a execução do seu primeiro Plano de Aplicação de Recursos, que abrange os segmentos educacional, industrial, de edificações, iluminação pública, gestão energética municipal e saneamento ambiental, além de prever ações de divulgação de informações e desenvolvimento do Selo Procel de Economia de Energia.
Demos ainda um importante passo a fim de aprimorar nossas práticas de governança corporativa em atendimento à Lei n° 13.303, ("Lei das Estatais") e ao Decreto 8.945, ao promover uma reforma integral do estatuto social da Eletrobras, bem como o estabelecimento de política de alçada única, para todo o grupo.

Dezembro de 2017 marcou a entrada em operação do primeiro bipolo do sistema de transmissão de Belo Monte, com dois meses de antecedência frente ao prazo estipulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Com 2,1 mil km de extensão, o empreendimento, responsabilidade da Belo Monte Transmissora de Energia, é uma linha de ultra-alta tensão em corrente contínua, ligando a subestação de Xingu (PA) à subestação de Estreito (MG), e tem capacidade de transmitir até 4 mil MW.

A malha de linhas de transmissão da Eletrobras, em 31 de dezembro de 2017, agregou mais 1.475 km de linhas de transmissão corporativas e em parceria a seu parque transmissor.

De fato, a busca pelo fortalecimento da governança da companhia tem sido quase uma obsessão para este Conselho, que apoia ativamente a Diretoria Executiva da Eletrobras em seu trabalho de recuperação da companhia.

O reconhecimento do mercado é fundamental para o resgate de nossa credibilidade. Isso se reflete também no aumento de nosso valor de mercado, na redução de nosso endividamento, na redução de custos e na melhoria operacional da Eletrobras. Reflete-se, ainda, nas demais empresas controladas pela H*olding*, hoje trabalhando de forma integrada.

Todas as mudanças pelas quais a empresa passou no último ano prepararam-na, também, para enfrentar o grande desafio da desestatização, proposto por seu acionista majoritário, o governo federal, em agosto de 2017.

De fato, consideramos que o modelo proposto pelo governo é o único capaz de garantir que as mudanças implementadas na Eletrobras sejam sustentáveis no tempo. Mais que isso, é o único caminho possível para permitir que a Eletrobras volte a investir e não perca sua relevância no cenário nacional. Caso aprovada pelo Congresso Nacional, a desestatização vai transformar a Eletrobras numa grande corporação mundial, que permitirá aos brasileiros voltarem a sentir orgulho desta grande empresa.

Há muito trabalho pela frente, mas os desafios superados em 2017 provam que a companhia é capaz de responder com coragem, agilidade e eficiência às mudanças exigidas pelo espírito do tempo.

Relatório da Administração

No total de investimentos, a Eletrobras realizou R$ 1,6 bilhão, sendo R$ 1,0 bilhão em investimentos corporativos e R$ 0,6 bilhão através de participações em Sociedades de Propósito Específico (SPEs).

Já em geração, em 2017, a Eletrobras, por meio de investimentos corporativos ou através de SPEs, investiu R$ 2,5 bilhões, sendo R$ 1,5 bilhão relacionado a investimentos em SPES.

Um dos destaques foi a entrada em operação da usina térmica Mauá 3, no Amazonas, cuja capacidade instalada é 591 MW.

Além disso, foram investidos R$ 167 milhões em pesquisa, infraestrutura e qualidade ambiental.

Em relação aos destaques nas ações socioambientais, podemos ressaltar a assinatura da Carta Aberta "Setor Privado Apoia a Precificação de Carbono no Brasil". Trata-se de documento de apoio do setor privado à precificação de carbono, elaborada pela Iniciativa Empresarial em Clima, com apoio da *Carbon Pricing Leadership Coalition* (CPLC), do Banco Mundial. Destacamos também a adesão ao "Posicionamento sobre mecanismos de precificação de carbono", documento lançado em 2016 pela Iniciativa Empresarial em Clima.

Os resultados obtidos foram reconhecidos no mercado. Em novembro, a Eletrobras obteve a Certificação do Indicador de Governança - IG-SEST Nível 1 (nível de excelência). O indicador é uma inovação desenvolvida pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais para trazer mais efetividade e transparência no acompanhamento das boas práticas de governança pelas empresas estatais.

Todos esses resultados e reconhecimentos alcançados foram possíveis graças ao comprometimento de nossos empregados, que se engajaram nesse processo de transformação da companhia. Além deles, nossos demais *stakeholders* acreditaram nos planos da administração e deram todo o apoio para que pudéssemos trabalhar e apresentar os dados que estão neste relatório. Ao tempo em que agradecemos esse apoio e esse engajamento, destacamos que eles são primordiais para a superação dos desafios que se apresentam em 2018.

Relatório da Administração

2. PERFIL DA ELETROBRAS

As Centrais Elétricas Brasileiras S.A ("Eletrobras" ou "Companhia"), constituída pela Lei n.º 3.890-A, datada de 11 de junho de 1962, sob a forma de sociedade por ações de capital misto, tem como atribuição a promoção de estudos, projetos de construção e operação de usinas de geração, linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração dos atos de comércio decorrentes dessas atividades, como a comercialização de energia elétrica, fazendo com que a Eletrobras passasse a contribuir decisivamente para a expansão da oferta de energia elétrica e o desenvolvimento do país.

Alinhada à lei de criação da Eletrobras e na Lei das Estatais que define a função social das empresas públicas ou sociedades de economia mista, a companhia é responsável pela administração de programas de governo voltados para o desenvolvimento do setor elétrico, como o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica ("Procel"), o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica ("Luz para Todos") e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica ("Proinfa").

Até abril de 2017, a Eletrobras também foi a responsável pela gestão dos fundos governamentais setoriais denominados Reserva Global de Reversão – ("RGR"), Conta de Consumo de Combustíveis – ("CCC") e Conta de Desenvolvimento Energético – ("CDE"), conforme Medida Provisória 735/2016 convertida na Lei 13.360/2016 a qual estabeleceu que, a partir de 1º de maio de 2017, os referidos fundos seriam transferidos para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – ("CCEE").

Além disso, a Eletrobras exerce importante papel na integração energética da América Latina, sendo o agente do governo responsável pelos projetos binacionais como Itaipu e interligações fronteiriças com Argentina (Estação Conversora de Uruguaiana) e Paraguai (estação Conversora de Rivera) além de promover um papel de apoio em pesquisas de interesse do setor elétrico, realizado através do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica ("Cepel").

A Eletrobras, em 31 de dezembro de 2017, atingiu a capacidade instalada de 48.134 MW em empreendimentos de geração, o que representa 31% dos 157.370 MW instalados no Brasil. Desse total, 66% é composto de empreendimentos de propriedade integral do sistema Eletrobras, 17% de empreendimentos realizados por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPE) e 17% de empreendimentos em propriedade compartilhada, incluindo aqui metade da capacidade de Itaipu Binacional (7.000 MW), que representa 15% do total.

Cerca de 95% da capacidade instalada da Eletrobras provém de fontes com baixa emissão de gases de efeito estufa ("GEE"), contribuindo de forma decisiva para que a matriz elétrica brasileira seja uma das mais limpas e renováveis do mundo. Do total de capacidade instalada alavancada em empreendimentos com baixa emissão de gases de efeito estufa em relação à capacidade do Brasil, em 31/12/2017, 40% pertencem à Eletrobras.

Em Transmissão, a Eletrobras atingiu, em 31 de dezembro de 2017, a malha de linhas de transmissão das empresas Eletrobras o total aproximado de 71.684 km. Desse total, (i) 6.823 km são corporativas; (ii) 57.010 km são corporativas Sob Regime de O&M; (iii) 7.851 km são correspondentes à proporção de suas participações acionárias em empreendimentos realizados pelas empresas Eletrobras por meio de Sociedades de Propósito Específico. Considerando apenas a rede básica do Sistema Interligado Nacional, ou seja, as tensões de ±800, 750, ±600, 525/500, 345 e 230 kV, a Eletrobras é responsável por 64.944 km de linhas de transmissão, o que representa cerca de 49% do total das linhas de transmissão do Brasil nas referidas tensões.

A Eletrobras é responsável ainda por 66 subestações corporativas com capacidade de transformação de 44.337 MVA, além de mais 233 subestações renovadas nos termos da Lei 12.783/2013 com 197.326 MVA de capacidade de transformação e ainda 21.302 MVA via SPEs, totalizando 250.493 MVA total.

No que tange ao segmento de distribuição, recentemente, durante a Assembleia de Acionistas realizada em fevereiro de 2018, foi aprovada a venda das seis Distribuidoras e assunção dos direitos da Amazonas Energia, Eletroacre, Ceron, Boa Vista Energia referentes à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e a

Relatório da Administração

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. As empresas distribuidoras atenderam, em 31 de dezembro de 2017, 4,4 milhões de consumidores, 252,3 mil Km de rede de distribuição e 476 municípios.

No exterior, a empresa atua prioritariamente em projetos de integração regional e de geração de energia renovável no continente latino-americano.

Nossos Compromissos Voluntários

Em 2017, a empresa reafirmou o compromisso com os Direitos Humanos fazendo parte de outras iniciativas relacionadas com o tema, como o Pacto Global da ONU, o Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça da Secretaria Nacional de Políticas para as Mulheres (SNPM), vinculada à Secretaria de Governo da Presidência da República, os Princípios de Empoderamento das Mulheres – iniciativa conjunta da ONU Mulheres e Pacto Global e o Compromisso Corporativo no Enfrentamento da Violência Sexual contra Crianças e Adolescentes.

Além disso, a Eletrobras é participante do Programa Nacional de Voluntariado – "Viva Voluntário", lançado pelo Governo Federal em 2017.

A partir dos compromissos voluntários assumidos, ações voltadas para a cidadania, direitos humanos, inclusão, empoderamento da mulher e diversidade se solidificam na estratégia da Empresa.

Em 2017 a Eletrobras participou do Núcleo de Articulação Intersetorial da Iniciativa Diálogo Empresas e Povos Indígenas, que produziu a Proposta de Diretrizes Brasileiras de Boas Práticas Corporativas com Povos Indígenas.

A Eletrobras, consciente do seu compromisso de apoiar as políticas públicas, endossa a adesão do Brasil aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável ("ODS") – aprovados, em 2015, na Cúpula das Nações Unidas sobre o Desenvolvimento Sustentável. Demanda resultante da Rio+20, os ODS devem orientar as políticas nacionais e as atividades de cooperação internacional nos próximos quinze anos, sucedendo e atualizando os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio ("ODM").

A empresa se compromete a observar os 17 objetivos para desenvolvimento sustentável estabelecidos no documento "Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável". Além de serem referências nas políticas corporativas, a Eletrobras incorporou os ODS no seu Plano Diretor de Negócios e Gestão – PDNG 2018-2022, com o estabelecimento de ações e metas para todas as suas empresas.

No intuito de buscar uma priorização para as empresas Eletrobras no ciclo do PDNG 2018-2022, os ODS foram enquadrados em duas perspectivas: correlação com os projetos e programas existentes, e com o Plano Estratégico das Empresas Eletrobras - PE-2015/2030. Como resultado, foram selecionados oito ODS que mostraram maior aderência com a atual estratégia da companhia, seja ela praticada por meio de projetos e programas existentes ou estabelecida no Plano Estratégico 2015/2030.

Importante salientar que foi utilizada a metodologia AHP – "*Analytic Hierarchy Process"*, para hierarquizar e priorizar os 5 (cinco) ODS mais representativos em importância para a Eletrobras dentre os 8 (oito) ODS selecionados anteriormente.

Relatório da Administração

A seguir são listados os ODS hierarquizados conforme metodologia AHP:

Em 2017, reafirmamos nosso compromisso com os Direitos Humanos fazendo parte de outras iniciativas relacionadas com o tema, como o Pacto Global da ONU, o Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça da Secretaria Especial de Políticas para as Mulheres do Ministério da Justiça e Cidadania – SPM/MJC, os Princípios de Empoderamento das Mulheres – iniciativa conjunta da ONU Mulheres e Pacto Global e o Compromisso Corporativo no Enfrentamento da Violência Sexual contra Crianças e Adolescentes.

A Eletrobras busca incorporar o desafio da promoção da igualdade de oportunidades para todas as pessoas, através de ações práticas nas suas atividades internas, tais como treinamentos que visam ao esclarecimento de conceitos relacionados ao tema, promoção da equidade de gênero e raça nas campanhas publicitárias organizacionais e a manutenção do "Canal de Gênero", instrumento que viabiliza denúncias e reclamações a respeito do tema. Este é um compromisso também expresso no Código de Ética e de Conduta das Empresas Eletrobras e na Política de Responsabilidade Social das Empresas Eletrobras.

Relatório da Administração

2.1. Planejamento Estratégico

O Planejamento Estratégico da Eletrobras foi desenvolvido visando identificar tendências, riscos e incertezas relacionados aos seus negócios. Os estudos que embasaram as estimativas e que orientaram o esse planejamento consideraram expectativas atuais e referentes a eventos futuros, além de tendências financeiras e não financeiras para um horizonte temporal de 15 anos.

No ano de 2017, a Eletrobras manteve seu alinhamento ao Plano Estratégico 2015-2030. Visando o cumprimento de sua Missão e o alcance de sua Visão de Futuro, a Eletrobras manteve a orientação de sua atuação no portfólio de negócios através de 5 diretrizes estratégicas: Desempenho Econômico-Financeiro Superior, Expansão Sustentável, Eficiência Operacional, Excelência em Pessoas e Cultura de Excelência e Readequação do Modelo de Negócios, Governança e Gestão.

Missão: Atuar nos mercados de energia de forma integrada, rentável e sustentável;

Visão 2030: Estar entre as 3 maiores empresas globais de energia limpa e entre as 10 maiores do mundo em energia elétrica, com rentabilidade comparável às melhores do setor e sendo reconhecida por todos os seus públicos de interesse;

Valores: Ética e transparência, foco em resultados; valorização e comprometimento das pessoas; empreendedorismo e inovação e sustentabilidade.

Como desdobramento do Plano Estratégico 2015-2030 é elaborado anualmente o Plano Diretor de Negócio e Gestão ("PDNG"). Com horizonte de cinco anos, este documento tem por objetivo apresentar uma proposta de enfrentamento aos desafios impostos pelo contexto atual do país e do setor elétrico.

Em 2017, a Eletrobras intensificou seus esforços visando à realização das metas previstas em seu PDNG 2017-2021, superou desafios e obteve resultados importantes relacionados aos 3 Pilares Estratégicos definidos como prioridade para o quinquênio 2017 - 2021: Governança e Conformidade, Excelência Operacional e Disciplina Financeira.

Em relação aos projetos definidos no PDNG 2017-2021, a Eletrobras obteve os seguintes resultados:

Relatório da Administração

Governança e Conformidade – Realizações

- Implementação de canal de denúncias independente;
- Melhorias no Programa Eletrobras 5 Dimensões, abordado no item 4.9
- Estabelecimento de processo de *due dilligence* para fornecedores críticos;
- Criação de Comitê e área de Segurança da Informação;
- Implementação de gerenciamento e tratamento de denúncias de forma centralizada;
- Obtenção da certificação do indicador de governança – IG/SEST – Nível 1 (Excelência)
- Alterações no Estatuto social da Holding e subsidiárias conforme Lei 13.303/2016;
- Política de alçadas para as empresas Eletrobras; e
- Aprovação da Política de Transações com Partes Relacionadas.

Excelência Operacional – Realizações

- Reestruturação organizacional - redução de 758 funções gratificadas, superando a meta em 29% e economia de R$ 74,3 milhões/ano, superando a meta em 10%;
- 2.055 adesões ao Plano de Aposentadoria Extraordinário ("PAE"), resultando numa economia anual estimada de R$ 826 milhões;
- Início da operação do Centro de Serviços Compartilhados ("CSC") em março/18;
- Implantação do PRO-ERP em duas ondas no ano de 2018;
- Ganhos acumulados com atuação na Comercialização de Energia de R$ 287,9 milhões; e
- Atuação integrada das empresas Eletrobras na discussão com a ANEEL acerca da revisão tarifária de Geração e Transmissão.

Disciplina Financeira – Realizações

- Redução da Dívida Líquida/Ebitda Gerencial de 6,7 em 2016 para 3,7 em 2017;
- Conclusão da modelagem para a venda da participação em 70 SPEs totalizando um montante de R$ 2,5 bilhões em valor contábil;
- Preparação para privatização das 6 empresas distribuidoras, as quais tiveram a venda aprovada na AGE 170 realizada em fevereiro de 2018;
- Aprovação do Conselho de Administração para início dos estudos de reestruturação societária entre Eletrosul e CGTEE;
- Adesão ao novo REFIS - Programa de Recuperação Fiscal e aperfeiçoamento do processo de compensação de tributos federais geraram um benefício de R$ 1.831 milhões; e
- Aprovação da proposta de desestatização da Eletrobras pelo Conselho do Programa de Parceria de Investimentos (CPPI).

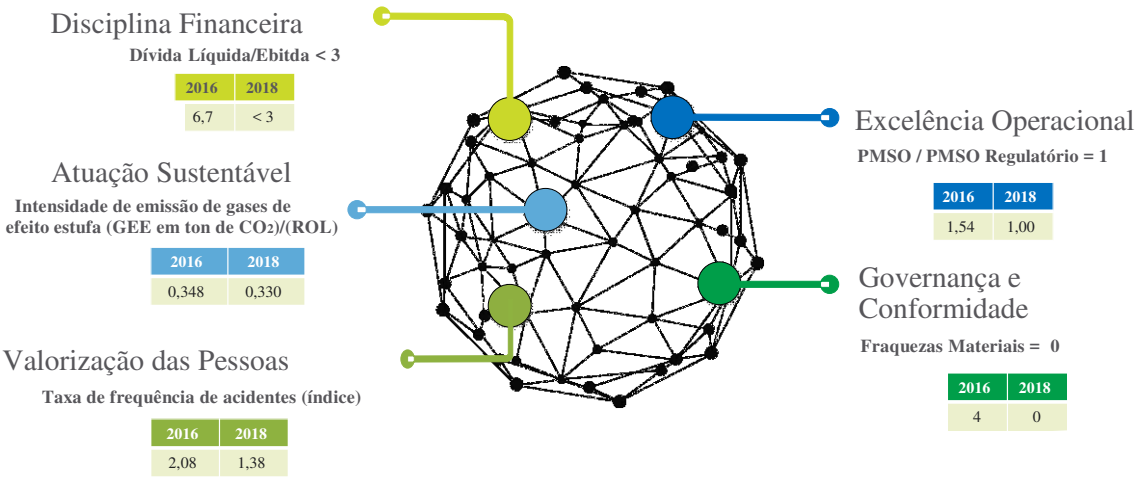
Relatório da Administração

Plano Diretor de Negócios e Gestão 2018 a 2022

Em dezembro de 2017, o Conselho de Administração da Eletrobras, em reunião realizada em 15 de dezembro de 2017, aprovou o novo Plano Diretor de Negócios e Gestão para o período de 2018 a 2022 ("PDNG 2018-2022"), o qual contempla metas e projetos para o alcance dos objetivos estratégicos, mantendo o alinhamento com a Identidade Empresarial da Eletrobras – Missão, Visão 2030 e Valores bem como apresenta algumas atualizações em relação ao PDNG 2017-2021.

O novo Plano Diretor de Negócios e Gestão para o período de 2018 a 2022 ("PDNG 2018-2022) prevê 5 macro estratégias desmembradas em 28 iniciativas com foco na Sustentabilidade Empresarial através da disciplina financeira, excelência operacional, governança e conformidade, valorização da pessoas e atuação sustentável.

Para o enfrentamento dos desafios que ainda persistem para o próximo quinquênio, o PDNG 2018-2022, à semelhança do seu antecessor, considera como prioritários os mesmos três pilares estratégicos: Governança e Conformidade, Disciplina Financeira e Excelência Operacional. Entretanto, em face do Programa de Aposentadoria Extraordinária – ("PAE"), que promoveu o desligamento de empregados em 2017 e do início da implantação do Centro de Serviços Compartilhado e do Sistema de Gestão Integrado (ERP) único, a Companhia entende como relevante a priorização de projetos relacionados à gestão de pessoas, o que resultou na inclusão do quarto pilar "Valorização das Pessoas" no PDNG 2018-2022.
Além disso, em consonância com as diretrizes estratégicas de atuação estabelecidas no Planejamento Estratégico 2015-2030 e do alinhamento pretendido com a Agenda 2030 lançada pela ONU – Organização das Nações Unidas, adotada pelo Governo Brasileiro, a Companhia criou o quinto pilar "Atuação Sustentável" que deverá abrigar os projetos relacionados ao tema sustentabilidade.



1. Governança e Conformidade - iniciativas que visam melhorar o processo de tomada de decisões, aumentando a transparência perante o mercado e a confiança de investidores, através de alinhamento estratégico, transparência de informações, conformidade, aprimoramento de controles internos, gestão de riscos, equidade de tratamento aos acionistas e partes interessadas, prestação de contas e responsabilidade corporativa. Possui 4 iniciativas associadas:

1. Consolidação do Programa Eletrobras 5 Dimensões;
2. Melhoria Contínua do Ambiente de Controles Internos;
3. Implementar ações para listagem em Índices e obtenção de selos de Governança Corporativa;
4. Preparação para Democratização de Capital da Eletrobras Holding. O Ministério de Minas e Energia ("MME") propôs ao Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República ("CPPI"), a desestatização da Eletrobras, através da denominada "democratização do capital", em agosto de 2017. De acordo com a recomendação do MME, no Projeto de Lei, divulgado em janeiro de 2018 a democratização do capital da Eletrobras deverá ocorrer, principalmente, por meio de aumento de capital por subscrição pública de ações ordinárias, sem

Relatório da Administração

que o Governo Federal (direta ou indiretamente por meio de empresa por ele controlada) subscreva novas ações nesse processo, diluindo sua participação acionária. Em complemento, foi aprovada, em março de 2018, a Resolução nº 30 do Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência ("Resolução CPPI 30") de 19 de março de 2018, que trata da execução e do acompanhamento do processo de desestatização da Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras.

2. Disciplina Financeira – iniciativas que visam diminuir dívida líquida e bruta da Eletrobras, por meio de privatizações, desmobilização de ativos operacionais e não operacionais, aprimoramento da gestão técnica e econômico-financeira dos empreendimentos com adequação da estrutura financeira da Empresa. Possui 9 estratégias associadas:

1. Privatização das Distribuidoras.
2. Venda de Imóveis Administrativos;
3. Venda de Participações em Sociedades de Propósito Específico (SPE);
4. Reestruturação Societária visando aproveitamento de crédito fiscal;
5. Otimização Tributária;
6. Empréstimo Compulsório;
7. Fundos de Previdência das Empresas Eletrobras;
8. Orçamento Base Zero
9. Estratégia para Carteira de Ações, detidas pela Eletrobras, em Coligadas.

3. Excelência Operacional – iniciativas que buscam, por intermédio do constante aperfeiçoamento dos processos da empresa, integrar e melhorar a tomada de decisão com adoção das melhores práticas, mais eficientes e, acima de tudo, alinhadas à remuneração regulatória aprovada para a companhia. Possui 8 estratégias associadas:

1. Reestruturação Organizacional;
2. Implantação do PRO-ERP;
3. Centro de Serviços Compartilhados (CSC);
4. Redução de Custos de Pessoal;
5. Estratégia Regulatória para Geração e Transmissão;
6. Comitê de Comercialização de Energia Elétrica;
7. Plano de Retomada das Obras da Usina Nuclear de Angra 3;
8. Modernização e Automação de Instalações de Geração e Transmissão.

4. Atuação Sustentável – iniciativas que mostram o alinhamento da companhia aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável, lançado pela ONU em 2015, na Agenda 2030. Essas iniciativas apresentam uma proposta de atuação equilibrada, mesclando consciência e responsabilidade socioeconômica e ambiental em todas as etapas das atividades da empresa, procurando criar valor para todas as partes interessadas. Possui 4 estratégias associadas:

1. Compromisso com a Agenda 2030;
2. Prospectar Oportunidades via "*Green Bond*";
3. Metodologia para medir resultado de projetos de P&D+I (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação)
4. Implementação de Relato Integrado;

5. Valorização das Pessoas – iniciativas que visam criar um ambiente de meritocracia, por meio do reconhecimento e da valorização da qualificação e da competência do colaborador e de mobilidade interna, que será necessário para a empresa obter melhor desempenho e resultados satisfatórios, num período de mudanças organizacionais relevantes tais como o Centro de Serviços Compartilhados e a implantação de um Sistema de Gestão Integrado único. Possui 3 estratégias associadas:

1. Dimensionamento quali-quantitativo de pessoal;
2. Aperfeiçoamento do Sistema de Gestão de Desempenho;
3. Banco de Talentos e Oportunidades.

Relatório da Administração

Sustentada por esses cinco pilares encontra-se a Ambição Estratégica do Sistema Eletrobras:

"Potencializar vantagens competitivas em Geração, Transmissão e Comercialização, atingindo sustentabilidade empresarial reconhecida por todas as partes interessadas. "

Investimentos

O PDNG 2018-2022 prevê investimentos nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e infraestrutura e outros que, no quinquênio, totalizam cerca de R$ 19,75 bilhões, dos quais R$ 14,2 bilhões representam investimentos corporativos e R$ 5,5 bilhões em SPE, conforme tabela a seguir. Os investimentos em distribuição são decorrentes do prazo previsto para conclusão do processo de privatização e/ou encerramento das atividades de distribuição.

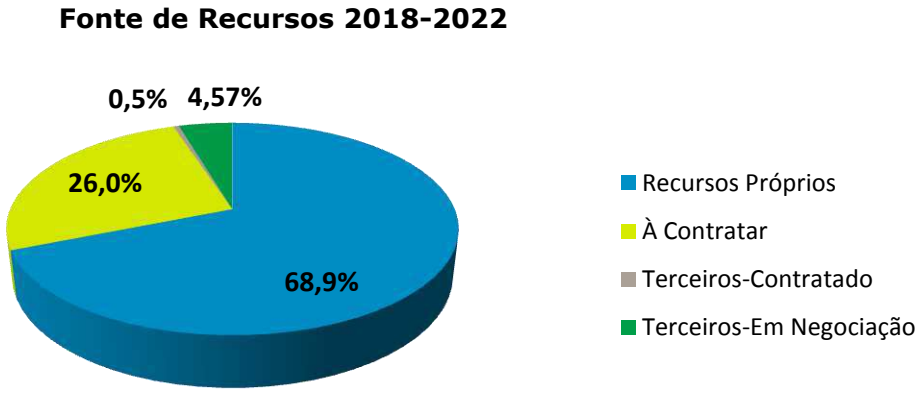
Observa-se que, deste total, cerca de R$ 12,4 bilhões (63%) estão previstos para a expansão, ampliação e manutenção do parque de usinas e linhas de transmissão novos e já contratados de empreendimentos corporativos, e R$ 260 milhões (1,3%) para distribuição de energia.

Para infra-estrutura serão investidos R$ 1,5 bilhão. No que se refere aos investimentos em SPEs, de cerca de R$ 5,5 bilhões serão investidos no período de 2018-2022, sendo cerca de R$ 4,8 bilhões direcionados ao segmento de geração.

O cenário aprovado para o quinquênio prevê majoritariamente investimentos em projetos existentes e/ou em contratação, com exceção apenas para negócios que foram considerados estratégicos para a Companhia.

			2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022 (R$ mil)
Corporativo		**Total**	**4.381.824**	**3.093.866**	**2.490.297**	**2.205.130**	**2.067.960**	**14.239.077**
	GERAÇÃO	**Total Geração**	**1.321.200**	**968.469**	**1.055.100**	**938.026**	**874.251**	**5.157.046**
		Manutenção	745.079	705.075	677.592	601.472	605.386	3.334.604
		Construção	494.957	212.047	341.296	320.152	251.637	1.620.090
		Ampliação	81.163	51.346	36.212	16.402	17.228	202.352
	TRANSMISSÃO	**Total Transmissão**	**2.367.401**	**1.857.587**	**1.184.075**	**994.385**	**896.433**	**7.299.881**
		Manutenção	508.333	675.321	596.755	536.831	455.869	2.773.109
		Construção	238.844	376.288	23.713	-	-	638.846
		Ampliação	1.620.224	805.978	563.607	457.554	440.564	3.887.926
	Infraestrutura e outros		433.690	267.810	251.121	272.718	297.277	1.522.617
	Distribuição		259.533	-	-	-	-	259.533
SPE		**Total**	**1.825.827**	**688.084**	**677.392**	**898.108**	**1.427.784**	**5.517.195**
	GERAÇÃO	**Total Geração**	**1.489.884**	**389.110**	**639.353**	**890.725**	**1.427.784**	**4.836.855**
		Manutenção	142.122	-	-	-	-	142.122
		Construção	1.208.500	342.707	589.063	839.573	1.096.998	4.076.841
		Ampliação	139.262	46.403	50.290	51.151	330.786	617.892
	TRANSMISSÃO	**Total Transmissão**	**335.943**	**298.974**	**38.039**	**7.383**	**-**	**680.340**
		Manutenção	103.127	-	-	-	-	103.127
		Construção	174.145	58.359	7.941	7.383	-	247.828
		Ampliação	58.671	240.616	30.098	-	-	329.385
Total de investimentos Eletrobras			**6.207.651**	**3.781.950**	**3.167.689**	**3.103.238**	**3.495.744**	**19.756.272**

Relatório da Administração



As fontes para financiamento dos investimentos em geração e transmissão corporativos e através de SPEs no período de 2018 a 2022, cujo montante é de R$ 17,9 bilhões, são compostas por 68,9% de Recursos Próprios, 26% de Recursos de Terceiros à contratar, 4,6% recursos de terceiros em negociação e 0,5% recurso de terceiro já contratado.

Em 2017, o Sistema Eletrobras realizou um total de R$ 5,2 bilhões, o que corresponde a 58% do orçamento de investimento orçado para o ano conforme PDNG 2018-2022, sendo R$ 3,05 bilhões corporativos distribuídos conforme tabela abaixo.

Como principais projetos, cita-se a Implantação de Angra III, em que houve frustração de 57,6% na realização em relação a 2016, principalmente pelo fato de a empresa continuar com dificuldades de revisão tarifária de Angra.

No tocante à Implantação Parques Eólicos de Geração de Energia Elétrica no Nordeste (Chesf), destaca-se um incremento de 244,9% de realização em relação a 2016, para a conclusão de parque eólico composto de 14 unidades geradoras, concluído em dezembro de 2017, com autorização para a comercialização de energia elétrica e previsão para janeiro de 2018.

Natureza dos Investimentos (R$ mil)	Orçado**	%	Realizado				
	2017		2017**	2016	2015	2014	2013
Investimentos Corporativos							
Geração	1.770.333	43,1%	762.395	1.092,34	2.162,98	2.182,88	2.630,91
Transmissão	1.331.329	58,1%	772.957	1.204,92	1.855,35	2.111,04	2.281,84
Distribuição	1.770.168	26,4%	467.296	861,15	791,2	577,46	741,17
Manutenção - Geração	493.484	42,1%	207.803	201,16	330,97	393,75	427,4
Manutenção - Transmissão	341.168	80,2%	273.508	315,62	405,51	477,95	472,21
Manutenção - Distribuição	397.942	100,0%	397.942	274,78	212,19	151,35	204,38
Outros*	411.192	40,8%	167.698	265,59	301,33	370,1	501,16
Subtotal	**6.515.617**	**46,80%**	**3.049.599**	**4.215,50**	**6.059,52**	**6.264,54**	**7.259,06**
Inversões Financeiras em SPEs							
Geração	1.801.660	85,6%	1.542.212	3.450,52	3.181,30	3.703,65	3.219,39
Transmissão	636.389	97,7%	621.801	1.044,92	1.153,99	1.437,14	745,32
Subtotal	**2.438.049**	**88,76%**	**2.164.013**	**4.495,44**	**4.334,29**	**5.140,79**	**3.964,71**
TOTAL GERAL	**8.953.666**	**58,23%**	**5.213.612**	**8.710,99**	**10.393,31**	**11.405,33**	**11.223,77**

* Pesquisa, Infraestrutura, Qualidade Ambiental

Relatório da Administração

Quanto aos investimentos em parcerias destacamos Implantação da UHE Belo Monte, num total de R$ 0,58 bilhão, equivalente a 26,7% do total investido em 2017; UHE Jirau no valor de R$ 0,20 bilhão ou 9,2% do realizado; UHE São Manoel no valor de R$ 0,23 bilhão ou 10,8% do realizado; e UHE Xingu-Estreito – Belo Monte Transmissora de Energia S/A, cujo investimento foi de R$ 0,38 bilhão, representando 17,7% dos Investimentos em Parcerias em 2017.

Empresas Eletrobras	Valor do Investimento em SPEs (R$ mil)			
	2017		2016	
	Geração	Transmissão	Geração	Transmissão
Eletrobras	173.700	0	600.000	0
Eletronorte	392.382	197.225	890.193	392.039
Chesf	522.499	0	875.106	735
Furnas	313.393	423.196	678.713	649.741
Eletrosul	140.237	1.380	406.503	2.400
Total	**1.542.212**	**621.801**	**3.450.516**	**1.044.915**

2.2. Estrutura Societária

Atuamos como uma empresa Holding que controla grande parte dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil por intermédio das subsidiárias CGTEE, Chesf, Eletronorte, Eletronuclear, Eletrosul, Furnas e Amazonas GT. Além de principal acionista dessas empresas, a Eletrobras, em nome do governo brasileiro, detém metade do capital de Itaipu Binacional. A Holding também desenvolve projetos de P&D+I, realiza serviços tecnológicos e laboratoriais especializados por meio do Cepel e controla a Eletropar. Essa última tem como objetivo a busca constante pela eficiência operacional no desempenho de sua atividade e a manutenção de sua posição acionária nas empresas das quais participa. Além disso, atua na área de distribuição de energia por meio das empresas Amazonas Energia, Eletroacre, Boa Vista Eneriga, Ceron, Cepisa e Ceal.

Ao longo de 2017, os principais eventos societários que impactaram os investimentos da Companhia e suas controladas estão detalhados a seguir:

- A Eletrobras realizou diversos aportes na SPE Norte Energia, proporcional a sua participação acionária de 15%, os quais totalizaram R$ 173 milhões;

- Em dezembro de 2017, a Eletrosul transferiu à Eletrobras, em caráter irrevogável e irretratável, a proporção de 99,99% das ações ordinárias das SPEs Eólica Chuí IX, Eólica Hermenegildo I, II e III. Na mesma data, a Eletrosul também transferiu à Eletrobras 605.788.000 ações ordinárias e 29.400.000 ações preferenciais da SPE Santa Vitória do Palmar Holding. Tal transferência se deu dentro do processo de dação em pagamento conforme estabelecido no antigo PDNG 2017-2021.

A tabela abaixo indica o valor de transferência das SPE, que foi abatido do saldo de dívida que a Eletrosul possuí junto à Eletrobras.

SPE's Transferidas em 29/12/2017		
Chui Holding	R$	410.055.875,00
Santa Vitoria Holding	R$	176.436.860,00
Hermenegildo I	R$	121.704.368,00
Hermenegildo II	R$	128.617.521,00
Hermenegildo III	R$	88.429.231,00
Chui IX	R$	31.785.297,00
Total	**R$**	**957.029.151,97**

- Cabe mencionar que, em 31 de dezembro de 2017, estava ocorrendo o período de adesão à OPA da Energisa MT, e a Eletrobras decidiu aderir à operação. O Leilão da OPA foi realizado em

Relatório da Administração

16/01/2018, ocasião em que a Eletrobras vendeu para a Energisa S.A. 1.168.717 ações ordinárias e 30.945.402 ações preferenciais da Energisa MT, ao preço de R$8,60 por cada tipo de ação, o que totalizou 32.114.119 ações, equivalentes a R$ 276.181.423,40.

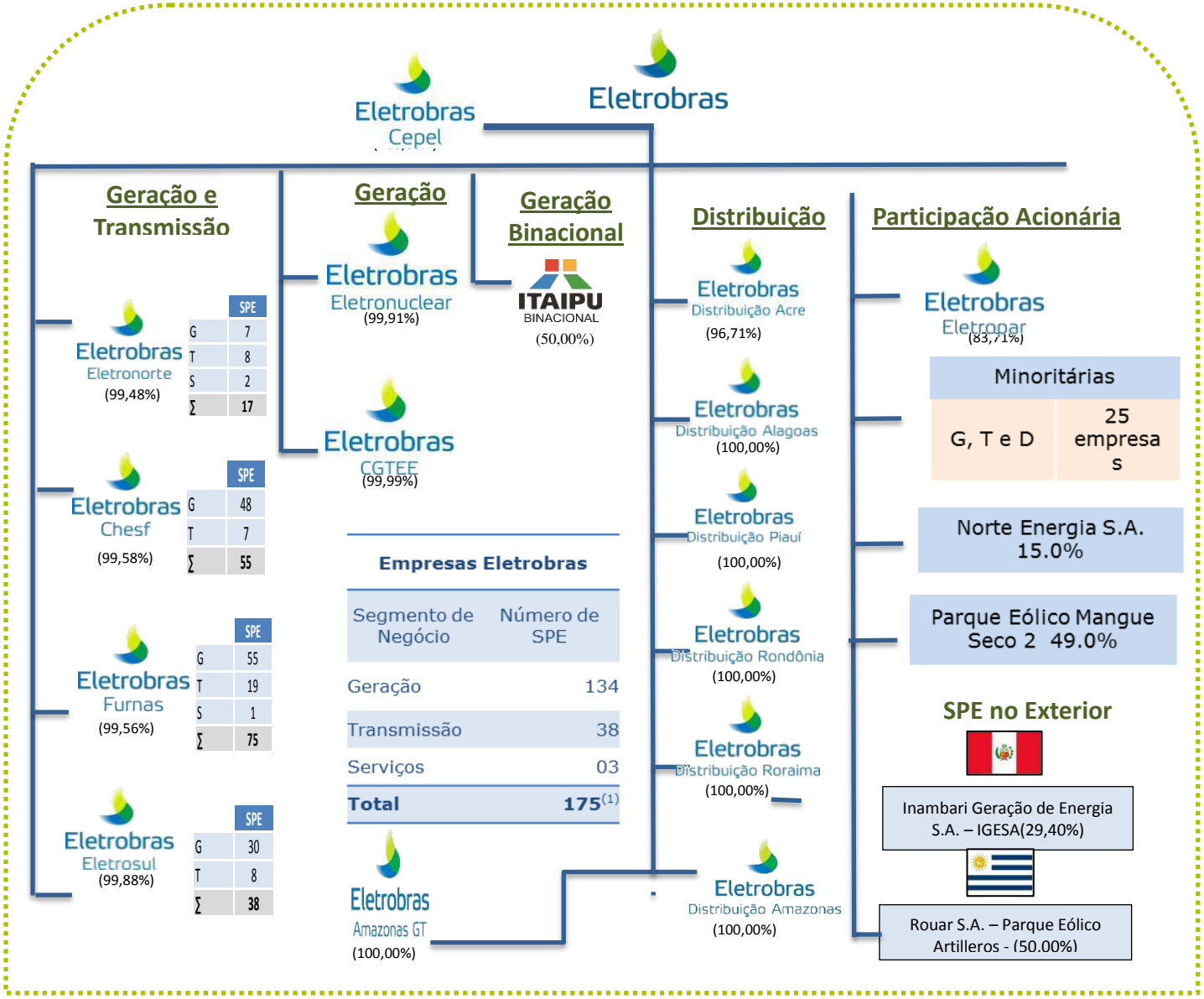
Num segundo momento, conforme permitido pelo Edital, no Leilão da OPA da Energisa MT, realizado em fevereiro de 2018, a Eletrobras vendeu 10.255.310 ações preferenciais da Energisa MT, ao preço de R$8,63 (R$8,60 atualizado pela Taxa SELIC até essa data) por cada tipo de ação, totalizando R$ 88.503.325,30. A liquidação financeira ocorreu no dia 07 de fevereiro de 2018.

Após essa venda, a participação da Eletrobras passou a ser de 940.000 ações ordinárias e 3.559.000 ações preferenciais, equivalentes a, respectivamente, 1,28% e 2,55% do Capital Social de cada espécie, totalizando 4.499.000 ações, o que representa 2,11% do Capital Social total da Energisa MT.

A Eletropar participou do leilão de oferta pública de aquisição de ações ordinárias de emissão da CPFL Energia S.A para alienação de sua participação. O leilão foi realizado em novembro de 2017, com a venda da totalidade de ações que a Eletropar possuía da CPFL, ou seja, 1.802.104, obtendo o montante de R$ 49,9 milhões.

A Companhia ainda possui participação em 175 SPE´s no Brasil, sendo 134 de geração e 38 de transmissão, em sua maioria com participação até 49% do capital social, e mais 2 SPE’s no exterior, além de participações minoritárias em 25 empresas de energia elétrica, conforme figura abaixo.

Relatório da Administração



(1) O quantitativo de SPEs está levando em consideração as participações diretas e indiretas em SPE, e desconsiderando as Sociedades de Propósito Específico que participam em mais de uma Empresa Eletrobras, diferentemente dos quantitativos considerados nos quadros de cada empresa.

(2) OS empreendimentos de geração eólica Serra do Mel I, II e III foram desconsiderados da contagem de SPEs, visto que se tratam de consórcios.

Conforme o antigo PDNG 2017-2021, uma das metas em Disciplina Financeira é o desinvestimento em SPEs que tem por objetivo promover a quitação de dívidas dessas controladas com a Eletrobras, que poderá manter os ativos que vier a receber por quitação de dívidas para atingir a meta de diminuir a alavancagem consolidada. Nesse sentido, o Conselho de Administração da Companhia aprovou, em 2018, a transferência para Eletrobras holding e alienação de 70 participações acionárias detidas pelas subsidiárias - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco ("Chesf"), Furnas Centrais Elétricas S.A. ("Furnas"), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. ("Eletronorte") e Eletrosul Centrais Elétricas S.A. ("Eletrosul"),em sociedades de propósito específico ("SPE").

A operação de alienação das participações societárias da Eletrobras em Sociedades de Propósito Específico ("SPEs") detidas pelas subsidiárias está em andamento e se dará em formato de leilão previsto para ser realizado no primeiro semestre de 2018.

Relatório da Administração

3. PANORAMA ECONÔMICO-SETORIAL E REGULATÓRIO

3.1. Panorama Econômico-Setorial

Em 2017, o PIB fechou o ano de 2017 com crescimento de 1,0%, sua primeira alta após dois anos de retração. Segunda a ótica da oferta, o resultado foi influenciado pelos setores agropecuário, que cresceu 13% em relação ao ano anterior, com destaque para as safras de soja e milho; de serviços também apresentou crescimento de 0,3% no ano; e o setor da indústria ficou estagnado após a queda dos últimos anos. No âmbito da demanda, o crescimento de 1% do consumo interno das famílias em 2017 teve influência positiva no PIB, contribuindo para a recuperação da economia e estimulando o setor de serviços novamente.

A inflação medida pela variação do IPCA alcançou 2,95% em 2017 (contra 6,29% em 2016), permanecendo abaixo do piso da meta estabelecida pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) no âmbito do regime de metas para a inflação. Contribuiu para a desvalorização do IPCA em 2017 a redução nos preços dos alimentos e bebidas. O Índice Geral de Preços IGP-DI, que se caracteriza pela maior volatilidade quando comparado ao IPCA, terminou o ano com deflação de 0,42% em 2017 (7,15% em 2016). Esta queda se deu, sobretudo, pelos preços dos produtos agropecuários no atacado e dos alimentos no varejo.

A balança comercial registrou superávit recorde de US$67,1 bilhões em 2017, ante US$47,7 bilhões do ano anterior. Apesar do aparente bom resultado, tanto exportações quanto importações apresentaram movimentos de crescimento em 2017. Segundo o Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços, as exportações brasileiras em 2017 aumentaram 17% na comparação com 2016, quando somaram US$ 217,8 bilhões, em função, principalmente, do crescimento dos preços das commodities.

O setor de energia elétrica apresentou consumo total 463.948 GWh até dezembro de 2017, o que representa um aumento de 0,8% em comparação com 2016, segundo a Empresa de Pesquisa Energética – ("EPE"). Segundo a EPE, o clima e ciclo de faturamento fizeram consumo da classe residencial crescer 0,3% no mês, a classe comercial apresentou alta de 1,4% com crescimento em todas as regiões. O Consumo industrial aumentou 4,4% em dezembro, com destaque para os setores metalúrgico com alta de 11,0%, fabricação de produtos de borracha e plástico, apresentou alta de 6,8% e automotivo, alta 6,6%. Em 2017, todas as classes apresentaram aumento no consumo de energia sendo: industrial +1,3%, residencial+0,8% e comercial+0,3%. Quanto à regiões geográfica, exceto pelo Nordeste, que apresentou queda de 0,1% no consumo de energia, a região norte apresentou aumento de 0,6%, o sudeste aumento de 0,3%, o centro-oeste aumento de 1,9% e o sul aumentou 3,0% em comparação com o ano de 2016.

3.2. Panorama Regulatório

Eletrobras

O destaque no ano de 2017 seu deu por conta da intensão do Ministério de Minas e Energia de desestatização da Eletrobras. A Decisão foi aprovada pelo Conselho do Programa de Parceria de Investimentos ("CPPI"). Além disso, em Janeiro de 2018 foi encaminhado ao Congresso Nacional, o projeto de Lei que dispõe sobre a desestatização e modelagem de venda da Eletrobras, além de alterar as Leis nº 10.438 de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.991 de 24 de julho de 2000 e a Lei nº 5.899 de 5 de julho de 1973. O conteúdo do projeto de Lei na íntegra pode ser acessado no site do Ministério de Minas e Energia.

Em março de 2018, foi aprovada a Resolução nº 30 do Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência ("Resolução CPPI 30") de 19 de março, que trata da execução e do acompanhamento do processo de desestatização das Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras.

É importante destacar que, a efetivação da operação em referência ainda depende de outras autorizações governamentais, avaliação das autorizações legais e regulatórias que serão necessárias, avaliação do modelo a ser adotado e observância dos procedimentos específicos, por ser tratar de sociedade de

Relatório da Administração

economia mista, de capital aberto, com ações listadas na Bolsa de São Paulo (B3 – Brasil, Bolsa, Balcão), de Nova York (NYSE) e Madri (Latibex), além da avaliação quanto às obrigações contratuais assumidas pela companhia.

- **Medida Provisória nº 814 de 28 de dezembro de 2017,** que altera a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados, e a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica. A referida medida revoga o artigo 31 da Lei 10.848/2004, que excluía a Eletrobras e suas controladas — Furnas, Companhia Hidroelétrica do São Francisco, Eletronorte, Eletrosul e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) — do Programa Nacional de Desestatização.

Geração

- Em julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia, através do processo nº 48000.001405/2016-67 divulgou a Nota Técnica 05 o qual sugere uma série de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade no longo prazo. O novo marco regulatório traz aprimoramentos ao setor conforme abaixo:
  1. Decisões que orientam a reforma a elementos de coesão: pacotes de medidas política perenes;
  2. Flexibilidade do modelo do setor elétrico: permite destravamento do modelo e gerenciamento dinâmico dos riscos sistêmicos e comerciais;
  3. Alocação adequada de custos entre agentes: correção e racionalização de subsídios;
  4. Medidas de Sustentabilidade: propostas de desjudicialização e distribuição de renda dos ativos do setor.

- Através da Resolução Homologatória ANEEL n° 2.265/2017, no âmbito do processo de reajuste anual, foram homologadas as receitas anuais de geração das usinas hidrelétricas cujas concessões forma renovadas em 2013 (“RAGs”), conforme Lei 12.783/2013. Foi verificada uma variação média de 0,6%, para as usinas da Eletrobras, entre a RAG do ciclo 2016-2017 e a RAG do ciclo 2017-2018, conforme tabela a seguir:

Empresa	Usina	RAG Ciclo 2016-2017* (R$)	RAG Ciclo 2017-2018** (R$)	Variação (%)
CHESF	Boa Esperança	50.423.649,95	48.803.465,48	-0,03
	Complexo Paulo Afonso	540.592.583,98	527.311.662,31	-0,03
	Funil - BA	6.140.599,05	8.912.943,13	0,45
	Itaparica (Luiz Gonzaga)	209.243.762,78	212.288.732,81	0,02
	Pedra	3.845.827,91	3.681.606,84	-0,04
	Xingó	398.752.712,87	405.546.778,14	0,02
ELETRONORTE	Coaracy Nunes	12.073.482,02	11.254.603,33	-0,07
FURNAS	Corumbá I	59.886.985,42	60.753.170,19	0,01
	Estreito (L.C. Barreto)	133.063.582,42	148.407.001,86	0,12
	Funil - RJ	28.961.571,79	28.006.827,58	-0,03
	Furnas	227.449.454,35	212.604.018,19	-0,07
	Marimbondo	187.616.445,02	202.562.410,10	0,08
	Porto Colômbia	45.383.282,51	44.206.525,56	-0,03
TOTAL ELETROBRAS		**1.903.433.940,07**	**1.914.339.746**	**0,006**

(*) Dados da Resolução Homologatória nº 2.107/2016

(**) Dados da Resolução Homologatória nº 2.265/2017

Relatório da Administração

Transmissão

Ao longo do ano de 2017 ocorreram modificações importantes no ambiente regulatório que impactaram diretamente o negócio de transmissão, dentre as quais destacam-se:

A Resolução Homologatória n° 2.258/2017 estabeleceu as Receitas Anuais Permitidas - RAPs para as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica para o ciclo 2017-2018 (01/07/2017 a 30/06/2018). Além da correção pela inflação, o aumento das RAPs se deu por conta da entrada em operação de reforços e melhorias autorizados, e, sobretudo, devido ao início do pagamento das indenizações previstas na Resolução Normativa n° 762/2017, dos ativos reversíveis ainda não amortizados previstos no art. 15º, § 2º, da Lei nº 12.783/2013. Em 31/12/2017 a RAP das empresas Eletrobras foi de aproximadamente R$ 11,2 bilhões, conforme tabela a seguir, representando um aumento de 174% em relação a 2016.

Empresa	RAP 2017 (R$ milhões)
Chesf	3.147,54
Eletronorte	1.946,65
Eletrosul	1.382,64
Furnas	4.720,11
Amazonas GT	46,86
TOTAL	**11.243,81**

Em 2017, visando aumentar a atratividade necessária para investimentos no setor, a ANEEL estabeleceu novas condições para os leilões de transmissão. Houve mudanças nas condições de execução e devolução das garantias de fiel cumprimento. O prazo mínimo para a execução progressiva das garantias por atraso no cronograma do empreendimento passou de 60 para 90 dias. Além disso, foi extinta a execução por atraso nos marcos de apresentação do projeto básico, de obtenção das licenças ambientais e de aquisição e entrega de equipamento.

- Resolução Normativa n° 758/2017 – Estabeleceu as condições gerais para a incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT no Ativo Imobilizado das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica. Com a transferência das referidas instalações estima-se para as empresas Eletrobras, uma perda de RAP de R$ 22 milhões e uma indenização a ser recebida da ordem de R$ 49 milhões.

- Resolução Normativa n° 762/2017 - Definiu os procedimentos e critérios a serem utilizados no cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida – RAP de cada concessionária de transmissão abrangida pela Lei nº 12.783/2013, em consonância com a Portaria MME nº 120/2016. Segundo o normativo, os ativos previstos no art. 15, § 2º, da Lei nº 12.783/2013 (ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000), passam a compor a Base de Remuneração Regulatória – BRR das concessionárias de transmissão de energia elétrica. O custo de capital das transmissoras, composto por parcelas de remuneração e quota de reintegração regulatória, relativo à BRR mencionada, passou a compor as respectivas Receitas Anuais Permitidas – RAP, no ciclo tarifário iniciado em 1º de julho de 2017, tendo dois componentes: (i) econômico – o custo de capital dos ativos com vida útil residual em 1º de julho de 2017, a ser recebido pelo prazo remanescente de vida útil dos mesmos; e (ii) financeiro – o custo de capital não incorporado desde 1º de janeiro de 2013 até 30 de junho de 2017, a ser recebido no prazo de 08 ciclos tarifários.

Ocorre que em 10 de abril de 2017 foi proferida decisão de antecipação de tutela pelo juízo da 5ª Vara Federal do Distrito Federal, determinando que a ANEEL exclua a componente financeira da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Em razão dessa decisão, a ANEEL emitiu o Despacho n° 1.779/2017, mediante o qual deu cumprimento à mesma, estendendo sua aplicação a todos os usuários do sistema de transmissão. Os efeitos da referida decisão liminar já foram aplicados ao processo de homologação do reajuste anual da RAP para o ciclo tarifário 2017-2018, e perdurarão para os ciclos tarifários futuros enquanto vigorar a decisão judicial.

Relatório da Administração

- Despacho n° 3.577/2017 - Aprova o Plano de Transferência apresentado pela Eletrosul como alternativa à extinção da concessão delegada pelo Contrato de Concessão nº 1/2015-ANEEL, observado o seguinte: (i) participação da Eletrosul como acionista da Sociedade de Propósito Específico - SPE a ser criada pela *Shanghai Electric Power Transmission & Distribuition Co. Ltd*. limitada ao montante investido até a transferência do controle após a constituição da SPE, sendo que tal limitação durará entre a celebração do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão e a emissão de todos os respectivos Termos de Liberação Definitivos - TLDs e liberação pela ANEEL da Garantia de Fiel Cumprimento.

- Despachos nos 4.279/2017, 4.280/2017, 4.281/2017 e 4.282/2017 - Tais normativos encaminham ao Ministério de Minas e Energia – MME proposta de declaração de caducidade dos Contratos de Concessão nº 5/2007, nº 15/2012, nº 18/2011 e nº 19/2011, respectivamente, celebrados com a Chesf, nos termos do art. 38 da Lei nº 8.987/1995, e determina a aplicação das sanções contratuais cabíveis.

- No ano de 2017 a ANEEL instaurou 08 Audiências Públicas e 03 Consultas Públicas ("CP") relativas ao segmento de transmissão de energia elétrica. Destacamos aqui a Audiência Pública – ("AP") nº 41/2017 e a Consulta Pública – CP nº 12/2017, tendo em vista a relevância dos temas e potenciais impactos para as transmissoras Eletrobras.

Visto que em julho de 2018 deverá ser homologada a Revisão Tarifária das transmissoras de energia elétrica, cujos contratos de concessão foram prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013, foi instaurada a AP nº 41/2017 que trata do aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas - RAP das instalações de transmissão de energia elétrica, especificamente em relação às regras para apuração da Base de Remuneração Regulatória - BRR e de Outras Receitas.

Importante destacar aqui a participação efetiva das empresas Eletrobras em todas as fases do debate com o envio de contribuições estruturadas e fundamentadas de modo a subsidiar a discussão de um modelo que melhor represente os serviços prestados pelas transmissoras de energia, uma vez que, o processo de revisão periódica é fundamental para o equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias de transmissão de energia elétrica e constitui oportunidade para o estabelecimento de uma remuneração justa e adequada.

Assim, buscando uma representação adequada e justa para os seus serviços prestados, seu papel no Sistema Interligado Nacional – SIN e o ambiente em que atuam, as empresas Eletrobras, em contribuição conjunta, apresentaram propostas à consulta.

Quanto à CP nº 12/2017, instaurada em 11 de outubro de 2017, a mesma trata do aprimoramento da regulamentação do serviço público de transmissão de energia elétrica associada às instalações de transmissão em corrente contínua, principalmente no que diz respeito à definição de Funções de Transmissão próprias ao sistema.

A regulamentação do tema é de grande relevância para a Eletrobras, dado o impacto financeiro observado devido à aplicação de descontos elevados de Parcela Variável - PV aos sistemas de transmissão em corrente contínua, visto que o mesmo não possui regulamentação própria e está sendo tratado por analogia com sistemas em corrente alternada.

A Eletrobras tem exercido papel ativo na busca da regulamentação adequada às peculiaridades técnicas e operacionais dos sistemas de corrente contínua, tendo encaminhado à ANEEL proposta de alteração das Resoluções Normativas nº 191/2005, nº 669/2016 e nº 729/2016.

A regulamentação dos sistemas de transmissão em corrente contínua terá continuidade em 2018.

Distribuição

No segmento de distribuição, mereceu destaque o avanço dos estudos para que pudessem ser privatizadas as empresas distribuidoras - Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre, Centrais Elétricas de Rondônia S.A - Ceron, Amazonas Distribuidora de Energia S.A – Amazonas Energia, Boa Vista Energia S.A - Boa Vista Energia, Companhia Energética de Alagoas – Ceal e Companhia Energética do Piauí – Cepisa, conforme decisão da 165ª Assembleia Geral Extraordinária ("AGE").

Relatório da Administração

Em dezembro, foi publicada a Portaria nº 468 do Ministério de Minas e Energia ("MME"), de 4 de dezembro de 2017, que prorroga o prazo estabelecido pelas Portarias MME nº 420, nº 421, nº 422, nº 423, nº 424 e nº 425, de 3 de agosto de 2016, para a prestação de serviços temporários de distribuição, nos termos e condições estabelecidos na Portaria MME nº 388, de 26 de julho de 2016, pelas Distribuidoras para até a assunção de novo concessionário ou até 31 de julho de 2018, o que ocorrer primeiro.

Nesse sentido, a AGE 169, ocorrida no dia 28 de dezembro de 2017, aprovou a retificação do item 7.9 da decisão da 165ª AGE, e prorrogou o prazo para assinatura do contrato de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras nas distribuidoras referidas acima, desde que ocorra até 31 de julho de 2018.

Através da resolução Nº 20 do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República, a modelagem para o processo de venda das distribuidoras foi definida assim como regras e prazos estabelecidos. Todos os estudos referentes às distribuidoras estão disponíveis em nosso site.

- Em 28/09/2017 foi publicado no Diário Oficial da União – DOU a Resolução Homologatória da Aneel Nº 2.306 DE 26 DE SETEMBRO DE 2017, que homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2017, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Energética de Alagoas – CEAL.

O reajuste contemplou as flexibilizações previstas na Audiência Pública da ANEEL n° 32/2017, no entanto, o art. 6º da resolução supracitada homologou o valor de R$ 113.562.362,10 (cento e treze milhões, quinhentos e sessenta e dois mil, trezentos e sessenta e dois reais e dez centavos) referente ao diferimento dos valores de Parcela B e Perdas não Técnicas, o qual deverá ser considerado no processo tarifário seguinte, atualizado pela SELIC.

Índice de Reajuste Tarifário – IRT 2017	Eletroacre	Ceal	Amazonas Energia	Cepisa	Ceron	Boa Vista
IRT Econômico	7,40%	11,65%	18,31%	14,69%	2,07%	35,46%
Parcela A	-0,20%	7,62%	8,24%	11,58%	0,08%	13,94%
Parcela B	7,60%	4,03%	10,07%	3,11%	1,99%	21,53%
Componentes Financeiros	2,67%	9,95%	0%	13,11%	0,89%	-4,88%
IRT Total	10,07%	21,60%	18,31%	27,80%	2,96%	30,58%
Diferimento	0%	8,17%	-5,98%	-8,51%	0%	-18,59%
Efeito Médio Consumidor Cativo	1,51%	21,60%	17,13%	27,63%	8,27%	35,26%

- Em 31 de março de 2017, foi publicado no Diário Oficial da União, a Resolução Homologatória n° 2.214 de 28 de março de 2017, a qual republicou as tarifas das distribuidoras, de forma a prover a reversão da previsão do Encargo de Energia de Reserva – EER da central geradora UTN Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III).

- Em 1° de setembro de 2017, foi publicada a Portaria MME n° 346/2017, que a altera a Portaria MME n° 388/2016, e prevê que no processo tarifário do ano de 2017, a ANEEL deverá flexibilizar, de forma transitória, os parâmetros regulatórios referentes aos custos operacionais e às perdas não técnicas, com o objetivo de permitir o equilíbrio econômico da Concessão a ser licitada nos termos do art. 8º da Lei n. 12.783/2013.Conforme estabelecido pela Diretoria da ANEEL, no âmbito da Audiência Pública 32/2017, essa flexibilização adotou a média entre o valor regulatório dos custos operacionais no processo de 2016 e o custo real incorrido pelas Distribuidoras Designadas da Eletrobras no mesmo período, o que implicou no incremento de R$ R$ 515.300.533,00, ao custo operacional presente na Parcela B.

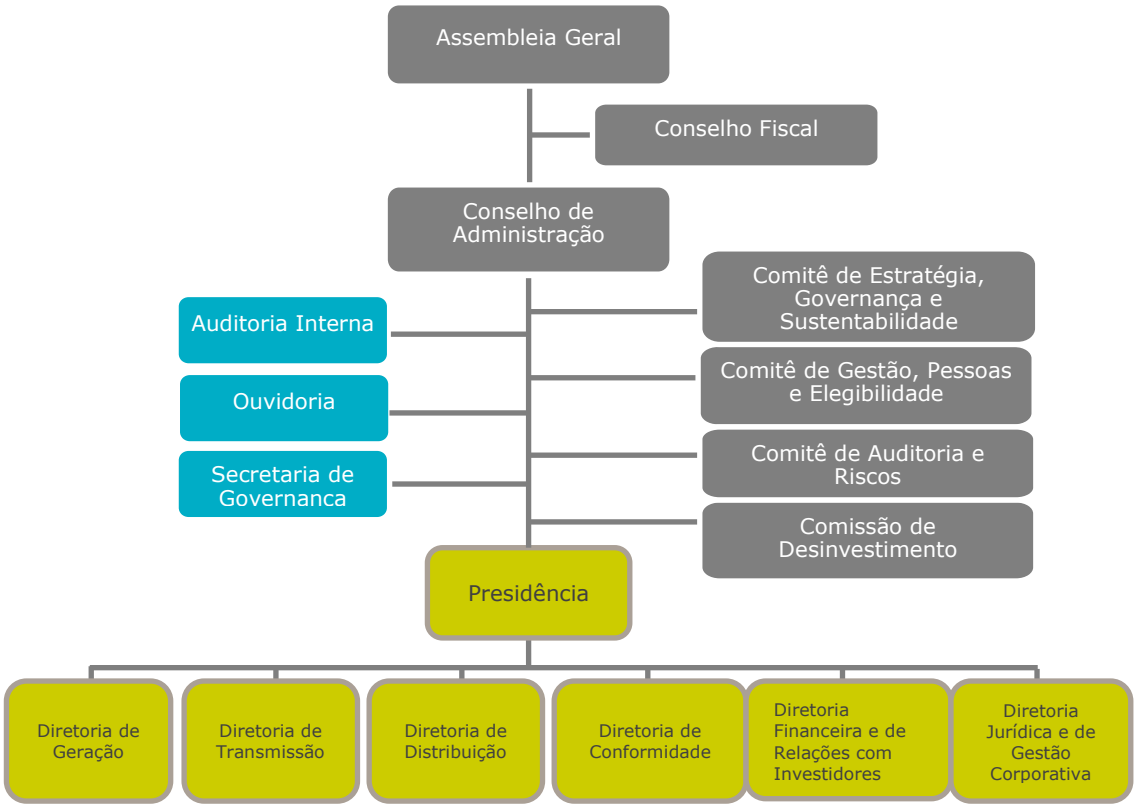
Mais informações sobre regulação do setor elétrico podem ser encontradas no site da ANEEL.

Relatório da Administração

4. GOVERNANÇA CORPORATIVA

Ética, transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa são os princípios que norteiam as nossas práticas de governança corporativa.
Os requisitos e funções dos órgãos de governança estão estabelecidos no Estatuto Social da companhia e nos respectivos Regimentos Internos, além da observância da legislação aplicável.

O modelo de governança corporativa da Eletrobras conta com a Assembleia Geral de Acionistas, Conselho de Administração ("CAE"), Conselho Fiscal ("CF") e Diretoria Executiva ("DE"), conforme figura abaixo.



Em janeiro de 2017, foi criada a Comissão Interna Transitória de Elegibilidade (Cite), nos termos dos artigos 14 e 64, § 1º, do Decreto n.º 8.945/16 para opinar de forma a auxiliar os acionistas na indicação de Administradores e Conselheiros Fiscais sobre o preenchimento dos requisitos e ausência de vedações para as respectivas eleições, com abrangência para a Eletrobras holding e todas as suas controladas.

Assim sendo, para toda indicação a cargos de conselheiros e diretores das empresas Eletrobras deve ser feita, previamente, uma avaliação pela área de integridade sobre a situação de conformidade dos indicados, assim como consultas à Ouvidoria das Empresas Eletrobras e ao Comitê de Gestão, Pessoas e Elegibilidade, que substituiu a CITE, em 26 de maio de 2017.

Em 2017, demos ainda um importante passo a fim de aprimorar nossas práticas de governança corporativa em atendimento à Lei n° 13.303, ("Lei das Estatais") e ao Decreto 8.945, ao promover uma reforma integral do estatuto social da Eletrobras, bem como outros instrumentos de governança — Manual do Conselheiro de Administração Representante, Manual do Conselheiro Fiscal Representante, Regimento Interno do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e dos Comitês do CAE, além da divulgação da Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa, dentro outros.

Dentre os destaques das alterações do Estatuto Social destacamos:

- ✓ Adequação aos requisitos da Lei das Estatais e sua regulamentação;

Relatório da Administração

- ✓ Institucionalização no estatuto de critérios e vedações objetivas para escolha de administradores - Política de Indicação das empresas Eletrobras;
- ✓ O Conselho de Administração contará com 30% de membros independentes em sua composição;
- ✓ Instalação e funcionamento do Comitê de Auditoria e Riscos;
- ✓ Comitê de Auditoria e Riscos e Comitê de Gestão, Pessoas e Elegibilidade, único, com escopo de atuação abrangendo as empresas controladas;
- ✓ Instituição de Política de Alçadas única para as empresas Eletrobras;
- ✓ Aumento de 1 conselheiro na composição do Conselho de Administração com indicação de 7 membros pelo MME dentre os quais dois deverão atender aos requisitos definidos para membros do Comitê de Auditoria, conforme Lei das Estatais e sua regulamentação;
- ✓ Requisitos para o Comitê de Auditoria: Independência da Administração e experiência profissional compatível com o cargo;
- ✓ Inclusão de atribuições do Conselho de Administração:
- ✓ Deliberar sobre os acordos de acionistas a serem firmados pela Eletrobras, suas subsidiárias ou controladas, antes de sua assinatura;
- ✓ Aprovar o regulamento de pessoal e estabelecer quantitativo de funções de confiança da administração superior, bem como aprovar o quantitativo máximo de pessoal e a realização de concurso público, da Eletrobras e de suas controladas;
- ✓ Aprovar políticas corporativas, sendo as mesmas ratificadas pelos Conselhos de Administração de suas controladas.
- ✓ Avaliação de desempenho dos administradores, dos membros do Conselho Fiscal e dos membros dos Comitês conforme metodologia elaborada pela Eletrobras a ser aplicada também em suas empresas;
- ✓ Institucionalização no estatuto de práticas de integridade, gestão de riscos e controles internos.

O Estatuto da Eletrobras dispõe sobre situações de conflito de interesse, segundo o qual é vedado ao administrador deliberar sobre matéria conflitante com seus interesses ou relativa a terceiros sob sua influência, nos termos do art. 156 da Lei 6.404, de 1976. Nessa hipótese, deverá registrar em ata a divergência e eximir-se de discutir o tema.

Para evitar possíveis conflitos e a utilização de informações confidenciais e estratégicas, o 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 setor elétrico, salvo nas subsidiárias, controladas, sociedades de propósito específico e empresas concessionárias sob controle dos Estados, em que a Eletrobras tenha participação acionária, onde poderão exercer cargos nos Conselhos de Administração e Fiscal, observadas as disposições da Lei nº 9.292, de 12 de julho de 1996, quanto ao recebimento de remuneração.

A Eletrobras desenvolve e atualiza continuamente instrumentos para o fortalecimento da governança corporativa, conforme abaixo, tendo como principal gestor destes instrumentos a área de Governança Corporativa, todos disponíveis no website da companhia.

Relatório da Administração

- Estatuto Social
- Regimento Interno do CA
- Regimento Interno do CF
- Regimento Interno dos Comitês
- Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa
- Código das Práticas de Governança Corporativa da Eletrobras
- Código de Ética
- Diretrizes Antitruste
- Política de Transação entre Partes Relacionadas
- Política de Indicações na holding e nas Controladas, Coligadas, Fundações e Associações das Empresas Eletrobras;
- Manual de Divulgação e Uso de Informações Relevantes e Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Eletrobras
- Manual do Conselheiro de Administração Representante das Empresas Eletrobras
- Manual do Conselheiro Fiscal Representante da Eletrobras
- Manual para Participação em Assembleias de Acionistas da Eletrobras
- Manual do Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras
- Plano Estratégico das Empresas Eletrobras
- Políticas das Empresas Eletrobras

Os administradores, conselheiros fiscais e membros dos comitês seguem os requisitos e vedações impostas pela Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016 e pelo Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016 que a regulamentou, sem prejuízo do que a este respeito dispõe a legislação vigente e o Estatuto Social da companhia.

Avaliação de Desempenho da Administração

A Eletrobras realiza anualmente, desde 2013, a avaliação de desempenho individual e coletiva do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva, como forma de garantir que os conselheiros e diretores exerçam suas atividades de forma alinhada à estratégia da companhia. A metodologia se tornou única para todas as empresas Eletrobras. Os resultados são pontuados e consolidados em um relatório e os respondentes participam de reunião de *feedback*. No início de cada ano é estabelecido o plano de trabalho da avaliação de desempenho mediante deliberação da Diretoria e do Conselho de Administração, que aprovam o cronograma da avaliação, no qual estão estipulados os prazos e as responsabilidades previstos para cada etapa do processo.

Os diretores e conselheiros realizam a sua autoavaliação e a avaliação de seu respectivo órgão. Os conselheiros avaliam também a Diretoria Executiva como órgão. Em 2017, foi realizada a primeira avaliação de desempenho do Conselho Fiscal, e está prevista para 2018 a avaliação de desempenho contemplando os Comitês do Conselho de Administração, o que evidencia a melhoria contínua das práticas de governança.

A Lei n.º 13.303, de 30 de junho de 2016 (Lei das Estatais) e o seu decreto regulamentador, Decreto n.º 8.945, de 27 de dezembro de 2016, trouxeram um novo perfil para os candidatos a cargos de administrador e conselheiro fiscal. Entre outras questões, foi estabelecido que os administradores e conselheiros fiscais das empresas estatais devem participar de treinamentos específicos sobre temas relevantes relacionados às suas atividades.

A partir dessa necessidade, a Eletrobras lançou, em 2017, o "Programa de Aprimoramento para Conselheiros e Diretores Eletrobras" que envolve várias ações educacionais para atender aos públicos da *Holding*, empresas controladas, coligadas e das SPEs, visando ao desenvolvimento dos conselheiros de administração, conselheiros fiscais e diretores de forma consistente e continuada. Esse programa trata de ciclos de palestras, congressos anuais, cursos presenciais e on-line e teve início com o curso "Conselho Fiscal na Prática", para conselheiros fiscais. Na sequência, foi realizada a palestra "Responsabilidades dos Conselheiros" para conselheiros de administração e fiscais representantes da Eletrobras em suas controladas e coligadas, durante o Encontro dos Conselheiros 2017.

Relatório da Administração

Adicionalmente foi feito um treinamento voltado para os conselheiros de administração e fiscais representantes da Eletrobras em suas controladas e coligadas. O encontro abordou palestras sobre as responsabilidades dos conselheiros, instrumentos da governança, programa de treinamentos e desenvolvimento dos conselheiros.

4.1. Assembleias Gerais de Acionistas

Em 2017, realizou-se em conjunto 01 (uma) Assembleia Geral Ordinária e 01 (uma) Assembleia Geral Extraordinária que aprovaram: as Demonstrações Financeiras Completas referentes ao exercício social de 2016, a destinação do resultado do exercício; a eleição de oito membros do Conselho de Administração e de 5 (cinco) membros e suplentes do Conselho Fiscal e respectivos suplentes; a remuneração global dos Administradores e dos membros efetivos do Conselho Fiscal; e a aprovação da alteração estatutária, com as modificações sugeridas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST e pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN.

Adicionalmente, em 2017, foram realizadas mais 02 (duas) Assembleias Gerais Extraordinárias que aprovaram, principalmente, os seguintes assuntos: aprovação da reforma do estatuto social da Eletrobras nos termos da Proposta da Administração, com as modificações sugeridas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST e pela Secretaria do Tesouro Nacional – STN; aprovação da retificação do item 7.9 da decisão da 165ª Assembleia Geral Extraordinária, de 22 de julho de 2016, para prorrogar o prazo para assinatura do contrato de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras nas distribuidoras denominadas Companhia de Eletricidade do Acre – ELETROACRE, Centrais Elétricas de Rondônia S.A - CERON, Amazonas Distribuidora de Energia S.A – AmD, Boa Vista Energia S.A - BOVESA, Companhia Energética de Alagoas – CEAL e Companhia Energética do Piauí – CEPISA, desde que ocorra até 31 de julho de 2018.

4.2. Direito dos Acionistas

A Eletrobras, por meio da sua "Política de Distribuição de Dividendos", tem como propósito estabelecer as regras e os procedimentos relativos à matéria, de maneira transparente e de acordo com os dispositivos legais, estatutários e demais regulamentos internos. A decisão de distribuição de dividendos e demais proventos levará em consideração diversos fatores e variáveis, tais como os resultados da Companhia, sua condição financeira, necessidade de caixa, perspectivas futuras dos mercados de atuação atuais e potenciais, oportunidades de investimento existentes, manutenção e expansão da capacidade produtiva. Essa "Política de Distribuição de Dividendos" da Eletrobras busca garantir a perenidade e a sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos da Companhia, tendo como premissas a necessidade de flexibilidade e solidez financeira para a manutenção de seus negócios.

De acordo com nosso Estatuto Social, em cada exercício, será obrigatória a distribuição de dividendo não inferior a vinte e cinco por cento do lucro líquido, ajustado nos termos da Lei, observada a referida Política de Distribuição de Dividendos da Eletrobras. Os valores dos dividendos e dos juros pagos ou creditados a título de remuneração sobre o capital próprio, devidos aos acionistas, sofrerão incidência de encargos financeiros, a partir do encerramento do exercício social até o dia do efetivo recolhimento ou pagamento, sem prejuízo da incidência de juros moratórios, quando esse recolhimento não se verificar na data fixada pela Assembleia Geral.

Em conformidade com a legislação vigente e com o Estatuto Social da Eletrobras, no dia 19 de dezembro de 2017, houve pagamento dos Juros Sobre o Capital Próprio ("JCP"), relativos ao exercício de 2016, às pessoas físicas e jurídicas registradas como proprietários ou usufrutuários de ações preferenciais classes "A" e "B" ("PNA" e "PNB", respectivamente) na data base de 28 de abril de 2017, conforme abaixo:

JCP		
Classe	Principal (R$)	Valor Atualizado (R$)
	31.12.2016	19.12.2017
PNA	2,17825658673	2,38969340156
PNB	1,63369244005	1,79227005117

Relatório da Administração

Os valores da tabela foram atualizados pela Taxa Referencial do Sistema de Liquidação e Custódia – Selic, divulgada pelo Banco Central do Brasil.

4.3. Conselho de Administração

O **Conselho de Administração da Eletrobras** ("CAE") é um órgão de deliberação colegiada da Eletrobras e será integrado por 11 (onze) membros, eleitos pela Assembleia Geral, que designará dentre eles o Presidente, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas. O CAE é responsável pela fixação de diretrizes fundamentais da administração, por iniciativa dos seus membros, ou a ele propostas pela Diretoria Executiva para fins de exame e deliberação, bem como pelo controle superior da Eletrobras, pela fiscalização da observância das diretrizes por ele fixadas, acompanhamento da execução dos programas aprovados e verificação dos resultados obtidos. Ao Conselho de Administração cabe determinar as diretrizes que deverão ser seguidas pela Diretoria da empresa na execução de seu plano de negócios, sempre sob a supervisão do Conselho Fiscal.

O colegiado compõe-se de sete conselheiros indicados pelo Ministro de Estado de Minas e Energia; um conselheiro indicado pelo Ministro de Estado do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão; um membro indicado pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias; e outro, pelos acionistas minoritários, detentores de ações preferenciais, de emissão da Eletrobras que representem, no mínimo, dez por cento do capital social e um conselheiro eleito como representante dos empregados.

O Conselheiro representante dos empregados é eleito para um prazo de gestão de 2 (dois) anos, a contar da data da posse de acordo com o estatuto social da Empresa, e tem as mesmas funções dos demais Conselheiros de Administração, sendo-lhe legalmente vedado apenas participar de quaisquer discussões e/ou deliberações de natureza trabalhista, por se configurar conflito de interesse com o Tema.

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, conforme o art. 2º, § 3º, da Lei nº 12.353, de 28 de dezembro de 2010 e art. 8º da Portaria nº 026 do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão - MPOG.

Conforme disposto no Estatuto Social, o Presidente da Eletrobras será escolhido dentre os membros do Conselho de Administração, não podendo a mesma pessoa ocupar os cargos de Presidente da companhia e Presidente do Conselho de Administração.

Para garantir o alinhamento dos entendimentos dos órgãos da administração da companhia, em 2017 foram realizadas 2 reuniões conjuntas entre o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal. Além disso, sempre que necessário, o Conselho Fiscal convoca a Diretoria para participar de suas reuniões, seja para prestar esclarecimentos, seja para o recebimento de instruções, que posteriormente são implementadas pela Diretoria em suas atividades cotidianas.

As regras para o funcionamento deste colegiado são definidas em Regimento Interno. Todos os conselheiros têm os mesmos deveres, não podendo, ainda que para a defesa dos interesses de quem os elegeu, faltar a esses deveres.

O Conselho de Administração conta com três comitês, que têm por finalidade assessorá-lo mediante análise, acompanhamento e recomendação sobre questões específicas de cada área: Comitê de Estratégia, Governança e Sustentabilidade; Comitê de Auditoria e Riscos; e Comitê de Gestão, Pessoas e Elegibilidade, que em 2017 realizaram, respectivamente, 2, 4 e 1 reuniões, sendo os dois últimos previstos pelo Estatuto Social da Eletrobras. Cada comitê possui três vagas para conselheiros de administração, tendo suas atribuições dispostas em regimento interno.

Relatório da Administração

Comitês	Data da Criação	Membros*	Objetivos
Estratégia, Governança e Sustentabilidade	26.05.17	Edvaldo Luís Risso	Assessorar o Conselho de Administração, compreendendo, mas não se limitando, à análise e emissão de recomendações sobre estratégias a serem adotadas pela Companhia sobre os negócios da Companhia, sobre a política de sustentabilidade que a empresa deve adotar e sobre as práticas de governança, a fim de conferir maior eficiência às decisões do Conselho.
		José Guimarães Monforte	
		Carlos Eduardo Rodrigues Pereira	
Gestão, Pessoas e Elegibilidade	26.05.17	Carlos Eduardo Rodrigues Pereira	Assessorar o Conselho de Administração, compreendendo, mas não se limitando, à análise e emissão de recomendações sobre riscos e estratégias a serem adotadas pela Companhia, concernentes à gestão de pessoas e à elegibilidade de membros da administração e conselheiros fiscais, a fim de conferir maior eficiência e qualidade às decisões do Conselho.
		Vicente Falconi Campos	
		Esteves Pedro Colnago Jr.	
Auditoria e Riscos	26.05.17	Ariosto Antunes Culau	Assessorar o Conselho de Administração, compreendendo, mas não se limitando, à análise e emissão de recomendações sobre riscos e estratégias a serem adotadas pela Companhia, concernentes a controles internos, auditoria, gestão de riscos e gestão financeira, a fim de conferir maior eficiência às decisões do Conselho.
		José Guimarães Monforte	
		José Pais Rangel	

* membros em 31.12.2017

Além disso, foi criada a Comissão de Desinvestimento que tem o objetivo de apoiar o Conselho de Administração nas decisões de venda de suas participações em empresas e possui três conselheiros de administração e dois empregados. Em 2017, foram iniciados estudos para o processo de desinvestimento. Para 2018, portanto, pretende-se proceder à alienação da participação da Eletrobras em 70 Sociedades de Propósito Específico - SPEs.

Os Conselhos de Administração das empresas controladas contam com 02 (dois) diretores da *Holding* dentre seus membros, sendo 01 (um) deles o Presidente do Conselho. Nas distribuidoras, o cargo de Presidente do Conselho é ocupado pelo Diretor de Distribuição da *Holding*.

O Manual dos Conselheiros de Administração Representantes das Empresas Eletrobras, assim como os demais instrumentos de gestão e governança, entregues aos conselheiros e disponíveis no website da Eletrobras, informam, entre outros, os deveres e responsabilidades dos conselheiros, observando sempre as atribuições que lhe são conferidas em lei, no Estatuto Social, no Regimento Interno do Conselho, quando houver, e nas demais normas internas da companhia.

Apresentamos a seguir a relação de conselheiros e respectivos mandato e participação de cada conselheiro em 2017:

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	MANDATO	PARTICIPAÇÃO %*
Ariosto Antunes Culau	28.04.17 à AGO de 2019	100
Carlos Eduardo Rodrigues Pereira	25.07.16 à AGO de 2019	100
Edvaldo Luís Risso	28.04.17 à AGO de 2019	100
Esteves Pedro Colnago Júnior	28.04.17 à AGO de 2019	95
José Guimarães Monforte (Presidente)	28.04.17 à AGO de 2019	100
José Pais Rangel	28.04.17 à AGO de 2019	100
Vicente Falconi Campos	28.04.17 à AGO de 2019	95
Wilson Pinto Ferreira Jr.	28.04.17 à AGO de 2019	100

*Faltas são computadas nos casos de férias, licença ou ausências não justificadas.

Relatório da Administração

4.4. Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Eletrobras funciona de modo permanente e exerce a função de fiscalizar as ações dos administradores e opinar sobre as contas da companhia, sendo suas competências estabelecidas no Estatuto Social e regras para funcionamento definidas em Regimento Interno. O Conselho Fiscal está devidamente adequado às exigências da *Securities and Exchange Commission* (SEC) para atuar como Comitê de Auditoria desde 2006, tendo entre os membros um especialista financeiro. Cabe ao Conselho Fiscal fiscalizar os atos de gestão dos administradores, especialmente em relação à gestão orçamentária, financeira e patrimonial da companhia.

Compõe-se por cinco membros e respectivos suplentes, eleitos por Assembleia Geral, com prazo de atuação de dois anos, permitidas, no máximo duas reconduções consecutivas, sendo: três indicados pelo acionista majoritário (sendo um indicado pelo Ministério da Fazenda, que representa o Tesouro Nacional); um membro indicado pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias; e outro, pelos acionistas minoritários, detentores de ações preferenciais.

O Conselho Fiscal realiza reuniões ordinárias, mensalmente, e extraordinárias, sempre que necessário. Em 2017, foram realizadas 14 reuniões e a frequência de cada conselheiro fiscal foi de 100%.

O Conselho Fiscal, sempre que necessário, convoca a Diretoria para participar de suas reuniões, seja para prestar esclarecimentos, seja para o recebimento de instruções, que posteriormente são implementadas pela Diretoria em suas atividades cotidianas. Da mesma forma, também participa de reuniões conjuntas com o Conselho de Administração, quando assim requisitado.

Apresentamos a seguir a relação de conselheiros e respectivos mandato e participação de cada membro titular do Conselho Fiscal:

CONSELHO FISCAL	MANDATO	PARTICIPAÇÃO %
Agnes Maria de Aragão da Costa	28.04.17 à AGO de 2019	100
José Wanderley Uchôa Barreto	28.04.17 à AGO de 2019	100
Márcio Coelho Leão	06.10.17 à AGO de 2019	100
Patrícia Valente Stierli (Especialista Financeiro)	28.04.17 à AGO de 2019	100
Ronaldo Dias	28.04.17 à AGO de 2019	100

4.5. Diretoria Executiva

À Diretoria Executiva compete a gestão dos negócios da Eletrobras, seguindo as diretrizes estratégicas estabelecidas pelo Conselho de Administração, com funções definidas em seu Estatuto Social.

Composta por sete membros, incluindo o Presidente, possui suas funções estabelecidas no Estatuto Social da companhia. A Diretoria Executiva da Eletrobras é composta por sete diretorias: Presidência, Diretoria Jurídica e de Gestão Corporativa, Diretoria de Geração, Diretoria de Distribuição, Diretoria de Financeira e de Relações com Investidores, Diretoria de Transmissão e Diretoria de Conformidade.

Todos os Diretores são eleitos pelo Conselho de Administração, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas, sendo que o Diretor-Presidente é eleito dentre os membros do Conselho de Administração, excluído o Presidente do Conselho e não existe plano de sucessão. As reuniões semanais são dedicadas à condução dos negócios da Eletrobras e das demais empresas Eletrobras, com base nas orientações estratégicas do Conselho de Administração. A Diretoria Executiva se reúne ordinariamente todas as semanas, ou quando for convocada pela maioria de seus diretores ou pelo Presidente, tendo sido realizadas 58 reuniões em 2017.

Desde 2016, a Eletrobras aprimorou a governança quanto à qualificação de seus conselheiros e diretores, sendo necessário que os candidatos aos cargos preencham os requisitos exigidos pela Lei n.º 6.404, de 15

Relatório da Administração

de dezembro de 1976, Lei n.º 13.303/16, do Decreto n.º 8.945/16, do Estatuto Social da companhia, além do atendimento a outros critérios legais e regulamentares aplicáveis, como a consulta ao banco de dados de sanções aplicadas pelas Comissões de Ética, conforme dispõe o art. 22 do Decreto n.º 6.029, de 1o de fevereiro de 2007, e aos sítios eletrônicos da CVM, TCU, TSE e TCE, bem como consulta aos bancos de dados das Ouvidorias Internas das empresas Eletrobras.

Assim sendo, para toda indicação a cargos de conselheiros e diretores das empresas Eletrobras deve ser feita, previamente, uma avaliação pela área de integridade sobre a situação de conformidade dos indicados, assim como consultas à Ouvidoria das Empresas Eletrobras e ao Comitê de Gestão, Pessoas e Elegibilidade.

O administrador deve abster-se de votar nas matérias em que tiver interesse particular (direto ou indireto) envolvido. Assim que identificado conflito de interesse em relação a um tema específico, a pessoa envolvida deve afastar-se, inclusive fisicamente, das discussões e deliberações, sem descuidar dos seus deveres legais como administrador. O afastamento temporário deve ser registrado em ata, bem como a razão de sua abstenção.

Conforme art. 156 da Lei nº 6.404 é vedado ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e, fazer consignar, em ata de reunião, a natureza e a extensão do seu interesse.

A Diretoria Executiva se reúne semanalmente, tendo sido realizadas 58 reuniões em 2017.

Apresentamos a seguir a composição da Diretoria Executiva da Eletrobras, prazos de seus mandatos e respectivas participações nas reuniões de diretoria

DIRETORIA EXECUTIVA	MANDATO	PARTICIPAÇÃO %
Alexandre Vaghi de Arruda Aniz*	25.07.16 à 23.02.2018	100
Antônio Varejão de Godoy	15.12.17 à AGO 19	100
Armando Casado de Araújo	25.07.16 à 24.07.19	97
José Antonio Muniz Lopes	25.07.16 à 24.07.19	97
Lucia Maria Martins Casasanta	01.08.16 à 31.07.19	97
Luiz Henrique Hamann	25.07.16 à 24.07.19	97
Wilson Pinto Ferreira Jr.	27.07.16 à 24.07.19	97

* Alexandre Vaghi de Arruda Aniz, deixou o cargo de Diretor Jurídico e de Gestão Corporativa em 23/02/2018.

Durante o ano de 2017, a Eletrobras promoveu o Programa de Aprimoramento dos Conselheiros e Diretores da Eletrobras, uma iniciativa da Diretoria de Conformidade e da área de Governança Corporativa, que visa ao desenvolvimento de competências associadas à governança corporativa e à integridade, de acordo com as melhores práticas de mercado e que está melhor detalhado no item 7.

4.6. Remuneração dos Administradores e Conselheiros Fiscais

A prática de remuneração adotada pela Eletrobras tem como principal finalidade promover o alinhamento dos interesses dos administradores com os interesses dos acionistas da Companhia. Para tal, a remuneração dos administradores da Eletrobras é fixada utilizando como parâmetros os seguintes fatores: (a) a responsabilidade, o tempo dedicado à função, a competência e reputação profissional dos administradores, bem como (b) as práticas de remuneração aplicadas pelo mercado para empresas de porte semelhante ao da Eletrobras.

No Estatuto Social da Companhia, são definidos os papéis e responsabilidades do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva, observando o que dispõe a legislação vigente.

Relatório da Administração

Ademais, a Eletrobras dispõe de normas internas que tratam da delegação de poderes para autorização de gastos e assinatura de atos e contratos na Eletrobras, estabelecendo limites e respeitando as competências acima mencionadas.

❖ **Remuneração dos Administradores e Conselheiros Fiscais:**

Na tabela abaixo, podem ser verificados os valores pagos aos administradores da Holding em 2017, incluindo encargos sociais.

Remuneração (R$)	2017	2016	2015
Conselho de Administração	661.975,71	673.081,19	578.115,34
Conselho Fiscal	393.229,11	405.633,14	351.339,38
Diretoria Executiva	8.323.204,63	7.814.294,60	6.960.579,57

Valores baseados na Proposta de Administração 58ª AGO de 2018.

4.7. Gestão Integrada de Riscos e Conformidade

A gestão integrada de riscos nas empresas Eletrobras visa evitar a materialização de eventos que possam impactar negativamente seus objetivos estratégicos, em prol da geração e preservação de valor e do provimento de informações transparentes à Administração, a seus acionistas e ao mercado em geral.

O processo de gestão de riscos no grupo é regido por uma política de gestão de riscos corporativa única, aprovada e revista por seu Conselho de Administração e disponível no site da empresa. Este processo é coordenado pela Holding, o que garante visão sistêmica dos resultados e padronização entre todas as empresas. É conduzido pelas gerências de riscos e controles internos e pelos comitês de riscos presentes em cada uma das empresas Eletrobras. A orientação geral é dada pela Comissão de Riscos da Eletrobras e os resultados do processo são enviados à apreciação da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração, através do Comitê de Auditoria e Riscos.

As bases metodológicas da gestão de riscos nas empresas Eletrobras são a Norma ISO 31000:2009 e os *frameworks* COSO ERM - *Enterprise Risk Management Framework* e COSO 2013 - *Internal Control Integrated Framework*. O modelo de gestão integrada de riscos parte da identificação e consolidação em uma matriz dos riscos estratégicos, operacionais, financeiros e de conformidade aos quais as empresas se encontram expostas, para posterior análise, tratamento e acompanhamento através de processos específicos desenvolvidos por seus respectivos proprietários. Dessa forma, o processo é divido em cinco etapas:

1. Identificação:

A identificação tem como objetivo reconhecer e descrever os riscos aos quais as empresas estão expostas, seus fatores geradores, impactos e responsáveis. Esta etapa é realizada com a participação de todos os envolvidos nos processos de negócios das empresas e gera a matriz de riscos corporativa da companhia. A partir da matriz, é realizada a priorização dos riscos para análise e tratamento. A matriz de riscos é aprovada pela Diretoria Executiva da holding, por recomendação de sua comissão de riscos, sendo válida e reconhecida por todas as empresas do grupo.

2. Avaliação:

A segunda etapa se caracteriza pela avaliação dos riscos identificados na primeira. Nesta etapa são realizadas análises qualitativas e quantitativas, visando a definição dos atributos de impacto e vulnerabilidade, utilizados na priorização dos riscos a serem tratados. Isto inclui o levantamento e a análise dos controles já existentes, apurando-se, assim, os riscos residuais.

3. Tratamento:

Relatório da Administração

Nesta etapa se define o posicionamento da empresa perante a possível materialização de um determinado risco. Possíveis respostas consistem em:

- evitá-los;

- mitigá-los, pela definição de planos de ação e controles internos;

- compartilhá-los;

- aceitá-los.

Esta decisão depende principalmente do grau de apetite ao risco da empresa, previamente homologado por seu Conselho de Administração.

4. Monitoramento:

A etapa de monitoramento se constitui no desempenho de atividades gerenciais contínuas e/ou avaliações independentes, que visam o acompanhamento dos indicadores gerenciais e a supervisão da implantação e manutenção dos planos de ação definidos.

5. Comunicação:

A etapa de comunicação é permanente e ocorre concomitantemente às demais. Deve atingir todas as partes interessadas, em particular a Administração da empresa, sendo realizada de maneira clara e objetiva, respeitando as boas práticas de governança exigidas pelo mercado e as exigências dos órgãos reguladores como CVM, SEC e TCU.

De forma a dar suporte ao processo de gestão de riscos, a área de controles internos apoia os gestores na construção de controles e na elaboração e acompanhamento dos planos de remediação de deficiências. Considerando que somos um empresa com ações listadas na Bolsa de Nova York ("NYSE") através de ADRS (*American Depository Receipts*), seu ambiente de controles internos deve estar aderente à lei Sarbanes-Oxley (SOX), sendo submetido à avaliação independente de seus auditores externos. Além disso, é elaborado anualmente o Formulário 20-F, que a demonstração financeira consolidada e anual entregue à SEC, contendo a avaliação da Administração a respeito dos fatores de riscos e do ambiente de controles internos do conjunto de empresas Eletrobras entendidas como materiais.

Internamente, o monitoramento de todas as ações necessárias ao arquivamento do Formulário 20-F, bem como da adequada execução dos planos de ação, é de responsabilidade do Conselho Fiscal da Eletrobras, o qual, conforme facultado pela legislação norte-americana, teve suas atribuições ampliadas para funcionar como comitê de auditoria. Mensalmente são feitos relatos ao Conselho Fiscal pelos auditores independentes, a Auditoria Interna e a gerência de controles internos acerca do status dos trabalhos da Certificação SOX.

Do processo de gestão de riscos participa também a área de integridade, à qual cabe avaliar as atividades de controle de conformidade, incluindo questões de desvios de conduta ética e a identificação e redução de riscos de fraude e de corrupção, entre outras ações, disseminando uma cultura de conformidade por todos os níveis da empresa, principalmente pela implementação e coordenação do Programa de Compliance da Eletrobras.

Adicionalmente, o Conselho de Administração da Eletrobras possui comitê específico de apoio e assessoramento, formado exclusivamente por conselheiros e cujo objetivo é conferir maior eficiência e qualidade às suas decisões, conforme descrito no item 4.3.

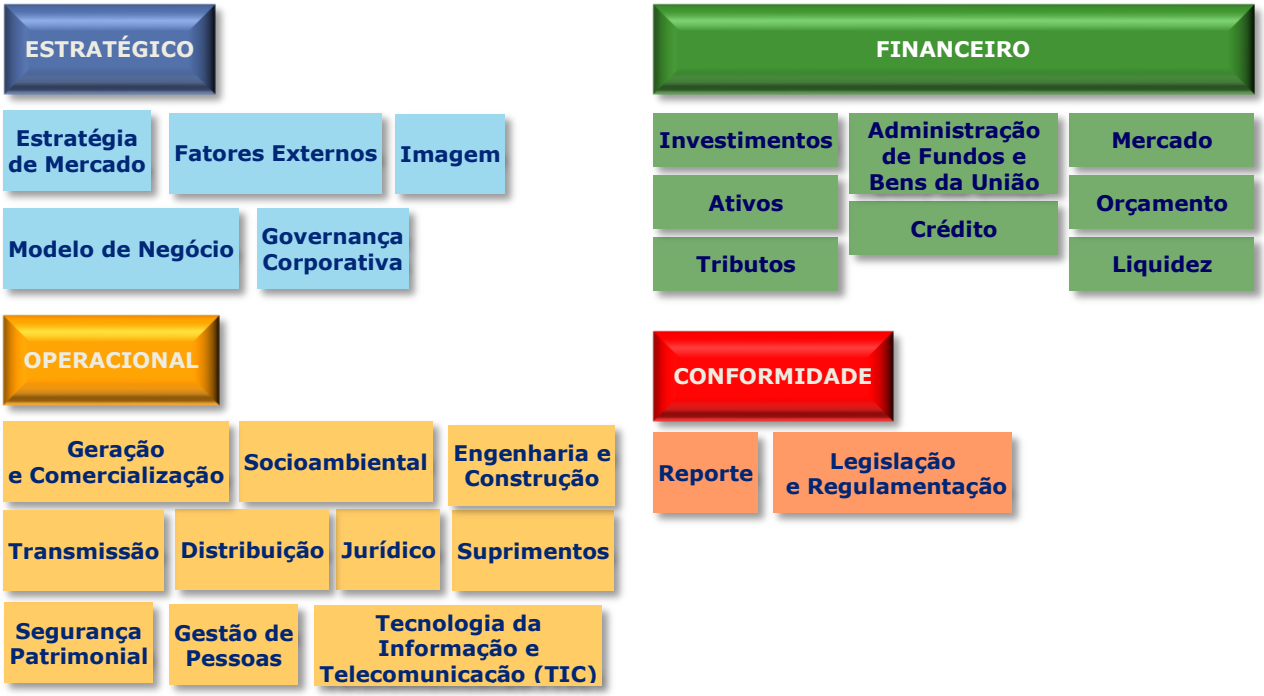
O modelo de gestão integrada de riscos adotado pelo grupo Eletrobras parte da identificação e consolidação em uma matriz dos riscos estratégicos, operacionais, financeiros e de conformidade aos quais as empresas se encontram expostas, para posterior análise, tratamento e acompanhamento através de processos específicos desenvolvidos por seus respectivos proprietários.

A identificação de riscos é realizada com a participação de todos os envolvidos nos processos de negócios das empresas, nos seus diferentes níveis, e possui como resultado a matriz de riscos corporativa. Deste

Relatório da Administração

processo também participam todas as empresas do sistema. Pelos normativos que regulam a gestão de riscos, a matriz deve ser revisada anualmente. A partir dela, é realizada a priorização dos riscos para análise e tratamento. A matriz de riscos é aprovada pela Diretoria Executiva da holding, por recomendação de sua comissão de riscos, sendo válida e reconhecida por todas as empresas do grupo, conforme abaixo:

Matriz de Riscos 2017 (versão sintética)



Após o processo de identificação de riscos, do qual também participam as demais empresas Eletrobras e cujo resultado final foi a elaboração da matriz de riscos corporativa do grupo, foram mapeados os seguintes riscos de ordem socioambientale.

Em 2017, os riscos de Fluxo de Caixa, Novos Negócios, Marco Regulatório, Gestão do Negócio de SPEs, Gestão de Negócios Corporativos, Gestão Ambiental de Empreendimentos, Licenciamento Ambiental, Formação e Gestão do Contencioso, Fundos de Pensão, Administração de Pessoal, Demonstrações Contábeis e Financeiras e Compliance FCPA/LACBRA, considerados pela Administração como mais relevantes, foram analisados e seus planos de ação continuam sob acompanhamento constante da gerência de riscos junto aos gestores responsáveis.

Os riscos são amplamente descritos, analisados e atualizados anualmente em nosso Formulário 20-F, entregue à NYSE, SEC e CVM e Formulário de Referência, entregue à CVM .

Tratamento das Fraquezas Materiais

A fim de eliminar as fraquezas materiais reportadas ao mercado através do Form 20-F (EUA/SEC) e no Formulário de Referência (Brasil/CVM), a Eletrobras vem fortalecendo, juntamente com as suas subsidiárias, a importância de nomear profissionais para atuarem na supervisão do ambiente de controles internos em todas as suas diferentes áreas de negócios, e também vem estabelecendo metas para os gestores dessas áreas. Além disso, com o objetivo de reduzir as deficiências existentes, as empresas Eletrobras estão promovendo ações de governança corporativa, gestão de riscos e gestão de áreas de controles internos.

Relatório da Administração

Foram identificados, tanto pelo auditor externo, quanto pelos testes da administração, deficiências nas 7 empresas escopo da certificação, que compunham as 4 fraquezas materiais apontadas no relatório 20F. Com o apoio de uma consultoria, foram elaborados planos de ação para cada uma das deficiências apontados, a fim de remediar todas as fraquezas materiais para o Formulário 20-F referente à data-base 31.12.2017.

Todas as atividades ligadas ao aprimoramento contínuo dos controles internos da empresa são acompanhadas e monitoradas pela área de gestão de controles internos, ligada à diretoria de conformidade.

As áreas de negócio da empresa são responsáveis pela execução e documentação dos seus respectivos controles internos.

As atividades de aprimoramento contínuo dos controles internos, no pilar de fortalecimento da governança corporativa, são acompanhadas pelo presidente, diretores e conselho fiscal da empresa.

4.8. Política de *Hedge* Financeiro

A Política de Hedge Financeiro da Eletrobras possui como objetivo perseguir a mitigação da exposição às variáveis de mercado que impactem seus ativos e passivos assim como de suas Controladas. Com isso, a referida política visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

De acordo com a Política os desequilíbrios entre ativos e passivos que apresentem alguma forma de indexação deverão ser compensados, preferencialmente, com ações de cunho estrutural, que contemplem o balanceamento natural das posições expostas. Para exposições residuais poderão ser efetuadas operações com instrumentos financeiros derivativos, respeitadas determinadas diretrizes, com o intuito exclusivo de proteger aqueles ativos e passivos indexados da Eletrobras e de suas controladas que apresentem algum descasamento, não podendo caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

Em 31 de dezembro de 2017, aproximadamente 25,2% da dívida total consolidada da Eletrobras, de R$ 45,1 bilhões, eram estipulados em moedas estrangeiras. Deste total, R$ 11,1 bilhões, ou 24,7% do total da dívida total consolidada da Eletrobras, eram estipulados em dólares americanos.

Para uma análise de sensibilidade do impacto das taxas de juros sobre o endividamento total da Companhia, vide nota explicativa n.º 22 das demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017.

4.9. *Compliance* e Práticas Anticorrupção

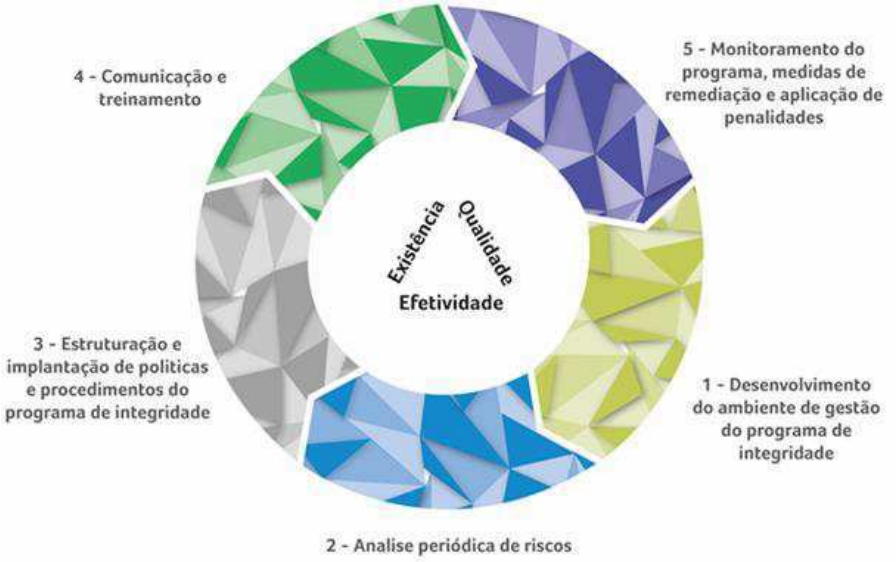
Em continuidade ao processo de implantação de práticas de integridade no ambiente corporativo no qual a Eletrobras e suas empresas estão inseridas, a empresa aperfeiçoou seu Programa de Compliance, por meio da criação, em outubro de 2016, do "Programa de Compliance Eletrobras 5 dimensões".

O aprimoramento do referido programa, além de trazer mais robustez às ações de integridade da companhia e representar um avanço no nível de maturidade da empresa, faz parte do rol de atividades que a Eletrobras precisa cumprir para atender as leis norte-americanas Sarbanes-Oxley Act de 2002 e *Foreign Corrupt Practices Act* de 1977 (FCPA), a Lei Brasileira Anticorrupção (Lei n. 12.846/2013) e as regras e orientações publicadas pela *Securities and Exchange Commission* (SEC), Comissão de Valores Mobiliários (CVM), Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) e Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), entre outros.

O Programa Eletrobras 5 Dimensões baseia-se nas diretrizes propostas pelo Guia de Implantação de Programa de Integridade nas Empresas Estatais da CGU e no COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*).

Relatório da Administração

Conforme divulgado anteriormente, a estrutura do Programa Eletrobras 5 Dimensões prevê cinco diretrizes que constituem os pilares para o desenvolvimento da cultura e de uma política de gestão da integridade dentro da empresa, conforme mostrado na figura a seguir:



Dentre as iniciativas desenvolvidas em 2017, inclui-se o estabelecimento de diligências apropriadas para a contratação e supervisão dos nossos fornecedores. As empresas Eletrobras realizaram, dentre a cadeia existente de fornecedores, a identificação daqueles que devem ser monitorados devido à sua criticidade quanto ao aspecto de integridade. Para este grupo crítico de fornecedores, foi estabelecido contato para solicitar o preenchimento de um formulário de due diligence, assim como a assinatura de uma declaração de integridade.

Ainda com o objetivo de prevenir fraudes e ilícitos no âmbito de processos licitatórios intermediado por terceiros, a Eletrobras aprovou o Regulamento de Licitações e Contratos que adequa as regras de contratação das empresas Eletrobras de acordo com o estabelecido na Lei 13.303/2015 (Lei das Estatais) e que prevê a avaliação da integridade corporativa do fornecedor desde o processo de contratação até seu monitoramento durante a execução do contrato. Ainda em 2017 foi feita uma revisão da Política de Logística de Suprimentos e do Guia de Conduta para Fornecedores das empresas Eletrobras com a inclusão do tema Ética e Integridade Corporativa.

As atividades voltadas para o relacionamento com fornecedores foram desenvolvidas em conjunto com as empresas Eletrobras, inclusive com as áreas de Suprimentos, Compliance e demais partes interessadas. Destacam-se, a utilização da Comissão Diretiva de Compliance como fórum de discussão, além da realização de eventos como o Workshop de Suprimentos e o Encontro Anual com Fornecedores para disseminar e consolidar as atividades para contratação e supervisão de terceiros.

O Regulamento de Licitações e Contratos da Eletrobras foi elaborado em atendimento à Lei nº 13.303/16 que estabelece novas regras para contratação nas empresas estatais. A título de melhorias podemos destacar:

- ✓ Rito mais simplificado para contratação de obras e serviços de engenharia especializados, reduzindo a média de 200 dias para 70 dias;
- ✓ Maior celeridade através da padronização de contratos e editais.
- ✓ Diminuição de gastos com publicação em jornais de grande circulação:
- ✓ Estabelece matriz de risco (obrigando melhor orçamentação por parte dos concorrentes, evitando aditivos ao longo das obras e divide os riscos do empreendimento com a futura contratada).
- ✓ Permite critérios de integridade para orientar a contratação de licitantes, aderente ao programa Cinco dimensões.
- ✓ Amplia a realização de compras sustentáveis.

Relatório da Administração

Outro importante destaque para o ano de 2017 e seguindo as melhores práticas do mercado, a Eletrobras contratou uma empresa externa e independente para atuar no recebimento centralizado das denúncias, o qual será amplamente abordado no item 4.12.

Adicionalmente, em 2017, a Eletrobras criou o Comitê do Sistema de Integridade (CSI), coordenado pela Diretora de Conformidade da Holding e com representatividade das empresas Eletrobras, com o objetivo de atuar como coordenador do processo de Gestão e Tratamento de Denúncias. Para sua operacionalização, a Eletrobras criou alguns documentos normativos, dentre os quais se destaca a Política de Consequências, cujo objetivo é estabelecer compromissos corporativos de combate à corrupção, às práticas anticoncorrenciais, aos conflitos de interesses e outras infrações e orientar a aplicação de consequências às ações e condutas em desacordo com o Código de Ética e de Conduta das empresas Eletrobras, o Programa de Integridade da Eletrobras e as normas internas e legais.

4.10. Processo de Investigação Independente

Conforme amplamente abordado ao mercado, em resposta às investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras e de sociedades de propósito específico (SPE) nas quais a Eletrobras detém participações acionárias minoritárias, o Conselho de Administração da empresa (CAE) decidiu por iniciar um processo investigativo em 2015, em face do risco de que tais irregularidades apontadas pudessem 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.
Entretanto, ainda que tenha havido a conclusão da etapa da investigação independente com vistas ao reconhecimento contábil de atos ilícitos já divulgados ao mercado, procedimentos adicionais relacionados ao processo investigatório continuaram em andamento, especialmente para atendimento aos requisitos das comissões de *Enforcement* da SEC e DOJ.

Em 2017 o processo de investigação iniciado pela Companhia continuou em curso, para acompanhar os eventuais desdobramentos no âmbito da "Operação Lava Jato", conduzida pela Polícia Federal e Ministério Público Federal. Para essa fase do processo investigatório independente, foi celebrado pela Companhia um novo contrato com o escritório americano Hogan Lovells. Os trabalhos do referido escritório continuaram sendo supervisionados pela CIGI ou "Comissão Independente". Em virtude do escopo dos procedimentos de compliance que foram executados nesta nova fase, a CIGI teve sua composição alterada. O engenheiro, Sr. Manoel Jeremias Leite Caldas, foi substituído pelo Sr. Julio Sergio Cardozo, especialista em governança e contabilidade. A ministra aposentada do Supremo Tribunal Federal, Dra. Ellen Gracie Northfleet, e o ex-diretor da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, Sr. Durval José Soledade Santos, continuaram como membros da CIGI.

Em dezembro de 2017, foi celebrado um novo contrato com o escritório norte-americano Hogan Lovells, visando o encerramento das ações de investigação independente e a resolução do tema perante as autoridades norte-americanas *Departament of Justice* (“DOJ”) e *Securities Exchange Commission* (“SEC”), por um prazo máximo de 08 (oito) meses. O escopo contratual, previamente discutido com a Comissão Independente de Gestão da Investigação (“CIGI”), SEC e DOJ, contemplou a finalização de procedimentos de investigação que foram iniciados e à época não estavam concluídos, 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 em curso.

A Eletrobras, o Hogan Lovells e a Comissão Independente têm acompanhado rigorosamente as investigações e cooperado com as autoridades brasileiras e norte-americanas, incluindo, a Justiça Federal, o Ministério Público Federal (“MPF”), a CVM, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”), Tribunal de Contas (“TCU”) e Controladoria Geral da União (“CGU”), o DoJ e a SEC, dentre outros, e têm

Relatório da Administração

respondido às solicitações de informação e documentos dessas autoridades. Nas instâncias onde a investigação independente identificou contratos onde irregularidades pudessem ter ocorrido, os mesmos foram devidamente avaliados e as respectivas medidas corretivas adotadas, sejam de suspensão ou anulação. Também foram tomadas medidas administrativas em relação aos empregados e diretores envolvidos nas atividades identificadas pela investigação independente, adotando, quando aplicável, o respectivo procedimento sancionador.

Após o encerramento da ação investigativa independente, todos os novos assuntos relacionados ao tema que porventura venham a surgir serão conduzidos internamente, pela própria Eletrobras, por intermédio de sua Diretoria de Conformidade, que já está adotando as medidas necessárias para viabilização desta estrutura, como a contratação de um canal de denúncias, capacitação de seus empregados e criação de um Comitê voltado especificamente para questões voltadas às denúncias de corrupção.

4.11. Auditoria Interna

A Auditoria (CAI) é uma superintendência vinculada ao Conselho de Administração da Eletrobras e tem suas atividades monitoradas e supervisionadas pelo Comitê de Auditoria e Riscos (COAUD), formalmente instituído como órgão de assessoramento do Conselho de Administração da Eletrobras para essa finalidade.
A Auditoria Interna da Eletrobras tem o papel fundamental de apoiar a Alta Administração para uma avaliação objetiva e percepção sobre eficácia e eficiência da governança, gestão de riscos e processos internos de controle, monitorando, avaliando e realizando recomendações para aperfeiçoar os controles e normativos internos, bem como os procedimentos estabelecidos pelos administradores.

No exercício de 2017 foram produzidos 24 (vinte quatro) Relatórios de Auditoria, dentre os quais destacam-se como mais relevantes os seguintes, no Pilar Estratégico: Comunicação Institucional e de Crises; No Pilar Financeiro: Empréstimos e Financiamentos, Gestão de Fundos de Pensão e Gestão do Fluxo Financeiro; No Pilar Operacional: Formação e Gestão do Contencioso, Gestão de Processos Regulatórios e Administração e Relacionamento de Pessoal; e no Pilar Conformidade: Projeto Sox-Testes da Administração nos Controles Internos e Integridade e Conformidade.
Todos os Relatórios de Auditoria foram enviados às respectivas Diretorias das áreas auditadas, para as devidas providências e, periodicamente, foram verificadas, pela Auditoria, as ações adotadas para fins de atendimento às recomendações constantes nos citados Relatórios.
Foi também realizado, de forma contínua, o atendimento às demandas de Órgãos de Controle - Controladoria Geral da União (CGU) e Tribunal de Contas da União (TCU) -, tais como auditorias, fiscalizações, solicitações de informação, recomendações e determinações, entre outras.
Os resultados dos trabalhos da auditoria são apresentados à Controladoria Geral da União – CGU, por meio do Relatório Anual de Atividades de Auditoria Interna – RAINT, em conformidade a Instrução Normativa Nº 24, de 17/11/2015, expedida por aquele Órgão. De acordo com essa nova Instrução Normativa, o RAINT passou a ser publicado no site da Eletrobras.

Para melhor adequabilidade na análise de riscos das recomendações de auditoria, os trabalhos relacionados no Plano Anual de Auditoria Interna (PAINT) são executados em função dos eventos de riscos identificados pela área de Gestão de Riscos Corporativos nos processos de negócios, para que seja possível associar o nível de exposição do evento de risco ao da atividade auditada.

Relatório da Administração

A Auditoria Interna da Eletrobras possui seus principais focos de atuação destacados abaixo:

Nesse contexto, como resultado da execução de todas as atividades previstas em seu planejamento anual ou extraordinário, a Auditoria traz como resultado mais imediato: a garantia de uma maior eficiência dos processos internos da companhia; a mitigação das possíveis ocorrências de fraudes financeiras, considerando sua participação na execução dos testes da administração para fins de certificação SOX; avaliação se a empresa, através do processo de gerenciamento de riscos, conhece e administra seus principais riscos e se o sistema de controle interno é suficiente para mitigar ameaças operacionais, incluindo os riscos de conformidade; o atendimento eficaz às demandas dos órgãos de controle; e a aderência das operações empresariais às normas internas e regulamentações do mercado.

Outro destaque na melhoria nos procedimentos em 2017, está associado ao planejamento das atividades de auditoria interna nas Empresas Eletrobras, notadamente na elaboração do PAINT 2018, objetivando o alinhamento de metodologias entre as unidades de auditoria interna tendo como base a análise dos riscos corporativos mapeados pela companhia.

4.12. Ouvidoria

Em 2017, a Ouvidoria-Geral passou a ser subordinada ao Conselho de Administração da Eletrobras. Desde então, conforme orientação do colegiado, a Ouvidoria-Geral apresenta mensalmente as informações sobre denúncias e outros tipos de manifestações que possam gerar riscos ou oportunidades de melhorias em processos ao Comitê de Auditoria e Riscos (comitê de apoio ao CAE).
As apresentações resultaram em melhorias no processo de gestão e tratamento de denúncias, especialmente quanto a atendimento a prazos e qualidade nas respostas, assim como no desenvolvimento de novas soluções para a gestão na holding e nas empresas.

A Ouvidoria-Geral define como 'manifestação' todo tipo de comunicação recebida. As manifestações são tipificadas como: Reclamação, Elogio, Solicitação, Sugestão e Denúncia, conforme Instrução Normativa nº1/2014, da Controladoria Geral da União ("CGU") e orientações para implementação de ouvidorias da CGU e pode ser contatada pelos telefones (21) 2514-4526/5895 ou por meio de carta para Av. Presidente Vargas, 409/17° andar - Centro - Rio de Janeiro/RJ - CEP: 20071-003. O contato também pode ser feito pessoalmente, no mesmo endereço.

Relatório da Administração

Canais de Ouvidoria da Eletrobras

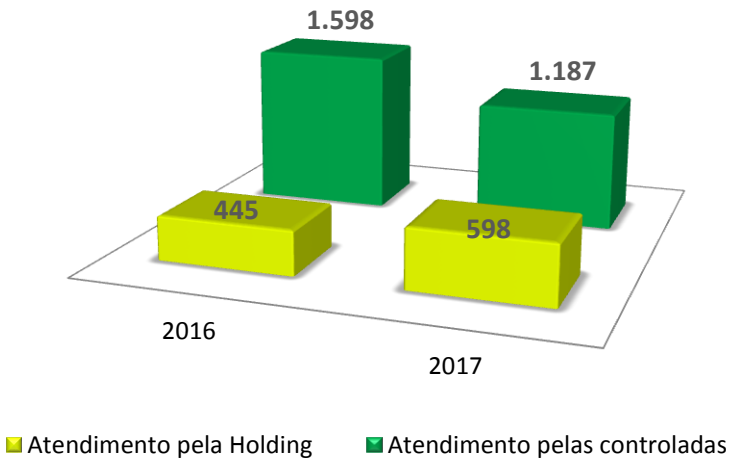
- Sistema de Ouvidoria – SOU (registro pelo site www.eletrobras.com.br e nos sites das empresas Eletrobras inclusive pela intranet, atendimento presencial, carta ou pelo e-mail ouvidoria@eletrobras.com)
- Canal Denúncia (sites de todas as Empresas Eletrobras na internet);
- Sistema de Informação ao Cidadão - SIC (site na internet – acompanhamento/gestão da tramitação diretamente pela Controladoria Geral da União - CGU).

Em todos esses acessos – com exceção do e-SIC, onde a identificação do solicitante é obrigatória, de acordo com a Lei de Acesso à Informação – é garantindo ao solicitante, tanto interno quanto externo, o sigilo das informações e não é necessária sua identificação. O processo de atendimento é totalmente informatizado por meio do Sistema de Gestão da Ouvidoria (SOU).

A norma interna da Ouvidoria, em atendimento às orientações da Controladoria-Geral da União, estabelece o prazo de atendimento e resposta ao manifestante de até 20 dias corridos.

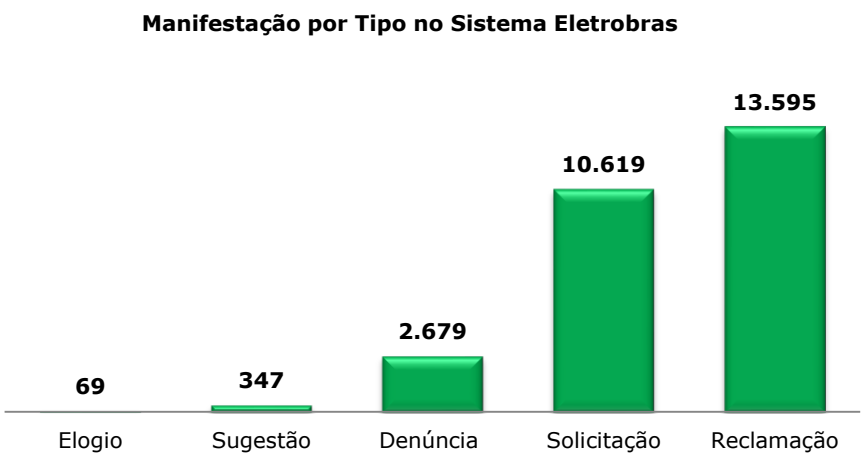
As Ouvidorias das Empresas Eletrobras têm como responsabilidade, expressa em seus instrumentos normativos, a manutenção/guarda do sigilo do conteúdo e dos dados de identificação do manifestante/denunciante. Todas as denúncias, independentemente de identificação de denunciante ou origem, que tiverem elementos suficientes para sua apuração são avaliadas e encaminhadas para as áreas competentes, para verificação de sua veracidade e tomada de providências.
Abaixo são apresentados o total de manifestações recebidas pela Holding, porém subdivididas naquelas que cabiam à Eletrobras holding e aquelas que foram direcionadas para as Controladas, nos anos de 2017 e 2016.

Manifestações recebidas pela Holding



Em 2017, as Ouvidorias das empresas Eletrobras receberam 27.309 manifestações, das quais 25.790 (95,1%) foram concluídas e 1.519 (4,9%) estavam em andamento, em 31 de dezembro de 2017. Em relação às manifestações de 2016 relativas a todas as empresas, excluindo as empresas distribuidoras e Itaipu, apenas 0,4% permaneciam em andamento.

Relatório da Administração



As denúncias indicam problemas comportamentais e de controles e processos, além de oportunidades de melhoria na gestão das empresas, administrando riscos e diminuindo custos. Nesse sentido, o processo unificado de gestão e tratamento de denúncias, implementado no segundo semestre de 2017, a partir do início do funcionamento do Canal de Denúncias externo, que será abordado adiante, possibilitou a centralização e a padronização do tratamento de denúncias, a identificação e a recomendação de melhorias em controles na holding e nas empresas, a interrupção de atividades irregulares e o afastamento de profissionais e gestores cuja atuação comprometia os resultados das empresas.

No exercício de 2017, o número de denúncias internas e externas relativas ao Código de Conduta ou Integridade recebido pelo Sistema Eletrobras totalizaram em 2.679 das quais 717 (26,8%) referem-se a Holding e 1.962 (73,8%) se referem as controlada.

A norma de gestão e tratamento de denúncias, que orienta a atuação no processo e que foi aprovada pelo Conselho de Administração da Eletrobras, indica objetivamente o tratamento de eventual retaliação a denunciantes, com o encaminhamento do caso como nova denúncia, em que o denunciado, comprovada a infração ao Código de Ética e Conduta das empresas Eletrobras, é submetido aos mesmos trâmites e responsabilização. A Política de Consequências das empresas Eletrobras, também aprovada pelo Conselho de Administração, orienta igualmente quanto aos efeitos de eventual retaliação a denunciante cometida por colaborador.

A ouvidoria também revisou sua norma interna, para atualização quanto às mudanças trazidas pela centralização do processo de gestão e tratamento de denúncias e pela Lei 13.460/2017. Iniciou, ainda, os estudos para capacitação contínua dos ouvidores das empresas Eletrobras, tendo como primeiro desafio a atuação na mediação de conflitos.

Além disso, a Ouvidoria também remediou os gaps SOX relacionados ao sistema de Ouvidoria (SOU), implementando melhorias no sentido da rastreabilidade das ações no sistema.
Iniciou o projeto de integração de processos das Ouvidorias, incluindo funções já realizadas – como gestão de manifestações e prestação de contas e reports – e novas funções, como o diagnóstico de riscos e a mediação de conflitos – com a realização de um primeiro workshop com os ouvidores das empresas em dezembro/2017 e a elaboração de um plano de ação que será desenvolvido durante o primeiro semestre de 2018.

Em 2018, o processo de apuração/investigação de denúncias será aperfeiçoado, para ganhar mais agilidade e confiabilidade, e os processos de responsabilização em todas as empresas Eletrobras estão sendo revisados, no sentido de prover mais transparência e uniformidade para os indicadores de desempenho relacionados ao tratamento de denúncias.

Relatório da Administração

Canal de Denúncias Externo

Seguindo as melhores práticas do mercado, a Eletrobras decidiu, em 2017, pela contratação de uma empresa externa e independente para atuar no recebimento centralizado das denúncias. A terceirização do canal de denúncias, uma das ações previstas no novo processo de gestão e tratamento das denúncias, teve por objetivo trazer melhoria no monitoramento das denúncias recebidas, evitar e tratar os casos de influência ilegal de fraude ou corrupção e aumentar a consciência de todos os colaboradores sobre esses temas.

Já para a operacionalização do processo de gestão e tratamento de denúncias e centralização do tratamento, foram elaborados e aprovados documentos internos de normatização e procedimentos. O Comitê do Sistema de Integridade ("CSI"), coordenado pela Diretoria de Conformidade e formado por representantes das empresas Eletrobras, passou a acompanhar, de forma padronizada, todas as denúncias recebidas pelo canal, após classificação dessas por assunto e criticidade.

O novo processo prevê, além da padronização da apuração e investigação, da responsabilização e das recomendações de remediação, sob a responsabilidade do CSI, em parceria com as diretorias das empresas, o diagnóstico preciso e consolidado sobre os riscos à gestão identificados pelo tratamento das denúncias recebidas pela Ouvidoria-Geral. Além disso, é assegurada a garantia de sigilo da identidade dos denunciantes, por legislação e normas internas, assim como permitido o registro de denúncias anônimas, que recebem o mesmo tratamento das denúncias identificadas, quando possuem elementos suficientes para apuração e resposta.

O Canal de Denúncias centralizado das empresas Eletrobras possui uma série de mecanismos que não só garantem o anonimato (se desejado) por parte do denunciante, como também a rastreabilidade das ações e consultas realizadas pelos responsáveis envolvidos no tratamento das denúncias.
O total de denúncias apuradas pelo Canal de Denúncias externo desde sua criação até o fim de dezembro de 2017 foi de 364 casos, contudo 164 foram finalizadas como fora do escopo e das 200 denúncias consideradas válidas, apenas 22 das denúncias foram concluídas ate o final de dezembro de 17, dado que uma denúncia só pode ser encerrada após passar pelas etapas de decisão quanto à responsabilização e remediação.

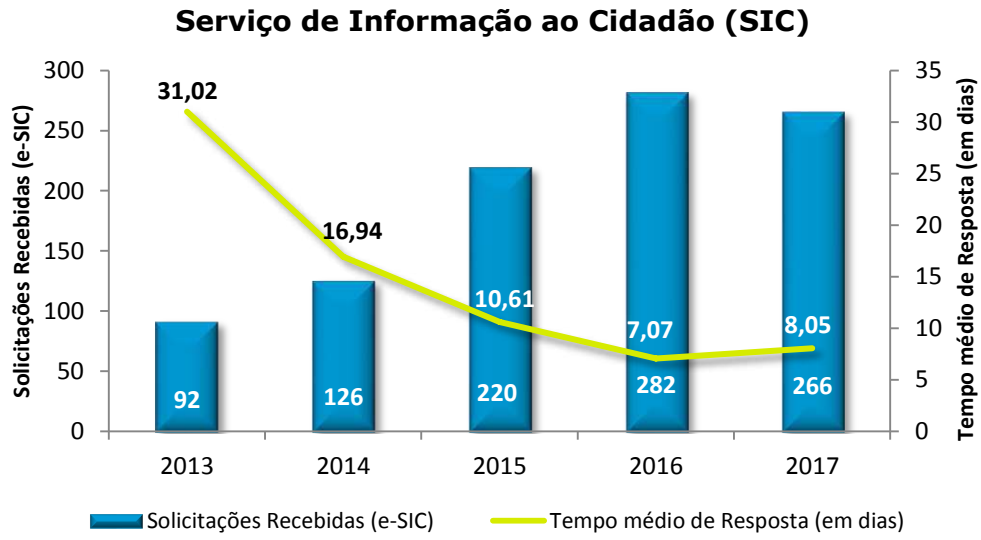
Canal de Denúncias das Empresas Eletrobras
Site: www.canaldedenuncias.com.br/eletrobras
Telefone: 0800 377 8037 – 24 horas nos 7 dias da semana
Atendimento em português, inglês e espanhol.

SIC - Serviço de Informação ao Cidadão – Lei de Acesso à Informação

Em atendimento à Lei de Acesso à Informação (Lei nº 12.527), a Eletrobras deve disponibilizar dados referentes à sua gestão para consultas e solicitações dos órgãos públicos e da sociedade em geral, independentemente da origem da manifestação.

No ano de 2017, as empresas Eletrobras receberam o total de 898 pedidos de informações. Dessas, 889 (99%) foram respondidas e 9 (1%) encontravam-se em tramitação para resposta.
Entre as empresas Eletrobras, a holding foi a que mais recebeu solicitações pelo e-SIC em 2017: foram 266 (29,6% do total de manifestações recebidas por todas as empresas), das quais todas foram respondidas até 31/12/2017. O tempo médio de respostas da holding foi de 8,05 dias.

Relatório da Administração



4.13 Ética

A Eletrobras tem expresso em seu Código de Ética e de Conduta, no que tange aos compromissos das empresas Eletrobras no exercício da governança corporativa, o compromisso de "Basear sua relação com os seus públicos de relacionamento na proatividade da comunicação, de forma precisa, correta, transparente e oportuna, disponibilizando informações tempestivamente ao mercado de modo a minimizar rumores e especulações".

Soma-se a esse, o compromisso de "atuar, e exigir que seus terceiros atuem, de modo impessoal, com lisura e responsabilidade, na utilização das informações estratégicas, pautando a sua conduta pelo sigilo profissional no interesse público de salvaguardar direitos de seus investidores e demais públicos de relacionamento".

A Política de Comunicação e Engajamento com Públicos de Interesse das Empresas Eletrobras, por sua vez, tendo como base as diretrizes do Plano Estratégico, do Código de Ética e demais orientadores, aborda a divulgação de informações que espelhem a atuação sustentável da empresa, favorecendo o diálogo e o envolvimento dos públicos de interesse.

Para isso, define como premissa o equilíbrio entre os interesses da instituição e as expectativas de cada um dos públicos de interesse da empresa: acionistas, investidores, analistas de mercado, força de trabalho, familiares, comunidades, sociedade, imprensa, formadores de opinião, parceiros, patrocinados, fornecedores, governos, órgãos reguladores, clientes, consumidores entre outros.

Em 2017, as empresas Eletrobras aprovaram Política de Consequências, que estabelecem compromissos corporativos de combate à corrupção, às práticas anticoncorrenciais, aos conflitos de interesses e outras infrações e orientar a aplicação de consequências às ações e condutas em desacordo com o Código de Ética e de Conduta das empresas Eletrobras, o Programa de Integridade da Eletrobras e as normas internas e legais.

Relatório da Administração

5. O NOSSO NEGÓCIO NO BRASIL E NO EXTERIOR

5.1. Segmento Geração

A Eletrobras, em 31/12/2017, atingiu a capacidade instalada de 48.134 MW em empreendimentos de geração, o que representa 31% dos 157.370 MW instalados no Brasil. Desse total, 66% é composto de empreendimentos de propriedade integral do sistema Eletrobras, 17% de empreendimentos realizados por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPE) e 17% de empreendimentos em propriedade compartilhada, incluindo aqui metade da capacidade de Itaipu Binacional (7.000 MW), que representa 15% do total. De forma alavancada, ou seja, considerando a capacidade instalada total dos empreendimentos em parceria além dos corporativos, a Eletrobras contribui com 66.036 MW, o que corresponde a 42% da capacidade instaladas na matriz brasileira.

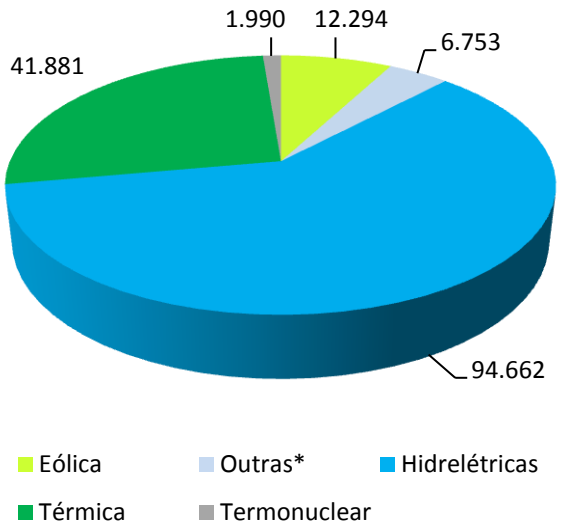
Seguem abaixo as usinas das Empresas Eletrobras que estavam em operação em dezembro de 2017.

Capacidade Instalada

Relatório da Administração

Cerca de 95% da capacidade instalada da Eletrobras provém de fontes com baixa emissão de gases de efeito estufa ("GEE"), contribuindo de forma decisiva para que a matriz elétrica brasileira seja uma das mais limpas e renováveis do mundo. Do total de capacidade instalada alavancada em empreendimentos com baixa emissão de gases de efeito estufa em relação à capacidade do Brasil, em 31/12/2017, 40% pertencem à Eletrobras.

Capacidade Instalada do Brasil por Fonte (MW)



Do total da capacidade instalada no Brasil de 157.580 MW, cerca de 60% correspondem à fonte por hidrelétricas, 26,6% por fontes térmicas, 7,8% por fontes eólicas, 1,3% por fonte nuclear e 4,3% por outras fontes entre fotovoltaicas, pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas.

*Outras: Fotovoltaicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Central Geradora Hidráulica (CGH).

Capacidade Instalada por Empresa Eletrobras e por Fonte

A capacidade instalada da Eletrobras, localizada no Brasil, pode ser dividida de acordo com o regime de exploração e participação acionária em: (i) Usinas Corporativas; (ii) Usinas Corporativas Sob Regime de O&M (Lei 12.783/13); (iii) Usinas Corporativas Renovadas pela Lei 13.182/2015; (iv) Usinas de Propriedade Compartilhada; (v) Sociedades de Propósito Específico ("SPEs"); e (vi) Sociedades de Propósito Específico sob regime de O&M, conforme abaixo demonstrado.

Regime de Operação	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Solar		Total	
	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado
Usinas Corporativas												
Amazonas D	-	-	406	406	-	-	-	-	-	-	406	406
Amazonas GT	250	250	771	771	-	-	-	-	-	-	1.020	1.020
CGTEE	-	-	413	413	-	-	-	-	-	-	413	413
Chesf	817	817	-	-	-	-	33	33	-	-	850	850
Eletronorte	8.782	8.782	503	503	-	-	-	-	-	-	9.285	9.285
Eletronuclear	-	-	-	-	1.990	1.990	-	-	-	-	1.990	1.990
Eletrosul	159	159	-	-	-	-	138	138	1	1	298	298
Furnas	834	834	530	530	-	-	-	-	-	-	1.364	1.364
Subtotal	**10.842**	**10.842**	**2.263**	**2.263**	**1.990**	**1.990**	**171**	**171**	**1**	**1**	**15.627**	**15.627**
Usinas Corporativas sob Regime de O&M												
Chesf	8.399	8.399	-	-	-	-	-	-	-	-	8.399	8.399

Relatório da Administração

Eletronorte	78	78	-	-	-	-	-	-	-	-	78	78
Furnas	4.617	4.617	-	-	-	-	-	-	-	-	4.617	4.617
Subtotal	**13.094**	**13.094**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**13.094**	**13.094**
Usinas Corporativas Renovadas pela Lei 13.182/2015												
Chesf	1.050	1.050	-	-	-	-	-	-	-	-	1.050	1.050
Furnas	2.082	2.082	-	-	-	-	-	-	-	-	2.082	2.082
Subtotal	**3.132**	**3.132**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3.132**	**3.132**
Propriedade Compartilhada												
Eletrosul	178	363	-	-	-	-	-	-	-	-	178	363
Furnas	765	1.485	-	-	-	-	-	-	-	-	765	1.485
Itaipu	7.000	14.000	-	-	-	-	-	-	-	-	7.000	14.000
Subtotal	**7.943**	**15.848**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**7.943**	**15.848**
Sociedade de Propósito Específico (SPE)												
Chesf	1.491	3.509	-	-	-	-	368	809	-	-	1.859	4.318
Eletrobras	677	1.504	-	-	-	-	507	609	-	-	1.184	2.112
Eletronorte	965	1.634	11	23	-	-	46	94	-	-	1.022	1.751
Eletrosul	1.200	2.785	-	-	-	-	20	25	-	-	1.220	2.810
Furnas	2.604	6.442	-	-	-	-	46	94	-	-	2.650	6.536
Subtotal	**6.936**	**15.874**	**11**	**23**	**-**	**-**	**987**	**1.630**	**-**	**-**	**7.934**	**17.527**
SPE em regime de O&M												
Furnas	403	808	-	-	-	-	-	-	-	-	403	808
Subtotal SPE	**7.339**	**16.681**	**11**	**23**	**-**	**-**	**987**	**1.630**	**-**	**-**	**8.337**	**18.334**
Total Geral	**42.350**	**59.598**	**2.634**	**2.646**	**1.990**	**1.990**	**1.158**	**1.801**	**1**	**1**	**48.134**	**66.036**

Notas:

(1) A coluna "MW" refere-se à soma da Capacidade Instalada Disponível Eletrobras em 31/12/2017 (MW), levando em consideração a participação das empresas Eletrobras em cada empreendimento;

(2) A coluna "Usinas" refere-se ao número de usinas de cada empresa. Os empreendimentos com participação de mais de uma empresa Eletrobras foram contabilizados apenas uma vez, da seguinte forma:
- Chesf e Eletronorte tem participação, cada uma, de 24,5% na UHE Dardanelos. Contabilizado na Chesf;
- Chesf e Eletrosul tem participação, cada uma, de 20% na UHE Jirau. Contabilizado na Chesf;
- Furnas e Eletrosul tem participação, cada uma, de 24,5% e 24,72%, respectivamente na UHE Teles Pires. Contabilizado em Furnas;
- Chesf e Eletrobras tem participação, cada uma, de 15% e Eletronorte, de 19,98% na UHE Belo Monte. Contabilizado na Eletronorte;
- Furnas e Eletronorte tem participação, cada uma, de 24,5% nas Eólicas Miassaba 3, Rei dos Ventos 1 e Rei dos Ventos 3. Contabilizado em Furnas

(3) Os valores de capacidade instalada das SPEs participantes no processo de Dação entre Eletrosul e Eletrobras Holding foram contemplados na tabela acima. Vale destacar que o percentual de participação acionária considerado foi o mesmo do informe 4T17 da Eletrosul.

Relatório da Administração

A capacidade instalada dos empreendimentos que contam com a participação das empresas Eletrobras totaliza 66.036 MW, que correspondem a 43% do SIN.

Tipo	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Solar		Total	
	MW Alavancado	Usinas	MW Alavancado	Usinas	MW Alavancado	Usinas	MW Alavancado	Usinas	MW Alavancado	Usinas	MW Alavancado	Usinas
Corporativos não renovados	10.842	12	2.623	111	1.990	2	171	7	1	1	15.627	133
Corporativos renovados pela Lei 13.182/2015	3.132	2	-	-	-	-	-	-	-	-	3.132	2
Corporativos sob regime de O&M	13.094	18	-	-	-	-	-	-	-	-	13.094	18
Propriedade Compartilhada	15.848	4	-	-	-	-	-	-	-	-	15.848	4
SPE	15.874	11	23	1	-	-	1.630	63	-	-	17.527	75
SPE em Regime O&M	808	1	-	-	-	-	-	-	-		808	1
Total Geral	**59.598**	**48**	**2.646**	**112**	**1.990**	**2**	**1.801**	**70**	**1**	**1**	**66.036**	**233**

Agregação física no Sistema

Destaca-se em 2017 a entrada em operação comercial da UHE São Manoel, do parque eólico Casa Nova II e da primeira unidade geradora da UTE Mauá III. Vale destacar também a entrada em operação de novas unidades geradoras das UHE Belo Monte e Santo Antônio. Em contrapartida, foram desativadas as UTEs São José, no Amazonas e Santarém, no Pará. No cômputo geral, no ano de 2017 houve acréscimo na capacidade instalada do Sistema Eletrobras de 1.278 MW.

Empresa	Corporativo (a)	Corporativo sob	SPE (c)	SPE sob	Agregação	Total
Eletrobras	-	-	1.184	-	873	1.184
Eletronorte	9.285	78	1.022	-	489	10.386
Chesf	1.901	8.399	1.859	-	64	12.158
Furnas	4.211	4.617	2.650	403	220	11.881
Eletronuclear	1.990	-	-	-	0	1.990
Eletrosul	476	-	1.220	-	-372	1.696
CGTEE	413	-	-	-	-320	413
Itaipu	7.000	-	-	-	0	7.000
Amazonas G&T	1.020	-	-	-	325	1.020
Empresas	406	-	-	-	-1	406
Total	**26.702**	**13.094**	**7.934**	**403**	**1.278**	**48.134**

Energia Gerada e Vendida

As empresas Eletrobras geraram, em 2017, o total de 182.116 GWh, considerando a proporção da sua participação no capital investido, o que representou um aumento de 7% em relação a 2016. As variações positivas mais significativas foram observadas nas empresas Eletrobras, Eletronorte, Eletrosul e Amazonas G&T. Com relação às empresas Eletrobras e Eletronorte, o elevado crescimento deve-se principalmente a geração da UHE Belo Monte. No que diz respeito à Eletrosul, destaca-se o aumento da geração verificada nas UHE Jirau e Teles Pires. Já na Amazonas G&T, este aumento foi ocasionado pela elevada geração da UHE Balbina e a entrada em operação comercial da 1º unidade geradora da UTE Mauá 3.

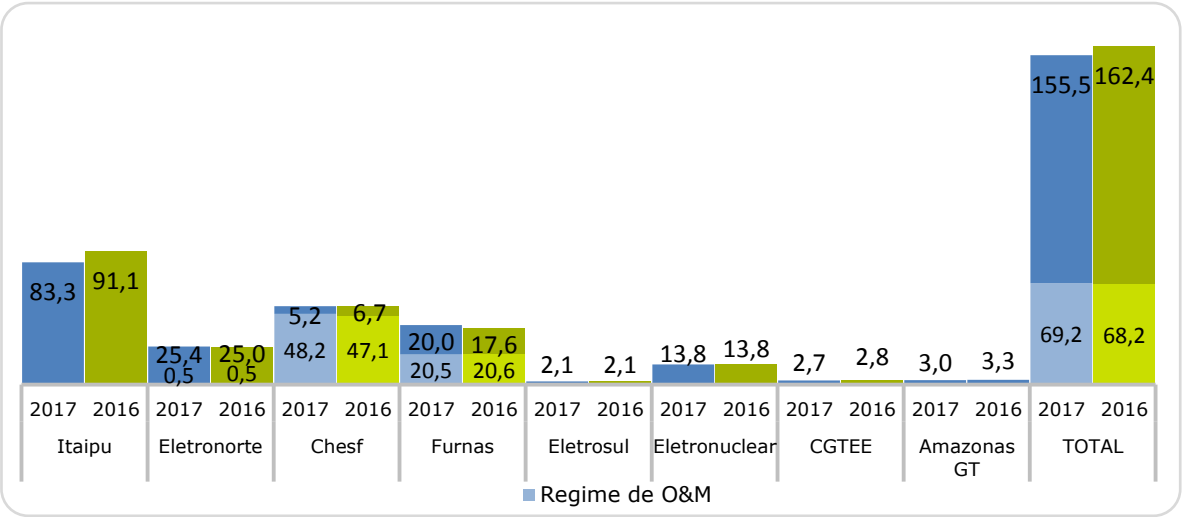
Relatório da Administração

Em contrapartida, a variação negativa mais acentuada da geração de energia foi verificada na empresa CGTEE, em função principalmente da suspensão da operação comercial da fase B da UTE Presidente Médici, a partir do 2º semestre, conforme verificado na tabela a seguir:

Energia Gerada (GWh)			
Empresas Eletrobras	**2017**	**2016**	**Crescimento**
Eletrobras	4.362,51	1.164,80	274,5
Itaipu Binacional	48.193,68	51.549,18	-6,5
Eletronorte	35.792,22	28.725,33	24,6
Chesf	24.354,25	25.382,42	-4,1
Furnas	38.870,43	36.379,97	6,8
Eletronuclear	15.741,21	15.864,29	-0,8
Eletrosul	8.551,82	5.661,92	51,0
CGTEE	1.589,47	2.280,71	-30,3
Amazonas GT	3.089,39	2.299,00	34,4
Amazonas D	1.570,74	1.608,94	-2,4
Total Eletrobras	**182.115,71**	**170.916,56**	**11.199,15**
Total Crescimento (%)			**7%**

Informamos abaixo o volume de energia vendida pelas Empresas Eletrobras em 2017, excluída a comercialização de energia de curto prazo e a comercialização de Itaipu para o mercado paraguaio. Em termos de evolução do mercado de energia, as Empresas Eletrobras, em 2017, venderam 156 TWh de energia, contra 162 TWh negociados no mesmo período do ano anterior, o que representa uma queda de 4,2%. Se considerarmos a energia vendida das usinas renovadas pela Lei 12.783/13, o volume total de energia vendida passou de 230,6 TWh em 2016[1] para 224,6 TWh em 2017.

O principal destaque é para a usina de Itaipu, pois em 2017 a geração foi 6,5% menor quando comparada ao ano de 2016, ano do recorde histórico. Além disso, a ANDE utilizou 20% mais energia que em 2016, sendo a energia restante destinada a Eletrobras. Considerando essas variáveis é natural a diminuição da quantidade de energia adquirida pela Eletrobras.

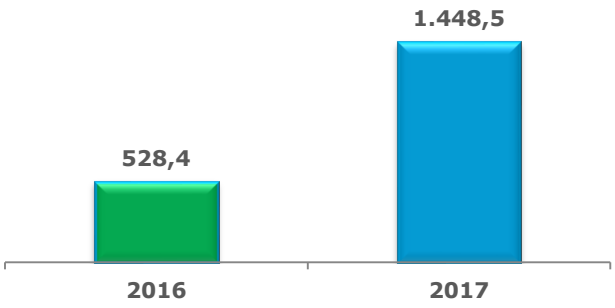


Relatório da Administração

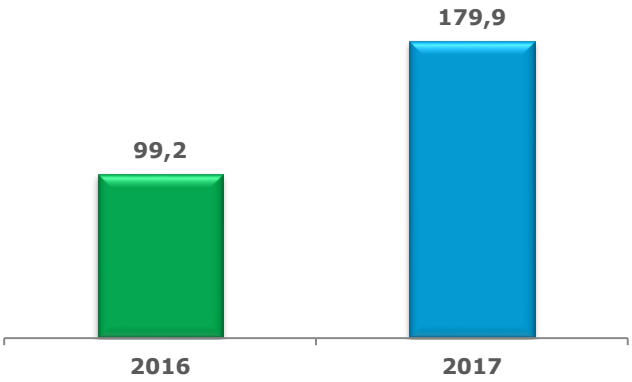
(1) A Companhia atua como agente de comercialização de energia elétrica da Itaipu. As receitas de energia vendida apresentadas acima não fazem parte das receitas de vendas da Eletrobras mencionadas nas Demonstrações financeiras

Em continuidade ao PDNG 2018-2022, em 2017, o Comitê de Comercialização foi 100% concluído, permitindo que melhores transações fossem realizadas entre as empresas Eletrobras, tendo como um dos maiores destaques um aumento de 55% do volume 2017/2016 nos ambientes ACL e ACR e aumento de 81,2% nos preços no ambiente ACL em comparação a 2016 de preços 2017/2016 no ambiente ACL.

Quantidade Bilaterais ACL Eletrobras (MW médio)



Preço Médio Ponderado ACL Eletrobras



Disponibilidade Operacional das nossas Usinas de Geração

As duas tabelas a seguir apresentam a Disponibilidade Média de Geração (%) por empresas Eletrobras e por regime de exploração e participação acionária. Os valores de disponibilidade média de geração foram obtidos através da média ponderada entre a capacidade instalada proporcional à participação societária e os fatores de disponibilidade das usinas Próprias, Propriedade Compartilhada, Itaipu Binacional e SPEs.

Disponibilidade Operacional na Geração (%) – Usinas Corporativas, Propriedade Compartilhada e Itaipu Binacional			
Empresas Eletrobras	**2017**	**2016**	**2015**
Amazonas Energia [1]	70,87	81,23	91,91
CGTEE	49,77	52,02	50,43
Chesf	97,54	84,44	78,50
Eletronorte [2]	88,22	-	91,75
Eletronuclear	91,96	90,00	84,61
Eletrosul	94,03	92,91	92,15
Furnas	96,64	91,89	90,24
Itaipu	97,10	96,30	96,06

Fonte: Empresas Eletrobras

Notas:

(1) O valor de Disponibilidade Operacional das usinas da Amazonas Energia foi calculado considerando as disponibilidades da Amazonas D e Amazonas GT, ponderadas pelas capacidades instaladas das suas usinas . Até o momento a Amazonas D não disponibilizou os fatores de disponibilidade das suas usinas. Desta forma, os referidos cálculos não contemplaram esses valores;
(2) Em 2016, os Fatores de disponibilidade encaminhados pela Eletronorte para subsidiar o cálculo da Disponibilidade Operacional na Geração, segundo informações desta, foram obtidos com base na metodologia do indicador FID (Fator de Disponibilidade de Geração - conforme a REN nº 614 da ANEEL), a qual difere da metodologia adotada por este relatório. Desta forma, o valor não foi utilizado para efeito de comparação;

O Fator de Disponibilidade é o indicador que está associado ao tempo que uma usina fica disponível para gerar energia com maior confiabilidade e continuidade, ou seja, menor número de paradas e duração para as manutenções planejadas e forçadas.

A tabela a seguir apresenta o Fator de Disponibilidade (%) por fonte primária e sua evolução nos anos de 2015, 2016 e 2017.

Relatório da Administração

Fator de Disponibilidade - Usinas Corporativas, Propriedade Compartilhada e Itaipu Binacional (%)			
Fonte de Energia Primária	**2017**	**2016**	**2015**
Carvão	49,77	52,02	50,43
Eólica	96,85	98,13	98,70
Gás	73,50	84,82	85,90
Hídrica	94,93	94,18	88,44
Óleo	56,12	76,18	90,61
Solar	98,88	99,22	-
Urânio	91,96	90,00	84,61

Para as SPES, o fato de disponibilidade por fonte eólica e hídrica foi, em 2017, respectivamente 95,84% e 96,77%.

Expansão em Geração

Em busca de novas oportunidades de negócios, as Empresas Eletrobras participam de estudos e projetos de usinas hidrelétricas, diretamente ou em parceria, que somam 20.670 MW de capacidade instalada de geração.

Dentre os principais estudos e projetos, destacam-se:

Empreendimentos em Estudo de Viabilidade					
Empreendedor	**Tipo**	**Etapa**	**Empreendimento**	**UF**	**MW**
Eletronorte, Eletrobras e outros	AHE	Est. Viab.	São Luiz do Tapajós	PA	8.040,00
Eletronorte, Eletrobras e outros	AHE	Est. Viab.	Jatobá	PA	1650
Eletronorte e outros	AHE	Est. Viab.	Marabá	PA	1.850,00
Eletronorte e outros	AHE	Est. Viab.	Serra Quebrada	MA/TO	1.328,00
Eletrobras e Ebisa (Argentina)	AHE	Est. Viab.	Garabi	Bra/Arg	1.152,00
Eletrobras e Ebisa (Argentina)	AHE	Est. Viab.	Panambi	Bra/Arg	1.048,00
Eletronorte, Eletrobras e outros	AHE	Est. Viab.	Jamanxim	PA	881
Eletronorte, Eletrobras e outros	AHE	Est. Viab.	Cachoeira do Caí	PA	802
Eletronorte, Eletrobras e outros	AHE	Est. Viab.	Cachoeira dos Patos	PA	528
Eletronorte	AHE	Est. Viab.	Ipueiras	TO	480
Eletronorte, Furnas e outros	AHE	Est. Viab.	Água Limpa	MT	360
Eletronorte, Furnas e outros	AHE	Est. Viab.	Tabajara	RO	400
Furnas	AHE	Est. Viab.	Porteiras	GO	86
Furnas	AHE	Est. Viab.	Buriti Queimado	GO	142
Furnas	AHE	Est. Viab.	Maranhão	GO	125
Furnas	AHE	Est. Viab.	Mirador	GO	106
Eletronorte	AHE	Est. Viab.	Santa Isabel	TO/PA	1.087,00
Eletronorte	AHE	Est. Viab.	Couto Magalhães	MT/GO	150
Eletronorte	AHE	Est. Viab.	Alta Floresta	MT	127,8
Total					**20.342,80**

Empreendimentos em Projeto Básico					
Empreendedor	**Tipo**	**Etapa**	**Empreendimento**	**UF**	**MW**
Eletronorte e outros	AHE	Proj. Bás.	Jurueña	MT	46
Eletronorte e outros	AHE	Proj. Bás.	Verde 11 Alto	GO	48,3
Total					**94,3**

Empreendimentos em Projeto Básico de Ampliação					
Empreendedor	**Tipo**	**Etapa**	**Empreendimento**	**UF**	**MW**
Eletronorte	AHE	Proj. Bás. Ampl.	Coaracy Nunes	AP	220
Eletronorte	AHE	Proj. Bás. Ampl.	Curuá-Una	PA	12,5

Relatório da Administração

Total	233

Expansão Estratégica em Geração

A Companhia vem expandindo, nos 3 últimos anos, uma média de 1.326 MW por ano, em termos de capacidade instalada, especialmente via SPEs.

Tipo de Empreendimento	2017	2016	2015
Corporativos, incluindo sob regime O&M (a)	39.796	40.122	40.938
SPE (b)	8.338	6.734	4.453
Total (a+b)	**48.134**	**46.856**	**45.391**
Agregação Física	1.278	1.465	1.236

(b) Considera a participação acionária proporcional das Empresas Eletrobras nas SPEs.

Comercialização em Itaipu

A Lei nº. 10.438, de 26/4/02, determinou que a Eletrobras fosse o Agente Comercializador de Energia de Itaipu. Nessa condição, a empresa, no ano de 2017, repassou para as concessionárias das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste 75.441 GWh de energia vinculada à potência contratada, o que correspondeu a um faturamento de aproximadamente US$ 3,7 bilhões. A energia suprida acima daquela vinculada à potência contratada e adquirida pela Eletrobras foi de 14.943 GWh. O decreto nº 8401, de 4 de fevereiro de 2015 atribui os riscos hidrológicos associados à geração de Itaipu às concessionárias de distribuição na proporção do montante de energia elétrica alocado a cada concessionária na Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias. Dessa forma, a Conta de Comercialização de Itaipu, administrada pela Eletrobras, a partir de janeiro de 2015, passou a liquidar na CCEE, somente valores referentes a Encargos, Excedente Financeiro, Recontabilizações, Rateio da Inadimplência, Ações, Liminares e outros ajustes financeiros. A partir da liquidação de fevereiro de 2015, a CCEE, em cumprimento a Resolução Aneel 649/2015, isentou à Eletrobras dos valores referentes ao risco hidrológico da UHE Itaipu.

5.2 Segmento Transmissão

Em 31 de dezembro de 2017, a malha de linhas de transmissão das empresas Eletrobras atingiu um total aproximado de 71.684 km. Desse total, (i) 6.823 km são corporativas; (ii) 57.010 km são corporativas Sob Regime de O&M; (iii) 7.851 km são correspondentes à proporção de suas participações acionárias em empreendimentos realizados pelas empresas Eletrobras por meio de Sociedades de Propósito Específico. Considerando apenas a rede básica do Sistema Interligado Nacional, ou seja, as tensões de ±800, 750, ±600, 525/500, 345 e 230 kV, a Eletrobras é responsável por 64.944 km de linhas de transmissão, o que representa cerca de 49% do total das linhas de transmissão do Brasil nas referidas tensões.

Empresas Eletrobras	Linhas de Transmissão em 2017 (km)					
	Corporativas (a)	Corporativas sob regime O&M (b)	SPE – Participação Eletrobras (c)	Total (a+b+c)	Alavancado pela Eletrobras (d)	Total Alavancado (a+b+d)
Amazonas GT	390	-	-	390	-	390
Chesf	1.620	18.912	1.653	22.185	3.075	23.607
Eletronorte	1.735	9.783	2.584	14.102	5.265	16.783
Eletrosul	1.564	9.513	1.092	12.169	1.746	12.824
Furnas	1514	18802	2522	22.838	5688	26004
Total Eletrobras	**6.823**	**57.010**	**7.851**	**71.684**	**15.774**	**79.607**

(c) Refere-se à participação proporcional ao capital investido pelas Empresas Eletrobras no empreendimento.
(d) Refere-se à extensão total das linhas de transmissão dos empreendimentos em parceria.

Relatório da Administração

Subestações

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia detinha, através de suas subestações corporativas uma capacidade de transformação de 229.192 MVA, SPEs com capacidade da transformação de 21.302 MVA, totalizando 250.493 MVA de capacidade de transformação. De forma alavancada a Eletrobras contribuiu com 270.435 MVA de capacidade de transformação.

Empresas Eletrobras	Capacidade de Transformação (MVA) em 2017						
	Corporativo (a)	Corporativo sob Regime de O&M (b)	Total (c)	SPEs – Participação Eletrobras (d)	Total (c+d)	SPEs – Alavancado pela Eletrobras (e)	Total Alavancado (c+e)
Amazonas GT	1.365	-	**1.365**	-	**1.365**	-	**1.365**
Chesf	12.257	45.522	**57.767**	9.117	**66.883**	14.538	**72.305**
Eletronorte	12.019	20.592	**32.611**	3.075	**35.685**	6.257	**38.868**
Eletrosul	4.257	22.471	**26.728**	962	**27.690**	2.351	**29.079**
Furnas	14.440	108.741	**123.181**	8.149	**131.329**	18.105	**141.285**
Total Eletrobras	**44.337**	**197.326**	**229.192**	**21.302**	**250.493**	**41.251**	**270.435**

(e) Total alavancado significa o total de MVA dos empreendimentos que contam com participação das empresas do Sistema Eletrobras.

Eficiência do Serviço de Transmissão

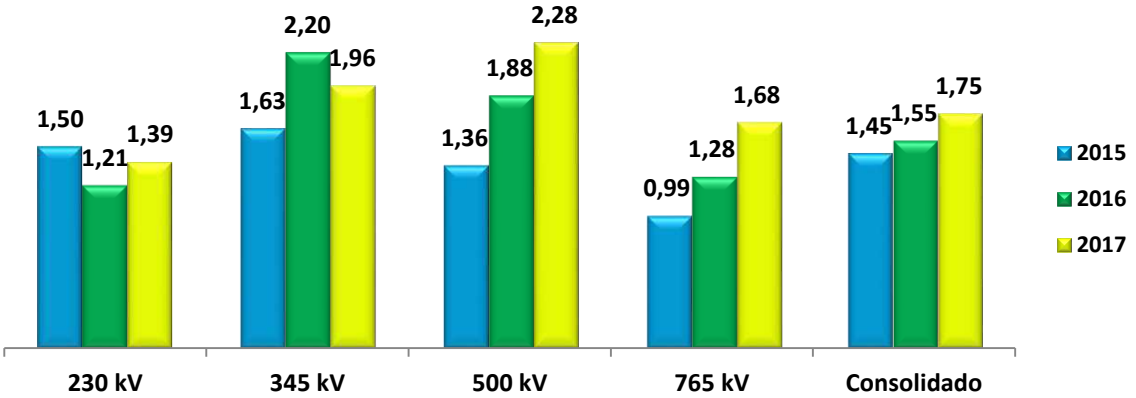
- **Disponibilidade**

O quadro a seguir apresenta o Índice de Disponibilidade de Linhas de Transmissão das empresas Eletrobras. Este indicador representa o percentual de horas, no ano, que as linhas permaneceram disponíveis para o sistema de transmissão.

Índice de Disponibilidade de Linhas de Transmissão (%)			
Empresas Eletrobras	2017	2016	2015
Amazonas GT	99,97	n/d	n/d
Chesf	99,78	99,92	99,82
Eletronorte	99,87	99,93	99,91
Eletrosul	99,82	99,69	99,78
Furnas	99,19	99,21	99,84
Total	**99,81**	**99,69**	**99,84**

- **Desligamentos por 100 km de linha de Transmissão das linhas de transmissão corporativas.**

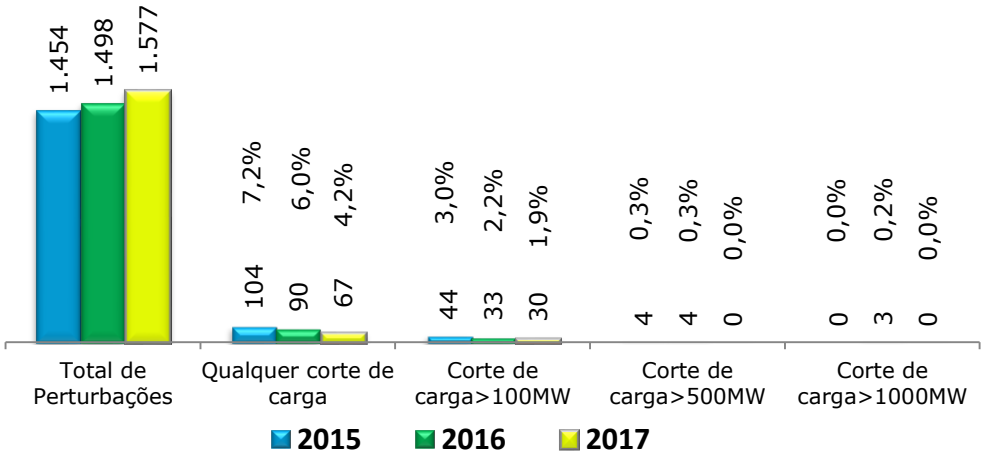
O indicador Desligamentos por 100km de Linhas de Transmissão complementa a disponibilidade de linha de transmissão com informações que capturam a frequência da indisponibilidade para operação.



Relatório da Administração

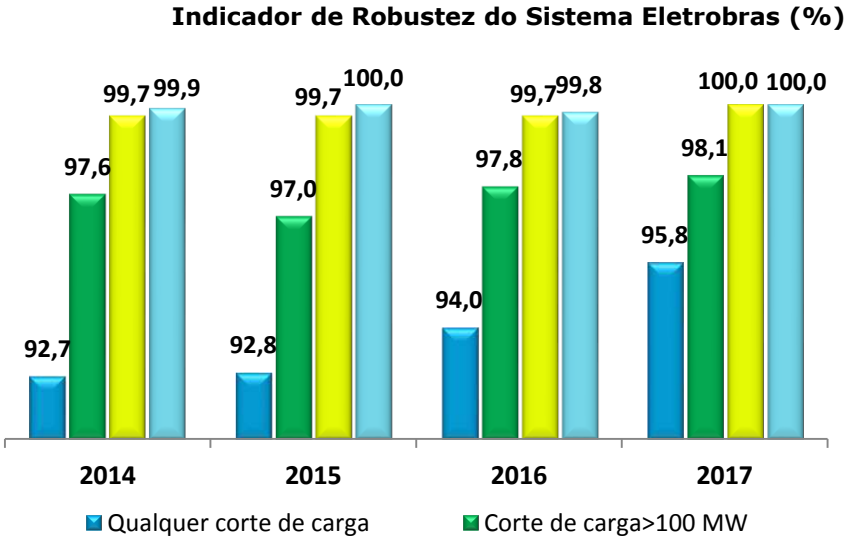
- **Perturbações Rede de Transmissão**

O gráfico a seguir apresenta o número de perturbações que tiveram origem na rede básica de transmissão das empresas Eletrobras nos anos de 2015, 2016 e 2017, bem como os cortes de carga envolvidos nessas perturbações. Ressalta-se que apesar do aumento do número total de perturbações no ano de 2017, o mesmo não se refletiu em aumento do número de perturbações com corte de carga, e não houve ocorrências de corte de carga superior a 500 MW. As principais causas de perturbações em 2017 foram meio ambiente (queimadas), fenômenos naturais (descargas atmosféricas), equipamentos e os relacionados à proteção.



- **Índice de Robustez (%)**

O indicador de robustez avalia a capacidade da Rede Básica em suportar contingências sem interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, considerando somente as perturbações com origem na rede de transmissão das Empresas Eletrobras. O Sistema Eletrobras vem mantendo o mesmo desempenho dos últimos anos, com destaque para a robustez para qualquer corte de carga que teve um aumento considerável, tendo em vista o menor número de perturbações que causaram corte de carga no ano de 2017.



Relatório da Administração

- **Perdas na Transmissão**

No que tange às perdas na transmissão, a Eletrobras utiliza uma metodologia unificada para estimativa das perdas elétricas na transmissão das Empresas Eletrobras, baseada em cálculos elétricos, utilizando casos de fluxo de potência. Considerando que as perdas elétricas são decorrentes da topologia de rede e do ponto operativo do sistema, ambas as situações fora do controle das empresas transmissoras, possíveis aumentos ou reduções das perdas representam alterações no perfil da otimização da operação eletro-energética do SIN. Por esta razão, no atual modelo regulatório brasileiro, o custo das perdas é dividido entre consumidores e geradores, sem qualquer encargo à empresa transmissora.

A tabela a seguir apresenta o referido indicador para cada uma das empresas de transmissão de energia da Eletrobras:

Perdas Técnicas por Transmissão (%)		
Empresas Eletrobras	**2017**	**2016**
Amazonas GT	0,17%	n/d
Chesf	2,44%	2,70%
Eletronorte	1,10%	1,09%
Eletrosul	1,37%	1,42%
Furnas	2,00%	2,31%
Total	**1,78%**	**2,02%**

Expansão em Transmissão

No ano de 2017, foi dado andamento à implantação de empreendimentos detalhados neste relatório, cujas parcerias foram estabelecidas em anos anteriores. Destaca-se em 2017, o acréscimo total de 1.201 km de linhas de transmissão em parceria.

As principais causas que afetaram negativamente o desempenho das empresas Eletrobras estão relacionadas ao não cumprimento dos prazos de conclusão dos empreendimentos, provocado especialmente por atrasos no processo de licenciamento ambiental, por desequilíbrio em contratos de fornecimento, pelo descumprimento de prazos por parte de alguns contratados e, finalmente, por aspectos fundiários relacionados ao atingimento de propriedades particulares ou terras indígenas.

Empresas Eletrobras	Total de Linhas e Agregação física de Transmissão em 2017 (km)				
	Corporativo (a)	Corporativo sob Regime de O&M (b)	SPEs – Participação Eletrobras (c)	Total de Agregação Física Eletrobras* (a+b+c)	Agregação Física Alavancada**
Amazonas GT	-	-	**-**	-	**-**
Chesf	274	-	**-**	274	**274**
Eletronorte	-	-	**513**	513	**1.046**
Eletrosul	-	-	**-**	-	**-**
Furnas	-	-	**689**	689	**1.439**
Total	**274**	**-**	**1.201**	**1.475**	**2.759**

* Participação proporcional ao capital investido pelas Empresas Eletrobras no empreendimento

** Total de linha da SPE considerando a parte do parceiro.

Empresas Eletrobras	Extensão das linhas de Transmissão (Km) >=230kV	
	Em 2017	Acréscimo em 2017 (Km)
Amazonas GT	390	-
Chesf	21.468	274
Eletronorte	12.939	513
Eletrosul	10.181	-

Relatório da Administração

Furnas	19.967	689
Total	**64.945**	**1.475**

Empresas Eletrobras	Acréscimo - Subestações em 2017(km) >=230kV					
	Nº SE	Capacidade de Transformação (MVA) (a)	SPEs – Participação Eletrobras (MVA) (b)*	Total (MVA) (a+b)	Alavancado SPEs – Total (MVA) (c) **	Alavancado pela Eletrobras (a+c)
Chesf	1	80	1.923,00	2.003,00	3.925,00	4.005,00
Eletronorte	5	980,00	-	980,00	-	980,00
Eletrosul	1	-	1.923,00	1.923,00	3.925,00	3.925,00
Furnas	-	75	-	75	-	75
Total	**7**	**1.135,00**	**3.847,00**	**4.982,00**	**7.850,00**	**8.985,00**

* Participação proporcional ao capital investido pelas Empresas Eletrobras no empreendimento

** Total de MVA da SPE considerando a parte do parceiro.

Expansão Estratégica em Transmissão

A Companhia vem expandindo, nos 3 últimos anos, em média 1.360 km por ano, em termos de linhas de transmissão, especialmente via SPEs, o que demonstra que a Companhia está perseguindo a diretriz estratégica de atuar de forma relevante no setor de transmissão, mantendo sua liderança.

Tipo de Empreendimento	2017	2016	2015
Corporativo (a)	63.833	63.572	62.409
SPE (b)	7.851	6.621	6.028
Total (a+b)	71.684	70.193	68.437
Agregação Física (km)	**1.475**	**1.758**	**853**

(b) Considera a participação acionária proporcional das Empresas Eletrobras nas SPEs;
Obs: Agregação física considera ajustes feitos em 2015 onde foram excluídas as linhas de transmissão da Amazonas D, ajuste no total de linhas da Amazonas GT de 439 km para 403 km, alteração nos dados da Eletronorte em função de linhas da Linha Verde Transmissora terem entrado em operação em 2015 e correções nas extensões das empresas Amazonas GT, Eletrosul, Furnas, Chesf e Eletronorte em 2017. Para o ano de 2016, houve redução de 8km no total de linhas de transmissão das SPEs devido a correções de extensões e participações.

Os destaques mais importantes para as empresas Eletrobras e para o Brasil foram:

- Conclusão das obras de construção da maior linha de transmissão de corrente contínua da América Latina e duas subestações conversoras (Xingu/PA e Estreito/MG), sob a responsabilidade da SPE Belo Monte Transmissora de Energia, constituída pelas empresas Eletronorte (24,5%) e Furnas (24,5%), com a State Grid (51%). Com 2.092 km e tecnologia inédita no Brasil (ultra-alta tensão de 800 kV-CC), a LT permite o transporte de até 4.000 MW de potência para as cargas localizadas nos submercados do Sudeste e do Centro-Oeste;

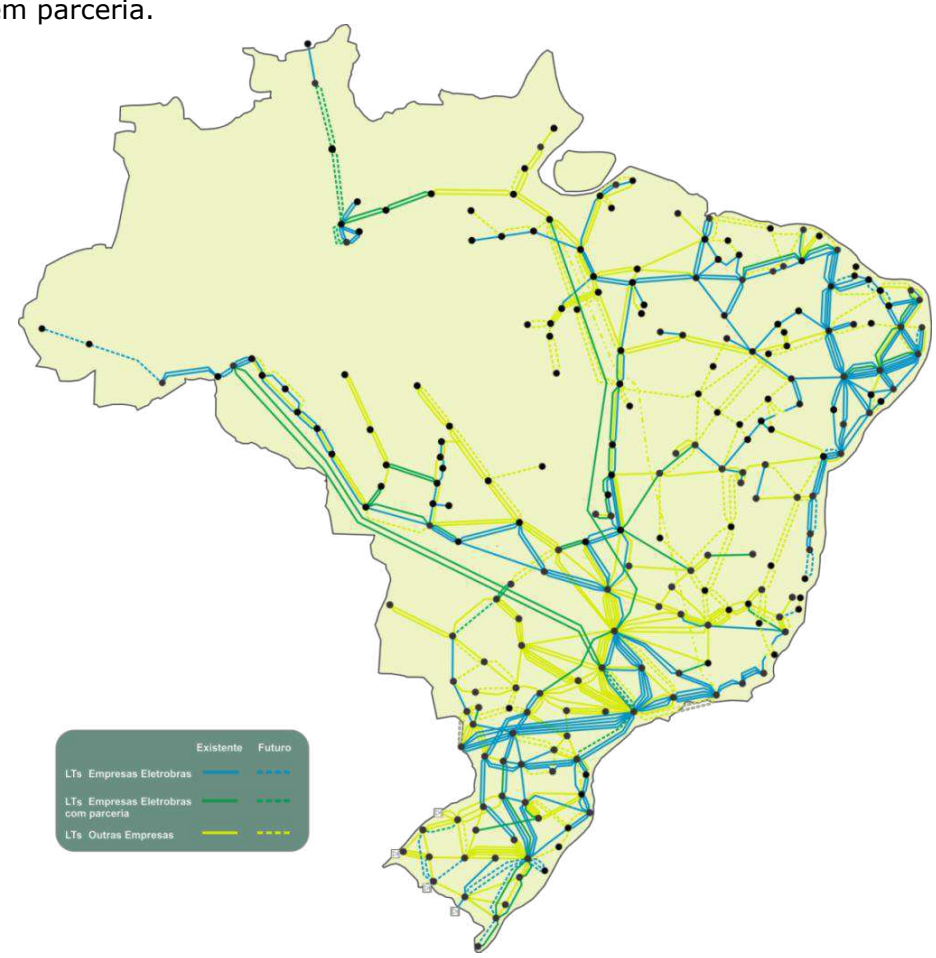
- A obra da Belo Monte Transmissora, com investimento global previsto de R$ 4,5 bilhões, foi estabelecida no planejamento setorial e integra o Programa de Aceleração do Crescimento e Avançar. O empreendimento entrou em operação com dois meses de antecedência (dezembro/2017), em relação ao previsto no contrato de concessão assinado com a Aneel;

- Na região Nordeste, conclusão da LT 230 kV Touros / Ceará Mirim II, com 61,2 km de extensão, LT Teresina II / Teresina III, com 26 km de extensão, LT Mossoró II / Mossoró IV, com 40 km de extensão, LT Morro do Chapéu II / Irecê, com 65 km de extensão e das SE Igaporã III 230/69 kV – 1.500 MVA e SE Morro do Chapéu 230/69 kV – 150 MVA;e

- Nas regiões Centro-Oeste e Sudeste, conclusão das obras da LT 500 kV Barreiras II / Rio das Éguas, com 239 km de extensão, LT 230 kV Brasília Sul / Brasília Geral, com 13,5 km de extensão e LT 230 kV Serra da Mesa / Niquelândia, com 100 km de extensão.

Relatório da Administração

O mapa a seguir apresenta as principais linhas de transmissão do sistema elétrico brasileiro, existentes ou já licitadas até 2017, destacando os empreendimentos pertencentes às empresas Eletrobras e com a participação destas em parceria.



Para conhecer todas as linhas de transmissão das Empresas Eletrobras e em parcerias, acesse o Anexo do nosso Informe aos Investidores do 4T17 clicando aqui.

Consta do PDNG 2018-2022, no âmbito da estratégia Excelência Operacional, a iniciativa "Modernização e automação de instalações", cujo objetivo é implantar recursos de teleassistência nas instalações das empresas Eletrobras com o intuito de reduzir custos operacionais e aumentar a eficiência e confiabilidade operacional, através da operação remota das instalações.

O projeto prevê a implantação da teleassistência de forma gradual, o que permite preservar a excelência da operação das instalações, garantindo elevados índices de desempenho.

No que tange aos investimentos próprios, destaca-se a Expansão da transmissão para escoamento de energia eólica e atendimento de energia elétrica na região Sul. Trata-se da execução da implantação, pela Eletrosul, de 1.933 km de linhas de transmissão em 525 kV e 735 km em 230 kV, e ainda a construção de oito novas subestações e ampliações, com investimento previsto total de R$ 3 bilhões. Outro destaque foi a Expansão da transmissão para interligação do extremo oeste do estado do Acre através da construção da LT 230 kV Rio Branco I / Feijó / Cruzeiro do Sul, com 635 km de extensão e investimento previsto de R$ 415 milhões.

No que se refere às SPE, houve a Expansão da transmissão para reforço do sistema na região Sudeste, através da construção da LT 500 kV Itatiba / Bateias / Araraquara 2 / Fernão Dias, com 847 km de extensão e investimento de R$ 1.570,8 milhões. Sob a responsabilidade da SPE Mata de Santa Genebra (49,9% Furnas e 50,1% Copel), o empreendimento possui previsão de energização para novembro/2018. Outro acontecimento foi a conclusão das obras da LT 500 kV Barreiras II / Rio das Éguas, em janeiro de 2017, com 239 km de extensão. A energização desta LT, completou a implantação de um total de 967 km

Relatório da Administração

de extensão e investimento de R$ 917,58 milhões. Sob a responsabilidade da SPE Paranaíba Transmissora (24,5% Furnas, 24,5% Copel e 51% State Grid), o sistema tem com o objetivo reforçar a rede de transmissão das regiões Centro-Oeste e Sudeste do Brasil. Vale, ainda, destacar a conclusão da construção da maior linha de transmissão de corrente contínua da América Latina e duas subestações conversoras (Xingu/PA e Estreito/MG), sob a responsabilidade da SPE Belo Monte Transmissora de Energia, constituída pelas empresas Eletronorte (24,5%) e Furnas (24,5%), com a State Grid (51%). Com 2.092 km e tecnologia inédita no Brasil (ultra-alta tensão de 800 kV-CC), a LT permite o transporte de até 4.000 MW de potência para as cargas localizadas nos submercados do Sudeste e do Centro-Oeste. Outrssim, a obra da Belo Monte Transmissora, com investimento global previsto de R$ 4,5 bilhões, foi estabelecida no planejamento setorial e integra o Programa de Aceleração do Crescimento e Avançar. O empreendimento entrou em operação com dois meses de antecedência (dezembro/2017), em relação ao previsto no contrato de concessão assinado com a Aneel.

5.3 Segmento Distribuição

As empresas de Distribuição de Energia Elétrica da Eletrobras (“EDE”), atuam em 02 (dois) estados da Região Nordeste e 04 (quatro) estados da Região Norte, atendendo mais de 4 milhões de consumidores. Em dezembro de 2017, estas empresas utilizavam uma rede de distribuição de energia de baixa, média e alta tensão, com 252.329 km de extensão e um total de 229 subestações, compreendendo 476 municípios.

Dados Físicos do Sistema – 2017							
Descrição	Eletroacre	Ceal	Amazonas Energia	Cepisa	Ceron	Boa Vista	Total
Linhas / Redes de Distribuição - Km	20.331	42.744	31.634	93.086	60.850	3.684	252.329
Nº de subestações	13	40	26	87	60	3	229
Nº de Clientes	263.113	1.117.108	976.874	1.266.470	631.783	161.712	4.417.060
Nº de Municípios	22	102	61	224	52	15	476

Operação e Comercialização

As Empresas de Distribuição da Eletrobras (EDEs) ressaltam adversidades impostas, tais como: elevação do despacho de usinas térmicas, que provocaram uma elevação do PLD – Preço de Liquidação das Diferenças, em alguns momentos sem a cobertura por transferências de recursos via CDE; falta de regularidade nas transferências de recursos da CDE e, para as empresas do norte, recursos da CCC; Entretanto, mesmo com esse cenário, avanços foram registrados.

Com a privatização da CELG Distribuição S.A. (“CELG D”) ocorrida em 30 de novembro de 2016, o contrato de compra e venda de Ações da CELG D entre Eletrobras, Companhia Celg de Participações – CELGPAR e ENEL BRASIL S/A ("Adjudicatária") foi assinado em 14 de fevereiro de 2017. A Eletrobras recebeu, pela venda da totalidade de sua participação acionária, o montante aproximado de R$ 1,07 bilhão da Enel e na 1ª oferta cerca de R$ 0,5 milhão, dos empregados da Celg-D que decidiram exercer o direito de compra de participação acionária da Celg-D.

O consumo nacional de energia na rede elétrica apresentou no ano de 2017 um crescimento de 0,8% sobre 2016, pelos dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, enquanto que as Empresas de Distribuição da Eletrobras – EDE em 2017 contabilizaram, -5,6% no Mercado Cativo, fornecendo 16.117,8 GWh para 4.411.889 unidades consumidoras. Em 2017, foram incorporadas 146.809 novas unidades, um crescimento de 3,4% em relação a 2016, atendendo a 463 municípios dos Estados do Amazonas, Acre, Alagoas, Piauí, Rondônia e do Município de Boa Vista.

Relatório da Administração

Privatização das Distribuidoras

A primeira iniciativa do pilar de Disciplina Financeira do PDNG 2018-2022 contempla a privatização das empresas distribuidoras. A saída da Companhia do segmento de distribuição, como controladora das distribuidoras, poderá contribuir para a melhora do Ebitda da Eletrobras e também evitará desembolso de recursos pela Eletrobras para financiar déficit de caixa e investimentos dessas distribuidoras, contribuindo para o atingimento da estratégia de redução do indicador dívida líquida/Ebitda.

A 169ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas ocorrida em dezembro de 2017 retificou a decisão da 165ª Assembleia Geral Extraordinária, de 22 de julho de 2016, ao prorrogar o prazo para assinatura do contrato de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras nas distribuidoras, desde que ocorra até 31 de julho de 2018, sob pena de manutenção da decisão da 165ª Assembleia Geral Extraordinária a qual determinou o encerramento dos serviços temporários de distribuição, bem como a liquidação das referidas distribuidoras, o que também deverá ocorrer caso não seja garantido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e/ou pelo Poder Concedente, o direito à prestação de serviços de distribuição, de forma temporária, até a efetiva transferência do controle acionário, mediante remuneração adequada.

O Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos (CPPI) é o órgão colegiado que avalia e recomenda ao Presidente da República os projetos que integrarão o PPI (Programa de Parcerias de Investimentos), decidindo, ainda, sobre temas relacionados à execução dos contratos de parcerias e desestatizações.

Dessa forma, o CPPI publicou a Resolução nº 20, de 08 de novembro de 2017, alterada pela Resolução nº 28, de 22 de novembro de 2017, definindo as condições de venda, assim como o preço mínimo da Distribuidoras.

A Assembleia Geral 170ª, ocorrida em 8 fevereiro de 2018, aprovou a venda das seis Distribuidoras, por meio de assunção de dívida no valor de R$ 11,2 bilhões, conforme Resolução CPPI nº 20 e que está exposto na tabela abaixo e aprovou que a Eletrobras assuma direitos da Amazonas Energia, Eletroacre, Ceron, Boa Vista Energia referentes à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, no valor de R$ 8,4 bilhões e dívida em igual valor. A aprovação foi uma decisão dos acionistas os quais foram amparados pelos estudos com modelo de privatização das distribuidoras, entregues pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"), banco gestor do Fundo Nacional de Desestatização – FND e do processo de privatização das distribuidoras.

Empresas	Ajustes (R$)
Amazonas Energia	8.911.866.558,94
Boa Vista	342.120.486,20
Ceal	50.000,00
Cepisa	50.000,00
Ceron	1.872.522.463,42
Eletroacre	113.779.871,99
Total	**11.240.389.380,55**

Apresentamos a seguir um resumo dos impactos descritos acima para facilitar a visualização dos efeitos, os quais podem ser encontrados nas Notas Explicativas nº 2 das Demonstrações Financeiras Consolidadas de 2017:

Relatório da Administração

30/06/2017	ELETROACRE	CERON	Boavista Energia	Amazonas Energia	CEPISA	CEAL
Passivo a descoberto	(407.371)	(1.599.224)	(710.094)	(10.103.344)	(1.270.323)	(695.833)
Valor de venda	50	50	50	50	50	50
Conversão de dívida/ Aumento de Capital de até	113.780	1.872.522	342.120	(*)8.911.866	50	50
Assunção créditos CCC/CDE de até	296.167	3.847.293	278.360	4.055.549	-	-

(*) Esse valor terá um abatimento no montante referente a dação em pagamento das ações da Amazonas GT que a Amazonas Distribuidora realizará com a Eletrobras

(em reais mil)

A modelagem proposta para privatização consiste na realização de leilão conjunto da outorga da nova concessão e da alienação do controle societário da empresa distribuidora, a ocorrer no primeiro semestre de 2018.

Os referidos estudos podem ser encontrados no site de RI da Eletrobras, assim como o sumário das decisões e Ata da AGE 170 e outros comunicados ao mercado divulgados sobre o assunto.

Comercialização de Energia Elétrica das Empresas Distribuidoras

As Distribuidoras da Eletrobras faturaram um volume de energia no Mercado Cativo com suprimento de 16.118 GWh, uma redução de -6% em 2017 quando comparado ao ano de 2016, esta redução foi influenciada principalmente pela desaceleração da economia, onde pode ser verificada nas classes industrial e comercial com reduções da ordem -32,8% e -6,7% em relação ao ano anterior.

Classes de Consumos	Energia Vendida (MWh)		
	2016	2017	(%)
Residencial	7.080.356	7.185.000	1,48%
Industrial	2.555.741	1.718.713	-32,75%
Comercial	3.754.061	3.500.794	-6,75%
Rural	773.598	802.018	3,67%
Poder Público	1.427.283	1.419.756	-0,53%
Iluminação Pública	782.716	900.266	15,02%
Serviço Público	638.367	560.802	-12,15%
Consumo Próprio	70.632	30.426	-56,92%
Total de Cativos	**17.082.754**	**16.117.776**	**-5,65%**
Suprimento*	388.789	394.963	1,59%
TOTAL E. Vendida	**17.471.543**	**16.512.739**	**-5,49%**

*Valor de 2016 foi alterado por considerar também o Suprimento de Alagoas, Piauí e Rondônia.

Classes de Consumo	Energia Vendida (MWh) - 2017						
	Eletroacre	Ceal	Amazonas Energia	Cepisa	Ceron	Boa Vista	Total
Residencial	466.159	1.392.173	2.002.570	1.679.633	1.225.446	419.019	**7.185.000**
Industrial	38.421	402.410	749.070	191.532	320.771	16.510	**1.718.713**
Comercial	201.432	698.435	1.044.522	729.002	629.835	187.675	**3.490.900**

Relatório da Administração

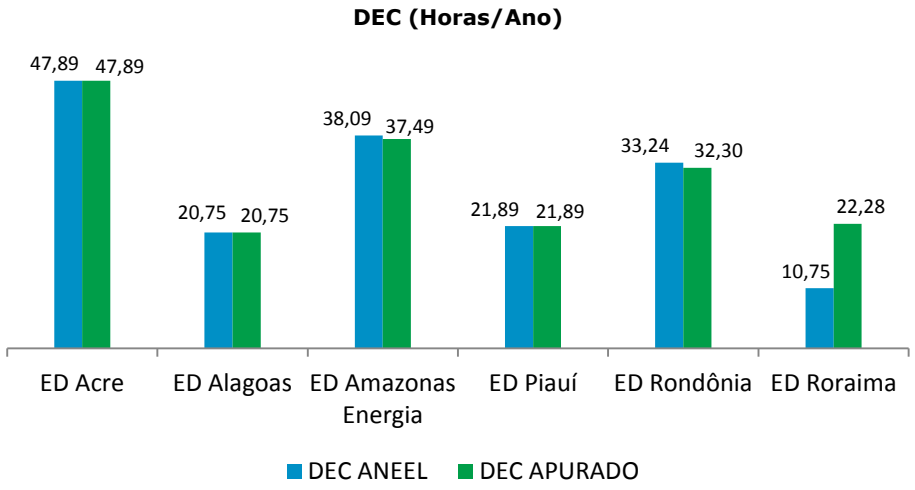
Rural	49.545	168.163	76.105	168.865	325.764	13.576	**802.018**
Poder Público	129.770	162.635	572.469	246.662	225.066	83.154	**1.419.756**
Iluminação Pública	53.185	282.244	170.489	224.272	135.687	34.389	**900.266**
Serviço Público	53.897	197.700	68.838	166.701	52.352	21.315	**560.802**
Consumo Próprio	986	3.378	15.610	3.905	5.352	1.196	**30.426**
Total	**1.003.287**	**3.307.138**	**4.699.671**	**3.410.574**	**2.920.272**	**776.834**	**16.117.776**
Suprimento	9.894	20.179	0	135.152	2.874	226.865	**394.963**
Total c/ Suprimento	**1.013.181**	**3.327.317**	**4.699.671**	**3.545.726**	**2.923.145**	**1.003.699**	**16.512.739**
Cons. Livre/ Especial	35.496	299.787	1.152.767	63.946	134.774	0	1.686.770

Qualidade dos Serviços e Inadimplência

No exercício de 2017, as Empresas de Distribuição da Eletrobras obtiveram uma evolução positiva, de forma consolidada, no indicador de continuidade DEC em -3,8 horas quando comparado com o realizado no ano anterior, passando de 31,7 em 2016 para 27,9 horas em 2017. Com relação ao indicador FEC, houve um decréscimo consolidado de -3,4 interrupção neste mesmo período, passando de 22,8 em 2016 para 19,4 em 2017.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) – Hora/Ano							
Ano	**Eletroacre**	**Ceal**	**Amazonas Energia**	**Cepisa**	**Ceron**	**Boa Vista**	**Consolidado Eletrobras**
2013	71,97	30,74	57,35	29,78	38,87	12,93	39,53
2014	63,87	36,50	55,02	32,96	29,00	14,70	39,53
2015	56,39	29,61	46,81	26,22	40,83	22,53	35,51
2016	58,93	21,47	47,30	23,39	32,18	34,46	31,70
2017	47,89	20,75	37,49	21,89	32,30	22,28	27,93
Variação 2017 x 2016 (%)	**-18,7%**	**-3,3%**	**-20,7%**	**-6,4%**	**0,4%**	**-35,4%**	**-11,9%**

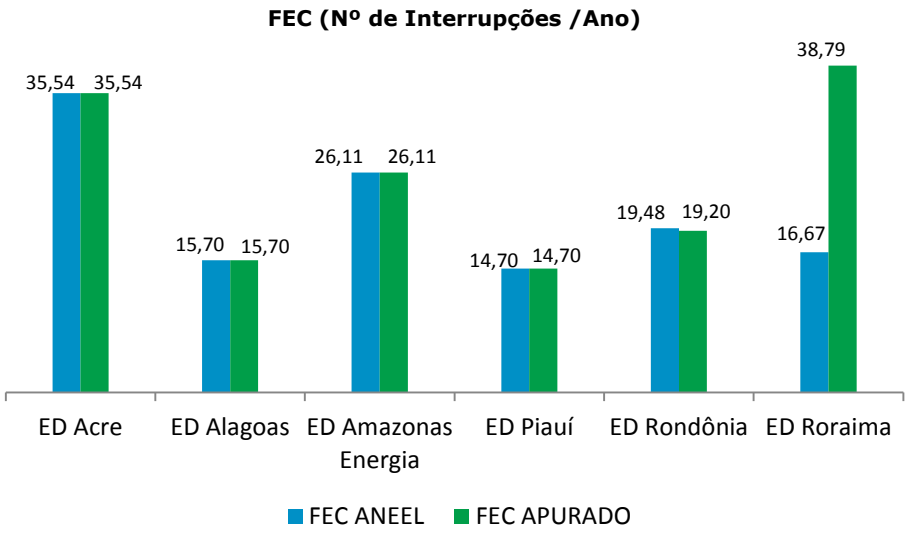
DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO – DEC



Relatório da Administração

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) – Nº de Interrupções/Ano							
Ano	**Eletroacre**	**Ceal**	**Amazonas Energia**	**Cepisa**	**Ceron**	**Boa Vista**	**Consolidado Eletrobras**
2013	47,5	16,0	39,4	23,4	32,5	21,5	27,7
2014	40,9	22,8	37,5	20,6	24,5	19,8	26,6
2015	40,7	20,7	29,4	19,9	30,3	35,7	25,4
2016	43,5	16,8	29,9	16,4	21,6	50,5	22,8
2017	35,5	15,7	26,1	14,7	19,2	38,8	19,4
Variação 2017x2016 (%)	**-18,4%**	**-6,7%**	**-12,7%**	**-10,4%**	**-11,0%**	**-23,2%**	**-14,7%**

FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO – FEC (%)



Perdas de Energia

APURADO 2017		
Empresas	**DEC - Duração das paralisações (h)**	**FEC – Frequencia de paralisações**
Eletroacre	47,89	35,54
Ceal	20,75	15,70
Amazonas Energia	37,49	26,09
Cepisa	21,89	14,71
Ceron	32,30	19,20
Boa Vista	22,28	38,79

Relatório da Administração

METODOLOGIA ANEEL 2017					
Empresas	DEC - Duração das paralisações (h)	FEC – Frequência de paralisações	TMA - Tempo médio de atendimento (min)	Perdas (%)	
				Técnica	Comercial
Eletroacre	47,89	35,54	376,44	9,85%	11,95%
Ceal	20,75	15,70	334,23	10,34%	12,60%
Amazonas Energia	38,09	26,11	396,77	7,60%	36,07%
Cepisa	21,89	14,70	426,92	12,17%	15,84%
Ceron	33,24	19,48	356,60	11,15%	17,16%
Boa Vista	10,75	16,67	126,63	7,04%	6,45%

Inadimplência

Consolidação das Distribuidoras	Inadimplência		Faturamento		INAD		
Classe	2017 (R$ mil)	2016 (R$ mil)	2017 (R$ mil)	2016 (R$ mil)	2017	2016	Diferença 2017x2016 (p.p)
RESIDENCIAL	610.120	486.223	4.802.071	4.374.676	12,7%	11,1%	**9,8%**
INDUSTRIAL	126.310	98.070	881.653	1.128.779	14,3%	8,7%	**-21,9%**
COMERCIAL	221.833	180.856	2.309.737	2.464.242	9,6%	7,3%	**-6,3%**
RURAL	48.210	41.921	326.426	300.090	14,8%	14,0%	**8,8%**
PODER PÚBLICO MUNICIPAL	113.480	96.866	334.470	301.247	33,9%	32,2%	**11,0%**
PODER PÚBLICO ESTADUAL	100.218	60.421	347.049	324.579	28,9%	18,6%	**6,9%**
PODER PÚBLICO FEDERAL	14.398	20.822	198.475	180.807	7,3%	11,5%	**9,8%**
SERVIÇO PÚBLICO	111.395	58.197	261.362	288.800	42,6%	20,2%	**-9,5%**
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	59.220	52.375	354.640	285.378	16,7%	18,4%	**24,3%**
OUTROS	22.626	18.215	262.415	106.233	8,6%	17,1%	**147,0%**
Total	**1.427.810**	**1.113.965**	**10.078.298**	**9.754.831**	**14,2%**	**11,4%**	**3,3%**

5.4. Operações Internacionais

Em 2017, a Eletrobras buscou atuar, prioritariamente, em projetos de integração regional e de geração de energia renovável no continente latino-americano. A empresa também tem buscado fortalecer as relações com agentes locais e com organismos multilaterais de fomento para o desenvolvimento de seus projetos internacionais.

Atualmente, a companhia tem como foco os projetos de integração regional e de geração de energia renovável no continente latino-americano. Atuando com base em suas vantagens competitivas, como a expertise em grandes projetos hidrelétricos e integração regional, porte e posicionamento geopolítico favorável, a empresa vem avaliando uma carteira de projetos no exterior, privilegiando parcerias locais, com foco na criação de valor, garantindo retorno adequado aos investimentos internacionais.

Destaca-se, neste período, o avanço nas negociações entre a Eletrobras e a estatal argentina EBISA (*Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima*) objetivando a retomada dos estudos de viabilidade para instalação de aproveitamentos hidrelétricos no rio Uruguai, na fronteira entre o Brasil e a Argentina.

Relatório da Administração

Da mesma forma, evoluíram significativamente as tratativas junto à estatal boliviana ENDE (*Empresa Nacional de Electricidad*) relacionadas à exploração do potencial energético na fronteira entre Brasil e Bolívia.

Adicionalmente, a Eletrobras manteve sua parceria estratégica com a estatal uruguaia UTE (*Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas*), com o objetivo de promover a geração de energia de fontes renováveis, exemplificada no desenvolvimento e operação conjunta no Parque Eólico Artilleros (65 MW).

Em dezembro de 2017, a Eletrobras possuía uma Carteira de Projetos Internacionais composta por 8 projetos, com cerca de 4,7 GW em projetos de geração e 900 km em projetos de transmissão. Dois projetos eólicos no Uruguai foram agrupados em um único por questões estratégicas. O mapa abaixo demonstra as áreas internacionais de atuação do Sistema Eletrobras.

É importante destacar que a Eletrobras exerce o papel de agente executivo do Comitê Brasileiro da Comissão de Integração Energética Regional ("BRACIER"), que congrega cerca de 40 empresas do setor elétrico brasileiro. O BRACIER é um dos 11 comitês nacionais da Comissão de Integração Energética Regional (CIER), que como associadas cerca de 270 organizações atuantes no setor elétrico da América Latina. A participação ativa da Eletrobras na gestão do BRACIER proporcionou à empresa acesso a informações técnicas atuais referentes ao setor elétrico de quase toda a América Latina e contatos nas empresas e entidades da região.

Outra atuação de destaque que a Eletrobras manteve foi junto a *World Energy Council* (WEC), apoiando o desenvolvimento dos estudos relativos aos cenários energéticos globais. O WEC é uma associação que reúne os principais líderes e entidades do setor de energia mundial, buscando promover "um sistema de energia elétrica estável, acessível e ambientalmente sustentável" e também nos mantivemos como membro-fundador da *Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization* (GEIDCO), uma organização que tem como objetivo a promoção de um sistema global de interconexão elétrica para suprimento da demanda de energia com fontes limpas e renováveis, contribuindo assim para o desenvolvimento sustentável da humanidade.

Como perspectivas futuras, a Eletrobras e estatal boliviana ENDE (Empresa Nacional de Electricidad) também vem avaliando conjuntamente a possibilidade de desenvolvimento de interconexões elétricas entre Brasil e Bolívia. Com esse objetivo, as empresas iniciaram, em 2017, negociações com agencia multilateral de fomento para apoio à realização de um estudo de interconexão elétrica entre os dois países.

Atualmente, a empresa é o agente responsável pela importação de energia da República Oriental do Uruguai e, em 2017, comercializou mais de 980 GWh de energia da estatal uruguaia UTE (*Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas*) no mercado brasileiro.

Relatório da Administração

Interligações Fronteiriças

A Eletrobras opera interligações internacionais de médio e grande porte com Argentina, Paraguai, Uruguai e Venezuela.

Brasil - Argentina
- Estação Conversora de Frequência de Uruguaiana (Brasil), com capacidade de 50 MW, e uma linha de transmissão em 132 kV, que interliga a conversora a *Paso de los Libres* (Argentina).

Brasil - Paraguai
- Quatro linhas de transmissão em 500 kV que interligam a usina hidrelétrica binacional de Itaipu à subestação Margem Direita (Paraguai) e à subestação Foz do Iguaçu (Brasil).

Brasil – Uruguai
- Estação conversora de frequência de Rivera (Uruguai), com capacidade de 70 MW, e uma linha de transmissão em 230 kV, que interliga a conversora à subestação Livramento (Brasil);
- Conexão entre a SE Presidente Médici (Brasil) e a SE San Carlos (Uruguai), com capacidade de 500MW.

Brasil - Venezuela
- Linha de transmissão em 230 kV, com capacidade de 200 MW, que interliga Boa Vista (RR) à cidade de Santa Elena (Venezuela).

Adicionalmente, na região amazônica, a ELETROBRAS permanece apoiando a realização dos Estudos de avaliação do Projeto Arco Norte, um sistema de transmissão de aproximadamente 1.900 km de extensão que visa a transferência da energia a ser gerada por novos empreendimentos de geração, entre Brasil, Guiana, Suriname e Guiana Francesa.

Em continuidade às ações integração regional está prevista também a realização de estudo, com apoio de agencia multilateral de fomento, com objetivo de avaliar alternativas de interconexão elétrica entre Brasil e Bolívia.

Relatório da Administração

6. PESQUISA, DESENVOLVIMENTO, INOVAÇÃO E TECNOLOGIA

6.1 Cepel e Investimentos em P&D+I

Criado em 1974, por iniciativa da Eletrobras, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica ("Cepel") vem contribuindo para a manutenção de uma infraestrutura tecnológica avançada de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação ("P&D+I") em equipamentos e sistemas elétricos, de forma a atender às características singulares do setor elétrico brasileiro.

Tendo como seus Associados Fundadores a Eletrobras e suas controladas Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul, o Centro exerce a Secretaria Executiva de P&D+I e Tecnologia, da Comissão de Política Tecnológica das Empresas Eletrobras. É seu executor central de linhas de pesquisa, programas e projetos, e provê consultoria e assessoramento na avaliação de resultados, na gestão do conhecimento tecnológico e sua aplicação.

Por sua abrangência, os beneficiários da atuação do Cepel transcendem o Sistema Eletrobras. Incluem os ministérios de Minas e Energia ("MME") e da Ciência, Tecnologia e Inovação ("MCTI"), e entidades setoriais, como a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), o Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") e a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), além de concessionárias e fabricantes de equipamentos.

Suas atividades de P&D+I estão consolidadas em sete grandes áreas de atuação: Otimização Energética e Meio Ambiente; Redes Elétricas; Automação de Sistemas; Linhas e Estações; Tecnologia de Distribuição; Materiais, Fontes Alternativas e Eficiência Energética; e Infraestrutura Laboratorial e de Pesquisa Experimental.

Com forte apoio das Empresas Eletrobras e parceria com a academia, o CEPEL desenvolve e mantém, no estado da arte, um acervo próprio de metodologias e cadeia de modelos computacionais, essencial para a gestão do sistema eletroenergético interligado, dentro de rígidos critérios de segurança.

Como um dos mais importantes investimentos de sua história recente, o Laboratório de Ultra Alta Tensão ao Tempo ("Lab UAT Externo") encontra-se operacional desde novembro de 2016, com capacidade para realizar pesquisas experimentais, desenvolvimentos e ensaios em configurações de linhas de transmissão e equipamentos associados, até as classes de tensão de ± 1000 kV CC e 1200 kV CA, podendo assim dar suporte às empresas do Sistema ELETROBRAS, ao Setor Elétrico e fabricantes, em parceria com a academia e centros de pesquisas nacionais e internacionais, para o desenvolvimento e otimização de projetos desta nova fronteira de tensão operacional. Ao longo de 2017 foi montado um arranjo que reproduz um trecho do sistema de transmissão de Belo Monte, que permitirá a condução dos primeiros projetos experimentais sobre seu comportamento já em 2018.

Em 2017, o aporte de contribuições institucionais das Empresas Eletrobras, no atendimento de sua obrigação estatutária para suporte e desenvolvimento do Cepel, somou R$ 188 milhões. Considerando o total de participação da Eletrobras, agência de fomento e outros sócios do setor, o total de investimento foi conforme detalhamento abaixo:

Investimentos com Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação e Pesquisa Experimental	R$ (mil)		
	2017	2016	Variação
Automação de Sistemas	28.176	26.224	7,44%
Otimização Energética e Meio Ambiente	38.798	27.204	42,62%
Linhas e Estações	38.236	44.329	-13,74%
Redes Elétricas	23.560	23.655	-0,40%
Tecnologias da Distribuição	14.572	10.682	36,41%
Materiais, Eficiência Energética e Geração Complementar	26.407	22.483	17,45%
Pesquisa Experimental	53.264	54.912	-3,00%
Total	**223.014**	**209.488**	**6,46%**

Relatório da Administração

Portfólio de Projetos de P&D+I do sistema ELETROBRAS:

O Levantamento anual dos projetos de P&D+I do sistema Eletrobras, incluindo os projetos da Carteira Institucionais do Cepel, realizado em 2017 pela Secretaria Executiva da Comissão de Política Tecnológica ("CPT"), identificou 230 projetos, sendo 142 das empresas Eletrobras e 88 da Carteira Institucional. A distribuição destes projetos pelos Temas Prioritários do Plano de Ação em P&D+I 2014-2018 da CPT mostra que o tema Geração concentra o maior número de projetos (19%), seguido pelos temas Tecnologia de Equipamentos (15%) e Operação (14%).

Especificamente no que se refere à evolução tecnológica do sistema elétrico brasileiro, assistimos à rápida disseminação de fontes distribuídas e intermitentes de energia, eólica e solar, principalmente. O resultante crescimento da participação deste tipo de fontes na nossa matriz elétrica traz diferentes desafios para o modelo de planejamento da expansão, operação do sistema e no próprio domínio tecnológico dos equipamentos envolvidos. O Cepel se prepara para estes desafios investindo na evolução de ferramentas como o Newave (de forma a incorporar estas novas fontes), a homologação do DESSEM, para atendimento de evolução regulatória prevista para 2019.

No final de 2017 foi aprovado o novo Estatuto do CEPEL, cuja principal motivação foi ampliar e tornar mais claros os benefícios concedidos aos Associados do Centro, visando ampliar o quadro de associados (Associados Especiais) e dar maior transparência à utilização dos recursos aportados. Como resultado imediato e importante desta política, a Petrobras ingressou no quadro associativo do CEPEL, em uma condição especial que já prevê investimentos significativos em infraestrutura laboratorial e parcerias em projetos de pesquisa de interesse comum.

Para o ano de 2018, prevê-se uma priorização de investimentos voltados para as pesquisas em Redes Elétricas Inteligentes - concentrando-se na implantação do Laboratório de Smart Grid - e pesquisas em Geração Complementar, implementando-se infraestrutura laboratorial para possibilitar estudos relacionados ao desempenho de painéis fotovoltaicos.

6.2. Gestão da Inovação e Melhoria de Processos

O Programa de Inovação Corporativa da *Holding* é uma iniciativa implementada para aprimorar a cultura interna de inovação. Desenvolvido com o objetivo de dar voz aos colaboradores, o Programa permite o cadastro de ideias para resolver os problemas empresariais, de acordo com os temas estabelecidos a cada ciclo. Melhoria de Processos, Aumento de Receita, Redução de Material, Serviços e outros e Outras Ideias foram os temas definidos para capturar valor, a partir dos insights dos colaboradores, no ciclo 2017. Todo colaborador da empresa pode participar do processo de criação de ideias.

As ideias implementadas e com resultados são certificadas e concorrem automaticamente ao Prêmio Boas Ideias. A premiação é anual e visa reconhecer os melhores resultados. No ciclo 2017 foram cadastradas treze (13) ideias, sendo cinco (5) liberadas para implementação. Elas não foram finalizadas em 2017, mas buscam gerar soluções a baixo custo, que contribuam significativamente para o aumento da produtividade, diminuição de custos, sem obrigatoriamente necessitar de elevados investimentos iniciais.

Os projetos de melhoria enfatizam o trabalho em equipe e autodisciplina a partir da análise e reflexão de gerentes e técnicos, com o intuito de aumentar a produtividade, reduzir os desperdícios e otimizar os processos. Dentro da metodologia, os trabalhos de melhoria estão segmentados em virtude do grau de complexidade que apresentam.

Ao longo de 2017, foram realizados 16 projetos de melhoria em parceria com as áreas de negócios sobre os mais variados temas de processos, como por exemplo: SPE, Gestão de denúncias, Governança corporativa, Comercialização de energia, Contas a pagar e receber, Patrocínios e Ouvidoria.

Adicionalmente, foi realizado o terceiro ciclo do Programa de Melhoria de Processos Eletrobras – PMPE (Baixa complexidade), instituído em 2015. O PMPE tem como objetivo contribuir para a formação de uma cultura de melhoria contínua na Eletrobras, a partir do treinamento e da orientação de empregados participantes na aplicação das técnicas de melhoria de processos.

Relatório da Administração

No ano de 2017, foram submetidos cinco projetos de melhoria. Ao longo da execução dos projetos, gestores e empregados foram acompanhados por *coaches* internos buscando maximizar o desenvolvimento de competências e o alcance das metas estabelecidas para cada projeto, os quais têm previsão de conclusão em 2018.

6.3. Governança de Tecnologia de Informação

Em 2017, a Diretoria Executiva aprovou a criação da área de Gestão e Segurança da Informação vinculada à Diretoria de Conformidade (DC). A nova unidade organizacional tem a responsabilidade de coordenar as práticas de gestão e proteção de documentos e informações corporativas em níveis aceitáveis de risco. A mesma resolução também criou o Comitê de Segurança da Informação da Eletrobras, que deverá monitorar e patrocinar todas as ações necessárias para a segurança corporativa.

No mesmo ano, foi elaborada a Política de Segurança da Informação das empresas Eletrobras, que orienta estrategicamente as questões relacionadas à segurança da informação, definindo diretrizes para armazenamento, custódia, processamento, transmissão e descarte de informação no ambiente convencional ou de tecnologia das empresas Eletrobras.

Para apoiar e alinhar estrategicamente suas ações às necessidades estratégicas corporativas definidas no Plano Diretor de Negócio e Gestão (PDNG 2017-2021), a Superintendência da Tecnologia da Informação e de Telecomunicação (DJT) elaborou o Plano Diretor de Tecnologia da Informação e Telecomunicação 2017-2018 ("PDTIC"), sendo esse um importante instrumento e guia de suas principais ações estratégicas.

Com base no PDTIC citado, as ações mais relevantes ocorridas em 2017, estão separadas pelos pilares estratégicos definidos no PDNG.

A Eletrobras obteve o nível máximo de capacidade na avaliação iGovTI realizada pelo Tribunal de Contas da União (TCU) ao aprimorar os processos de governança de TIC. Considerando ainda o pilar de Governança e Conformidade, ações relacionadas à Segurança da Informação também foram implementadas:

- Elaboração do Plano de Segurança de Tecnologia da Informação e Telecomunicação 2017-2018 (PSTIC);
- Aprimoramento da segurança cibernética, tais como:
  - definição de firewall de última geração;
  - contratação de ferramenta de proteção contra perda e vazamento de dados;
  - definição do processo de tratamento de incidentes e de perfis de acesso à internet;
  - evolução do processo de inventário de equipamentos;
- Aquisições e atualizações de infraestrutura de segurança, com foco na evolução dos controles de vulnerabilidades e incidentes, visando à maior proteção das informações corporativas digitais.

Além destas ações, a Diretoria Executiva da Eletrobras aprovou, a criação da área de Gestão e Segurança da Informação (DCAS), vinculada à Diretoria de Conformidade (DC). A nova unidade organizacional tem a responsabilidade de coordenar as práticas de gestão e proteção de documentos e informações corporativas em níveis aceitáveis de risco. Foi criado o Comitê de Segurança da Informação da Eletrobras, que deverá monitorar e patrocinar todas as ações necessárias para a segurança corporativa.

Para 2018 está previsto um plano de capacitação em segurança da informação para diversos públicos, em conjunto com a Universidade do Sistema Eletrobras ("Unise") e tem como objetivo nivelar conceitos sobre o tema, promover a cultura de manter protegidas as informações corporativas, além da implantação de diversos sistemas de segurança em conjunto com a área de Tecnologia da Informação e Telecomunicações, notadamente o de prevenção de vazamento de informações, destacado acima, que deverá fortalecer os projetos de classificação da informação em diversas áreas da empresa.

Relatório da Administração

Programa de Implantação do Padrão SAP (ProERP)

Em continuidade às metas estabelecidas no PDNG 2018-2022, a implantação do ProERP, um sistema de Informação unificado que agilizará a tomada de decisão e a melhoria do processo de divulgação de informações, encontra-se em fase de testes unitários. A previsão é a de que seja implantado o *Go Live* previsto em abril de 2018 nas empresas Eletrobras, Furnas, Cepel de Eletropar.

Em 2017 foram criadas as 10 (dez) *company codes* e o SAP - Sistema integrado de gestão empresarial - de Furnas foi ajustado para ser um acelerador da instância única. Os dados destas 10 empresas serão armazenados na *holding*, que permanece como instância única. Após o primeiro Go Live, a preparação das demais empresas será iniciada para que todas elas possam ter sua base de dados disponibilizadas no sistema. Desta forma, estima-se que a governança de TI pela Eletrobras, na figura de *holding*, será muito mais eficiente.

O ProERP tem um custo de implantação total estimado em R$ 185 milhões de reais até 2021, valor superior aos R$ 130 milhões informado em outras publicações, devido à contratação de uma solução fiscal e outra para gestão de ativos imobilizados que não estavam provisonadas.

Com a implantação do ProERP, o retorno está estimado em benefícios para as empresas Eletrobras, até 2021, em vários projetos, especialmente com a implantação do "Centro de Serviços Compartilhados". Em termos de custos, os grandes destaques são:

Economia potencial de R$ 141 milhões por ano, sendo R$ 26 milhões em 2018	Aprimoramento tributário: R$ 1 bilhão	Economia com TI (Hardware e software): 44 milhões

Relatório da Administração

7. SUSTENTABILIDADE EMPRESARIAL

7.1. Desempenho Empresarial

Os Contratos de Metas de Desempenho Empresarial – CMDE, firmados pela Eletrobras e suas empresas controladas desde 2010, têm abrangência quinquenal e possibilidade de revisão anual, sendo um instrumento do processo de planejamento e gestão das empresas Eletrobras. Os indicadores e as metas anuais que compõem o painel do CMDE são definidos a partir de diretrizes estabelecidas pela Diretoria Executiva da Eletrobras – DEE e pelo Conselho de Administração da Eletrobras – CAE, em conformidade com os resultados e objetivos estratégicos a serem alcançados.

A Eletrobras utiliza índices ambientais e sociais pactuados no Contrato de Metas e Desempenho Empresarial (CMDE) para análise dos resultados e seus impactos na sustentabilidade da companhia. O CMDE contém indicadores corporativos nas dimensões econômico-financeira, operacional, social e ambiental. Ao final de cada exercício é apurado, para cada empresa, o Índice Ponderado de Cumprimento de Metas – IPCM, que indica o grau de adimplência global às metas estabelecidas para o período.

Também monitoramos os projetos estabelecidos no Plano Diretor de Negócios e Gestão da Eletrobras – PDNG, indicando o avanço das atividades definidas nos cronogramas e as pendências que sinalizam riscos para o sucesso desses projetos. Nesse contexto, estão incluídos todos os projetos em andamento, corporativos ou em parcerias por meio de Sociedades de Propósito Específico – SPE, relacionados à expansão dos segmentos de geração, transmissão e distribuição.

Cabe ao Escritório de Gestão de Projetos Corporativo da Eletrobras – EGP Corporativo monitorar, analisar e informar à alta administração o andamento dos projetos e programas relevantes das empresas Eletrobras, por meio de ferramentas integradas de gestão.

7.2. Responsabilidade Social

O compromisso social da Eletrobras com todos os seus públicos de interesse é determinante para a sustentabilidade e a evolução de seus negócios. Para isso, buscamos atuar nos mercados de energia de forma integrada, rentável e sustentável e apoiamos projetos que sejam relevantes para o desenvolvimento da sociedade brasileira em diversos segmentos.

Em 2017, por meio do Comitê de Gênero, Raça e Diversidade, a Eletrobras deu continuidade à execução do seu plano de ação proposto para a 6ª edição do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça, da Secretaria Nacional de Políticas para as Mulheres (“SNPM”), vinculada a Secretaria de Governo da Presidência da República. Dentre as ações, que objetivam contribuir para a eliminação das discriminações e desigualdades no ambiente de trabalho, teve como destaque em 2017 a ampliação da licença paternidade de 5 para 20 dias, como decorrência de sua adesão ao Programa Empresa Cidadã do Governo Federal.

A Eletrobras manteve assento no Comitê Permanente para Questões de Gênero do Ministério de Minas e Energia e Entidades Vinculadas e, em 2017, atuou na coordenação colegiada desse comitê como representante das empresas do setor elétrico.

Tendo aderido ao Pacto Global e Metas do Milênio, a Empresa comprometeu-se com princípios básicos de defesa dos direitos humanos, direitos do trabalho, proteção do meio ambiente e combate à corrupção. Desde 2014, a empresa aderiu a Declaração de Compromisso Corporativo no Enfrentamento da Violência Sexual Contra Crianças e Adolescentes, cujos compromissos são ampliar a pauta de responsabilidade social, desenvolver de forma sistemática ações concretas e efetivas de sensibilização de seu público interno e de sua cadeia produtiva sobre o tema. Ao assumir estes compromissos a Empresa manifesta o seu comprometimento com o desenvolvimento sustentável.

Em atendimento ao decreto 5.940/2006 e à Política Nacional de Resíduos Sólidos, instituída pela lei 12.305/2010, a Eletrobras realiza a coleta seletiva solidária na empresa, destinando os resíduos

Relatório da Administração

recicláveis gerados e separados nos escritórios do Rio de Janeiro às cinco associações e cooperativas de catadores habilitadas por edital. Em 2017, foram doadas mais de 31 toneladas de materiais recicláveis. Publicado em 2016, o edital habilitou cinco instituições que atenderão a Eletrobras até janeiro de 2019.

A Comissão da Coleta Seletiva Solidária deu continuidade à elaboração do Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos da Eletrobras, proposta acolhida pelo Sistema de Gestão de Ideias da empresa, que está previsto para ser concluído e implantado em 2018.

Em 2017, a Eletrobras participou da retomada do Comitê Interministerial para a Inclusão Social e Econômica dos Catadores de Materiais Recicláveis e Reutilizáveis – CIISC, que tem a finalidade de apoiar ações de inclusão, articular políticas setoriais, acompanhar a implantação de ações voltadas a catadores, estimular a participação do setor privado em ações de inclusão social e econômica desse público, dentre outras. Participam do Comitê representantes da Administração Pública Direta e Indireta, incluindo Eletrobras e Itaipu, bem como representações dos movimentos de catadores.

Com o objetivo de incentivar e apoiar os colaboradores da empresa para o exercício da cidadania, em 2017, o Programa Eletrobras de Voluntariado realizou 41 ações que mobilizaram voluntários e colaboradores em benefício de mais de 1500 pessoas em comunidades do entorno da empresa com o investimento total de R$ 68.934,97.

Em consonância com a Política de Responsabilidade Social das Empresas Eletrobras e em decorrência dos compromissos assumidos no processo de licenciamento da usina hidrelétrica de Belo Monte, deu-se continuidade aos projetos com as comunidades Kayapó do médio Xingu, no sul do Pará. Os principais resultados dessas experiências são: o fortalecimento institucional das entidades que representam os Kayapó e executam os projetos; a fiscalização e a proteção das terras indígenas; o fomento a atividades econômicas sustentáveis; a valorização cultural da etnia, com, por exemplo, o apoio à produção e comercialização do artesanato. Os projetos são financiados pela Norte Energia, mas o acompanhamento e a gestão do relacionamento são realizados pela Eletrobras.

Os resultados desses projetos representam um impacto positivo para os interesses estratégicos da Eletrobras na preservação ambiental e no bom relacionamento com essas comunidades indígenas da região do rio Xingu. Afinal, enquanto a bacia do Xingu se encontra apenas 50% preservada, as terras indígenas Kayapó, situadas no coração daquela bacia, estão 93% preservadas, contribuindo para a conservação dos recursos hídricos que alimentarão a usina hidrelétrica de Belo Monte.

Abaixo, encontram-se os convênios de responsabilidade social celebrados pela Eletrobras holding, em 2017.

TERMO DE COOPERAÇÃO	Projeto Social	Localidade	Linha de atuação	Beneficiados	Valor repassado (R$)
*TC-DS-C-0095/2013	Projeto de apoio e assistência aos Kayapó do Oeste	Terras indígenas Baú e Menkgragnoti / PA	Geração de Trabalho e Renda e desenvolvimento territorial	1.500	4.500.000,00*
*TC-DS-C-0313/2015	Plano de Apoio a Autonomia dos Kayapó do Leste	Terras indígenas Badjônkôre, Kayapó e Las Casas, sul do Pará	Atividades econômicas sustentáveis, gestão territorial e ambiental, fortalecimento Institucional, fortalecimento cultural	4.500	5.255.520,00*
Total				**6.000**	**9.755.520**

* os projetos em referência são realizados em parcerias firmadas por meio de Termo de Compromisso entre a Eletrobras, Norte Energia, as instituições que representam os índios Kayapó e a Funai, sendo de responsabilidade da Norte Energia o aporte de recursos financeiros e, da Eletrobras a supervisão e acompanhamento da execução dos projetos.

Em relação aos seus patrocínios, o trabalho conjunto das empresas Eletrobras promoveu a atualização da Política de Patrocínios das Empresas Eletrobras, instrumento de regramento das ações comuns das companhias. Em 2017 houve também a publicação, por parte da Eletrobras holding, da Norma de

Relatório da Administração

Patrocínios da Eletrobras que permitiu o estabelecimento de diretrizes para a seleção, avaliação técnica e regramentos gerais para a celebração de contratos de patrocínio. A Norma de Patrocínios é aplicável às áreas da Eletrobras envolvidas na seleção, celebração, gestão e fiscalização de contratos de patrocínio.

Na Eletrobras holding, a seleção dos projetos e a alocação dos recursos consideram a aderência aos princípios e diretrizes constantes na Política de Patrocínios das Empresas Eletrobras e na Norma de Patrocínios da Eletrobras. A avaliação do mérito e da adequação financeira de um projeto igualmente levam em conta a relação custo-benefício e o resultado alcançado por um patrocínio, com base na Metodologia de Avaliação de Patrocínios utilizada na empresa.

A seguir, encontra-se a relação dos patrocínios (culturais e não incentivados) contratados no ano de 2017:

Projetos Culturais Incentivados Contratados em 2017				
Contrato	**Tipo de Projeto**	**Nome do Projeto**	**Beneficiário (a)**	**Valor Contratado (R$) ***
0005/2017	Escolha direta	Apresentação dos Bois Garantido e Caprichoso em Parintins 2017	Maná produções, comunicação e eventos LTDA	350.000,00
0008/2017	Escolha direta	Temporada 2017 de Concertos e Óperas de Câmara em Concerto – Theatro Municipal do Rio de Janeiro	Associação dos Amigos do Teatro Municipal do RJ	400.000,00
0010/2017	Escolha direta	Gudin, Mario, Bulhões Pedreira – Trilogia de 100 Anos da Integração da Economia brasileira	Insight Engenharia De Comunicação & Marketing Ltda	40.000,00
0018/2017	Escolha direta	Festa Nacional da Musica 2017	VF Promoções e Publicidade Ltda	150.000,00
0027/2017	Escolha direta	Anthropoceno	Storm Comunicação e Tecnologia Ltda	80.000,00
Total dos projetos incentivados contratados em 2017				**1.020.000,00**

Projetos Não Incentivados Contratados em 2017				
Contrato	**Tipo de Projeto**	**Nome do Projeto**	**Beneficiário (a)**	**Valor Contratado (R$)**
0001/2017	Edital de Eventos 2016	Solarinvest – 8º Congresso Para o Desenvolvimento Da Energia Solar No Brasil	Córtex Americas Organização de Feiras e Eventos Ltda	30.000,00
0002/2017	Escolha direta	Energia Renovável e Inovações Interconectadas: Mercados Sustentáveis do Século XXI	Viva Comunicação e Promoção Ltda ME	50.000,00
0003/2017	Escolha direta	Questões Climáticas e os Impactos nos Negócios de Energia	Fundação Getúlio Vargas – FGV	29.000,00
0004/2017	Escolha direta	XXIX Fórum Nacional	Instituto Nacional de Altos Estudos – INAE	50.000,00
0006/2017	Edital de Eventos 2017	Brasil Solar Power – Conferência E Exposição	Canal Energia Internet Ltda	30.000,00
0007/2017	Edital de Eventos 2017	7º Seminário Nacional De Auditoria Interna Das Empresas Do Setor Elétrico - 7º Audite	Fundação Comitê de Gestão Empresarial - Fundação COGE	36.000,00
0009/2017	Edital de Eventos 2017	Seminário Internacional de Políticas, Incentivos, Tecnologia e Regulação de Redes Inteligentes	Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Cigré-Brasil	50.000,00
0011/2017	Edital de Eventos 2017	Sustentar - 10º Fórum Internacional pelo Desenvolvimento Sustentável	Instituto Sustentar de Responsabilidade Socioambiental	50.000,00
0012/2017	Edital de Eventos 2017	Brazil Windpower 2017 - Conference and Exhibition	Canal Energia Internet Ltda	40.000,00
0013/2017	Edital de Eventos 2017	COBEE 14º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética e ExpoEficiência	Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia – ABESCO	80.000,00
0014/2017	Edital de Eventos 2017	XXIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e	Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão	150.000,00

Relatório da Administração

		Transmissão de Energia Elétrica	de Energia Elétrica – Cigré-Brasil	
0015/2017	Edital de Eventos 2017	2º Encontro Energia & Cenários	Córtex Americas Organização de Feiras e Eventos Ltda	20.000,00
0016/2017	Edital de Eventos 2017	8º LASE - Congresso de Licenciamento e Gestão Socioambiental para o Setor Elétrico	Córtex Américas O.F. Eventos Ltda	35.000,00
0017/2017	Edital de Eventos 2017	6º Energy Risk Management Conference – ERM 2017	Córtex Américas O.F. Eventos Ltda	25.000,00
0019/2017	Edital de Eventos 2017	10th Seminar on Power Electronics and Control - SEPOC 2017	Associação Grupo de Eletrônica de potência e Controle (AGEPOC)	40.000,00
0020/2017	Edital de Eventos 2017	XXII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos	Associação Brasileira de Recursos Hídricos – ABRHidricos	50.000,00
0021/2017	Edital de Eventos 2017	Seminário sobre Inovação e Tecnologia	Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais - APIMEC RIO	15.000,00
0023/2017	Edital de Eventos 2017	XIX SEPEF - Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro das Empresas do Setor Energético	Fundação Comitê de Gestão Empresarial - Fundação COGE	29.000,00
0024/2017	Edital de Eventos 2017	XVII Congresso Brasileiro de Energia	Fundação Coordenação de Projetos, Pesquisas e Estudos Tecnológicos (COPPETEC)	50.000,00
Total dos projetos não incentivados contratados em 2017				**R$ 859.000,00**

O quadro a seguir apresenta, para o exercício de 2017, os principais dispêndios da Eletrobras holding, nas diversas categorias de projetos e ações sociais:

Indicadores Sociais Externos: Valores Repassados em 2017		Holding (R$)	
		2017	2016
1	Projetos e Ações Sociais		
1.1	Educação	-	-
1.2	Saúde e Segurança Alimentar	-	-
1.3	Infraestrutura	-	-
1.4	Geração de Trabalho e Renda	-	-
1.5	Garantia dos Direitos da Criança e do Adolescente	-	-
1.6	Meio Ambiente	-	-
1.7	Cultura	-	-
1.8	Esporte e Lazer	-	-
1.9	Promoção da cidadania	-	-
1.10	Desenvolvimento Territorial e Comunidades Tradicionais (Decreto 6.040/07)	-	-
Subtotal Categoria Projetos e Ações Sociais		**-**	**-**
2	Doações de Recursos Financeiros		
2.1	Doação ao Programa Nacional de Apoio à Saúde da Pessoa com	-	-
2.2	Doação ao Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica (PRONON)		
2.3	Doação ao Fundo para a Infância e Adolescência	-	-
2.4	Doação para situação emergencial ou de calamidade pública	-	-
2.5	Doação filantrópica	-	-
2.6	Doação para o Fundo do idoso(Lei 12.213/2010)	-	-
3	Doação de bens e serviços	-	-
4	Doações de bens inservíveis para a empresa	-	-
Subtotal Doações		**-**	**-**
5.1	Investimento na mobilização de voluntários	1.143,20	-
5.2	Investimentos no apoio a atividades do voluntariado	45.231,60	-
5.3	Tempo do empregado investido no voluntariado	22.560,17	12.837,77
Subtotal Voluntariado		68.934,97	12.837,77

Relatório da Administração

6.1	Patrocínios Esportivos Não incentivados	-	-
6.2	Patrocínios Esportivos Incentivados (Lei de Incentivo ao Esporte)	-	191.000,00
Subtotal Patrocínios Esportivos		-	191.000,00
7.1	Patrocínios Culturais Incentivados (Lei Rouanet/Lei do Audiovisual)	1.105.500,00	1.085.350,00
7.2	Patrocínios Institucionais (Não Incentivados)	693.702,00	1.021.688,00
Subtotal Patrocínios Incentivados e Não Incentivados		**1.799.202,00**	**2.107.038,00**
Total de investimentos		**1.868.136,97**	**2.310.875,77**

A tabela a seguir informa valores despendidos, em 2017, com **Publicidade Institucional da Eletrobras, Comunicação Institucional, incluindo Comunicação Interna, e ações do "Projeto Energia +"**. Está apresentado também o valor total das ações de Publicidade Legal executadas pela Eletrobras, decorrentes de obrigações exigidas por lei, como, por exemplo, a publicação das demonstrações financeiras da empresa.

Produto	2017 (em R$)	2016 (em R$)
Publicidade Institucional Eletrobras	-	1.097.729,98*
Publicidade Oficial (Legal)	5.996.200,92	5.582.804,38
(Comunicação Institucional – incluindo Comunicação interna)	-	-
Total	5.996.200,92	6.680.534,36

*Inclui as despesas de Publicidade Institucional referentes ao "Projeto Energia +".

7.3. Gestão Ambiental

Por meio do nosso sistema de gestão ambiental, realizamos o monitoramento de todas as nossas ações relacionadas ao meio ambiente. Ele se baseia em três elementos principais: Política Ambiental, o Comitê de Meio Ambiente ("SCMA") e o Sistema de Indicadores de Gestão da Sustentabilidade Empresarial ("Sistema IGS"). A coordenação e desenvolvimento desses elementos é atribuição da área de Meio Ambiente da Eletrobras Holding que também presta suporte técnico e institucional às atividades-fim desenvolvidas pela empresa, além de manter a Política Ambiental das empresas Eletrobras aderente às melhores práticas empresarias. As atividades da área ambiental estão alinhadas aos objetivos estratégicos e às metas corporativas, conforme PDNG 2018-2022.

A Política Ambiental das Empresas Eletrobras, tem o objetivo de orientar o tratamento das questões socioambientais associadas aos nossos empreendimentos de energia elétrica. O documento, disponível em nosso site, reforça o nosso compromisso com o respeito ao meio ambiente e com o desenvolvimento sustentável do país.

O Comitê de Meio Ambiente da Eletrobras ("SCMA"), composto por líderes das áreas de meio ambiente das empresas Eletrobras e especialistas são organizados em treze grupos de trabalho temáticos e uma comissão temporária incumbida da proposição de diretrizes para o relacionamento das empresas Eletrobras com povos indígenas.

Em 2017, o Comitê de Meio Ambiente das Empresas Eletrobras realizou o primeiro *workshop* "Biodiversidade e Serviços Ecossistêmicos na Gestão Empresarial" que teve como tema central a relação entre o negócio de grandes empresas e a biodiversidade e os serviços ecossistêmicos, temas de vital importância para a utilização racional dos recursos naturais. O conhecimento do estado da arte sobre esta relação e a melhor forma de gestão dentro das empresas foi um dos objetivos do evento, através da troca de experiência sobre projetos que têm tido êxito na proteção dos ecossistemas e dos serviços fundamentais que eles prestam à sociedade.

Relatório da Administração

Já o Sistema IGS compila informações sobre o desempenho das empresas em temas como energia, água, biodiversidade, resíduos, conformidade legal e outros, que devem ser aderente aos princípios e diretrizes da Política Ambiental das empresas Eletrobras. Os protocolos das variáveis são permanentemente discutidos e atualizados no âmbito dos grupos de trabalho do SCMA. Além do IGS, as empresas Eletrobras mantiveram em 2017 suas certificações pela ISO 14.001 nas seguintes operações: UHE Tucuruí, UHE Samuel, UHE Coaracy Nunes e linhas de transmissão associadas em 138kv, circuitos I e II e subestações Central e Santana, da Eletrobras Eletronorte, e as Subestações Foz do Iguaçu e Ibiúnas da Eletrobras Furnas. A Eletrobras Chesf possui certificação ISO 14.001 do serviço de manutenção de subestações de Paulo Afonso. Nas usinas termelétricas da Eletrobras Furnas e na Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAAA, da Eletrobras Eletronuclear, localizadas no Estado do Rio de Janeiro, foram realizadas auditorias externas para atendimento à Lei estadual nº 1.898/91.

Em 2017, a Eletrobras aderiu ao "Posicionamento sobre mecanismos de precificação de carbono", documento lançado em 2016 pela Iniciativa Empresarial em Clima, e assinou a Carta Aberta "Setor Privado Apoia a Precificação de Carbono no Brasil. A carta de apoio do setor privado à precificação", elaborada pela Iniciativa Empresarial em Clima com apoio da Carbon Pricing Leadership Coalition (CPLC), iniciativa do Banco Mundial.

No âmbito do SCMA, em 2017, o grupo de trabalho "Estratégia Climática" deu continuidade ao estudo para estimar as emissões e remoções decorrentes de atividades das empresas Eletrobras que provocam mudanças no uso do solo e ao estudo sobre adaptação às mudanças climáticas. O grupo de trabalho "Recursos Aquáticos e Biodiversidade" finalizou a etapa de identificação de impactos e dependências do estudo sobre riscos e oportunidades relacionados à biodiversidade e serviços ecossistêmicos.

As empresas Eletrobras desenvolvem ações de recuperação e proteção da biodiversidade em concordância com os princípios e diretrizes da Política Ambiental da Eletrobras. Visando explorar racionalmente os recursos energéticos, mantendo o equilíbrio com o meio ambiente, os aspectos de engenharia e os aspectos socioambientais são considerados em todas as fases dos empreendimentos, sempre atendendo aos princípios da sustentabilidade. Preconiza-se a manutenção de um processo sistemático e contínuo de melhoria nas práticas de gestão, pautado na conformidade com as políticas públicas e com os acordos internacionais dos quais o Brasil é signatário.

As empresas Eletrobras realizaram em 2017 um total de R$ 26,4 milhões de investimentos em ações de preservação e conservação ambiental.

Relacionamento com os *Stakeholders*

Com relação aos impactos ambientais sobre as comunidades locais, a Política Ambiental das empresas Eletrobras possui diretrizes para o remanejamento de populações atingidas por empreendimentos hidrelétricos. As empresas Eletrobras procuram desenvolver projetos com menor impacto sobre as comunidades locais, procurando diminuir o contingente de população a ser deslocado fisicamente. Os estudos realizados identificam a população atingida por meio da aplicação de cadastros socioeconômicos (Lei n.º 7.342/10 e Portaria Interministerial nº 340/12) e imobiliários, realizam ações de interação e comunicação social, sobretudo nas etapas de identificação de impactos socioambientais e de proposição de medidas socioambientais.

Relatório da Administração

Para tanto, a estratégia de alinhar práticas para garantir atuação sustentável baseia-se em três principais projetos:

- ✓ Promover estudo para avaliar o impacto das mudanças climáticas nas operações e resultados das empresas Eletrobras.
- ✓ Implantar painel de indicadores para medir desempenho socioambiental.
- ✓ Implementar iniciativas de uso eficiente de recursos (energia, combustível, água, etc.).

As diretrizes para remanejamento de populações atingidas por empreendimentos hidrelétricos das empresas Eletrobras preconizam que as informações sobre os projetos, seus impactos, medidas de compensação e reparação, critérios de avaliação, formas de indenização e direitos da população atingida devem ser disponibilizados de forma permanente e transparente, em linguagem e canais dedicados ao projeto, sendo adequados e acessíveis aos envolvidos. As empresas Eletrobras devem promover um amplo processo de interação com os grupos sociais envolvidos com base nos princípios do diálogo, da participação social e da transparência e a participação das diversas instâncias de representação – formais ou informais – indicadas pela própria população.

No âmbito do Comitê de Meio Ambiente das empresas Eletrobras, o grupo de trabalho Educação Ambiental realizou diálogos presenciais sobre a metodologia de Educação Ambiental para o Licenciamento Ambiental nas empresas. Como parte do processo de elaboração das diretrizes para relacionamento com as comunidades indígenas, a Comissão de Comunidades Indígenas elaborou artigo reunindo as boas práticas das empresas Eletrobras com povos indígenas.

Como exemplo de melhores práticas, podemos citar:

- ✓ as ações vinculadas ao empreendimento Interligação Elétrica Brasil-Uruguai, onde foram desenvolvidas ações de desenvolvimento sustentável com as comunidades, viabilizando projetos de melhoria social e ambiental.
- ✓ os trabalhos de indenização fundiária e assentamentos afetados pelos empreendimentos de transmissão, onde o processo indenizatório precede de uma completa e justa avaliação, resultando em baixos níveis de ajuizamentos.
- ✓ relevante trabalho das empresas Eletrobras junto às populações indígenas e quilombolas.

Em consonância com o alinhamento estratégico, a dimensão ambiental deixou de ser apenas operacional, onde buscava somente a melhoria do desempenho e atendimento à legislação, sendo hoje considerada estratégica para sucesso dos seus negócios de geração, transmissão e distribuição de energia, como um dos pilares da sustentabilidade. Tal compromisso está evidenciado na sua Política Ambiental vigente.

7.4. Gestão da Marca, Reputação e Imagem

Como em anos anteriores, em 2017, a Eletrobras foi eleita a empresa de maior prestígio do setor de energia pelo prêmio "MarCo", da revista Época Negócios, no qual figura como líder desde 2009. O referido ranking é consolidado a partir de avaliações de consumidores de diferentes idades, regiões e classes de renda, considerando nove atributos: qualidade, compromisso social/ambiental, propósito, confiança, tradição, inovação, popularidade, admiração e reconhecimento na mídia.

No nosso portfólio marcário, há em vigência um total de 85 registros de marca no Instituto Nacional de Propriedade Intelectual (INPI), sendo 12 registros referentes à logomarca antiga, 16 referentes à logomarca nova, e 8 referentes à marca nominativa. Outros 49 registros de marca estão associados ao Procel. Todo o portfólio marcário encontra-se concedido, sendo que, ao longo do ano de 2017, 19 registros de marca tiveram sua vigência prorrogada por 10 anos.

O processo de alto renome da marca Eletrobras, proposto ao INPI em 2013, está em fase final e devemos receber, em 2018, o resultado da avaliação das exigências.

Relatório da Administração

Prêmios e Reconhecimentos

Em linha com o pilar de Governança e Conformidade do PDNG 2018-2022, a Eletrobras busca a implantação de ações para listagem em índices e obtenção de selos de governança corporativa.

Em 2017, a companhia obteve a certificação do Indicador de Governança - IG-SEST Nível 1 (nível de excelência). Este foi o primeiro ano do indicador, desenvolvido pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) para trazer mais efetividade e transparência no acompanhamento das boas práticas de governança pelas empresas estatais federais de controle direto.

Além disso, fizemos o pedido de certificação junto à B3 - Bolsa, Bolsa Balcão ("B3") para sua adesão ao Programa Destaque em Governança de Estatais ("Programa"), o qual foi conquistado em março de 2018. A iniciativa de adesão ao Programa Destaque em Governança de Estatais da B3 reafirma o compromisso da Eletrobras com a contínua melhoria de sua governança, bem como seu alinhamento às melhores práticas do mercado.

Também conquistamos em 2017, pela primeira vez, o nível máximo (aprimorado) na avaliação do índice de governança de TI (iGovTI), concedido pelo Tribunal de Contas da União (TCU), obtido por apenas 12% das 368 organizações da administração pública federal avaliadas. Entre as empresas de energia, a Eletrobras passou de 8ª colocada no ciclo anterior para a 3ª posição.

Na categoria Gestão Corporativa, o presidente da Eletrobras, Wilson Ferreira Junior, foi eleito na premiação dos 100 Mais Influentes da Energia. O evento, realizado pela revista "*Full Energy*" e pelo Grupo Mídia, reuniu as personalidades que mais se destacaram em diferentes elos da cadeia energética brasileira em 2017.

Wilson Ferreira Junior também representou a Eletrobras no *World Company Award* 2017, evento que integrou o Fórum Econômico Brasil-Portugal e homenageou destaques no fortalecimento das relações empresariais, econômicas e sociais entre os dois países. O presidente da Eletrobras recebeu o Diploma de Honra ao Mérito Empresarial – Empresa Pública.

7.5. Gestão de Pessoas

Quadro Funcional

Em 2017, o total de empregados das Empresas Eletrobras (incluindo a margem brasileira de Itaipu) foi de 22.920 colaboradores em seu quadro efetivo (vide observação). Em comparação aos 24.539 empregados no ano de 2016, houve redução de 6,6%. Esta redução deve-se, principalmente, ao PAE (Plano de Aposentadoria Extraordinária), a outros planos de desligamento e à redução nas admissões.

Empresa	Região Norte		Região Nordeste		Região Centro-Oeste		Região Sudeste		Região Sul		Total
	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	
Eletrobras	0	0	0	0	16	6	515	279	0	0	**816**
Cepel	0	0	0	0	0	0	279	93	0	0	**372**
CGTEE	0	0	0	0	0	0	0	0	332	73	**405**
Chesf	0	0	3.310	811	0	1	0	0	0	0	**4.122**
Eletronorte	1.124	155	299	37	845	346	31	2	0	0	**2.839**
Eletronuclear	0	0	0	0	0	0	1.436	344	0	0	**1.780**
Eletropar	0	0	0	0	0	0	1	3	0	0	**4**
Eletrosul	0	0	0	0	41	3	0	0	990	195	**1.229**
Furnas	7	0	0	0	340	45	2.181	513	98	4	**3.188**
Eletroacre	240	52	0	0	2	0	0	0	0	0	**294**
ED. Alagoas	0	0	1.050	133	0	0	0	0	0	0	**1.183**

Relatório da Administração

Amazonas GT	389	71	0	0	0	0	0	0	0	0	**460**
Amazonas Energia	1.426	275	0	0	3	1	0	0	0	0	**1.705**
Cepisa	0	0	1.767	280	0	0	2	0	0	0	**2.049**
Ceron	573	144	0	0	0	0	0	0	0	0	**717**
Boa Vista Energia	308	88	0	0	1	0	2	1	0	0	**400**
Total Eletrobras sem Itaipu	**4.067**	**785**	**6.426**	**1.261**	**1.248**	**402**	**4.447**	**1.235**	**1.420**	**272**	**21.563**
Itaipu (margem brasileira)	0	0	0	0	0	0	0	0	1.091	266	**1.357**

*Obs.: Este quantitativo é referente ao **quadro efetivo** das Empresas Eletrobras, e contempla os colaboradores que estão nas empresas. O quadro efetivo é composto pelos seguintes vínculos: **empregados próprios na empresa, cargos comissionados (Art. 37), requisitados e anistiados na empresa**. Não estão incluídos os empregados cedidos. Itaipu é mostrada em separado por não ser empresa consolidada.

Também no ano de 2017, houve 441 admissões de empregados concursados (incluindo Itaipu Binacional) e 18 empregados retornaram às empresas por anistia (Lei 8.878/94) ou decisão judicial. Em comparação com o ano de 2016, houve notável redução de 67 % nas admissões das empresas do sistema. O destaque para a considerável redução na admissão e redução do número de empregados foi impactada pela realização, em 2017, do Plano de Aposentadoria Extraordinário realizado nas empregas de geração e transmissão e pelo qual foram desligados 1969 empregados.

Empresas	Concursado – Empregados próprios	Anistiado/ Reintegrado
Eletrobras	0	3
Cepel	0	1
CGTEE	0	2
Chesf	7	0
Eletronorte	1	0
Eletronuclear	4	0
Eletrosul	3	5
Furnas	20	1
Amazonas GT	0	0
Eletroacre	48	1
Ceal	94	1
Amazonas Energia	1	1
Cepisa	161	3
Ceron	26	0
Boa Vista Energia	0	0
Total Empresas Eletrobras	**365**	**18**
Itaipu	76	0

Na separação por segmento, nossos colaboradores são distribuídos conforme abaixo:

Empregados por Segmento de Negócio (quadro efetivo)	
Administrativo	1.192
Geração e Transmissão	14.023
Distribuição	6.348
Total	**21.563**
Itaipu	1.357

Em relação ao quantitativo de Mão de Obra Contratada ("MOC"), houve aumento no montante total basicamente devido à Amazonas Energia, pois a forma de levantamento e controle destes dados era baseada nas unidades de prestação de serviço. Desta forma, o controle era muito precário. Após consenso, o levantamento dos mesmos tem sido feito de forma habitual.

Empresa	Total

Relatório da Administração

Eletrobras	0
Cepel	0
CGTEE	0
Chesf	0
Eletronorte	0
Eletronuclear	0
Eletropar	0
Eletrosul	0
Furnas	1.063
Eletroacre	402
Ceal	371
Amazonas GT	15
Amazonas Energia	2.004
Cepisa	972
Ceron	1.216
Boa Vista Energia	170
MOC - Mão de Obra Contratada	**6.213**
Itaipu	0

Serviços como limpeza, segurança, motorista, dentre outros, excetuando-se obras, estão abaixo descritos como **Prestadores de Serviços**:

Empresa	Prestadores de Serviço	Prestadores de Serviço
	Atividade Meio 2017	Atividade Meio 2016
Eletrobras	426	555
Cepel	212	237
CGTEE	239	243
Chesf	2.001	2.103
Eletronorte	1.366	1.821
Eletronuclear	1.557	1.676
Eletropar	0	6
Eletrosul	452	396
Furnas	2.47	2.612
Eletroacre	60	56
Ceal	164	443
Amazonas Energia	823	823
Amazonas GT	271	164
Cepisa	213	208
Ceron	389	435
Boa Vista Energia	243	105
Total	**10.886**	**11.883**
Itaipu	561	765

Rotatividade

Desconsiderando os planos de desligamento, o *turnover* nas Empresas Eletrobras foi de 1,33% (excetuando-se Itaipu).

Turnover sem Planos de Desligamento e com Anistiados/Reintegrados

Empresas	2017	2016	2015
Eletrobras	0,60%	0,70%	1,10%

Relatório da Administração

Cepel	0,60%	1,90%	6,10%
CGTEE	2,30%	0,60%	0,70%
Chesf	0,30%	0,60%	0,40%
Eletronorte	0,30%	0,40%	0,30%
Eletronuclear	0,30%	1,30%	0,60%
Eletrosul	0,60%	2,20%	1,20%
Furnas	0,70%	4,20%	0,80%
Amazonas GT (*)	0,50%	0,20%	-
Eletroacre	9,30%	1,80%	1,40%
Ceal	5,10%	3,40%	4,80%
Amazonas Energia	0,60%	0,40%	3,50%
Cepisa	5,10%	18,00%	6,60%
Ceron	2,00%	2,40%	0,40%
Boa Vista Energia	0,60%	9,80%	1,50%
Total Empresas Eletrobras	**1,33%**	**3,04%**	**1,55%**
Itaipu	3,30%	7,40%	3,50%

(*) Em 2015 os dados de Amazonas GT foram informados junto com ED. Amazonas
(**) A diferença de *turnover* nos relatórios passados deve-se à separação de Itaipu das demais empresas dos sistema.

Plano de Aposentadoria Extraordinário ("PAE")

Em novembro de 2016, havia sido aprovado pelo CAE o PDNG, que à época, contemplava o período de 2017-2021. Em seu conjunto, o plano teve por objetivo fazer os ajustes necessários para que a empresa superasse alguns problemas estruturais atuais e pudesse retomar seu ritmo de crescimento, focalizando a governança, conformidade, disciplina financeira e excelência operacional. Nesse sentido, ao longo de 2017, houve a realização de um Plano de Aposentadoria Extraordinária (PAE) para que adequássemos a quantidade de empregados da Eletrobras de acordo com nossas necessidades.

O plano, que foi implantado simultaneamente na Holding e nas empresas Eletrobras CGTEE, Cepel, Chesf, Eletronuclear, Eletronorte, Eletropar, Eletrosul e Furnas, é uma das iniciativas que estão previstas no PDNG. As condições foram aprovadas previamente pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais ("SEST") e o total de elegíveis foram 4.607 empregados com idade igual ou superior a 55 anos e com pelo menos dez anos de vínculo empregatício com a empresa, no momento do desligamento.

A seguir, a tabela demonstra o impacto, sobretudo financeiro, para as empresas do sistema com a realização do PAE:

Empresas Eletrobras	Inscritos no PAE	Desligados no PAE	Custo do PAE (R$)	Economia em 2017 (R$)	Economia anual estimada a partir de 2018 (R$)
Cepel	34	33	8.629.350,26	881.168,56	12.480.337,80
CGTEE	136	127	24.937.529,37	4.805.954,68	26.697.660,12
Chesf	470	464	117.723.682,33	21.586.180,41	134.091.877,92
Eletronorte	248	245	103.678.366,80	17.739.970,18	174.510.803,64
Eletronuclear	194	185	52.100.874,02	4.173.393,42	67.050.894,60
Eletrosul	198	190	45.757.649,89	3.807.027,24	67.430.089,80
Furnas	628	628	179.360.906,15	25.594.210,80	316.207.089,36
Eletrobras	100	97	30.354.264,64	4.973.668,38	44.022.554,99
Consolidado	**2008**	**1.969**	**562.542.623,46**	**83.561.573,67**	**842.761.308,23**

(*) Custo do PAE = custo das indenizações pagas aos empregados desligados. Não considera dados do PDVE da CGTEE.
(**) A diferença entre a quantidade de inscritos e a quantidade de desligados no PAE se deve a casos de empregados em licença médica ou que não conseguiram comprovar a aposentadoria em tempo hábil.

Plano de Demissão Voluntário Extraordinário ("PDVE")

Relatório da Administração

Em de 2017, a subsidiária CGTEE passou pelo processo de encerramento das atividades das fases A e B da usina de Candiota, permanecendo em operação somente a fase C. Nesse sentido, considerando as diretrizes do PDNG 2017-2021 vigente à época e visando a redução de custos para buscar a excelência operacional, foi lançado em maio de 2017, o Plano de Demissão Voluntário Extraordinário ("PDVE") que é destinado especificamente aos empregados da referida subsidiária. A adesão foi voluntária e ocorreu entre junho de 2017 e janeiro de 2018.

A tabela abaixo consolida os resultados do PAE e do PDVE:

Plano de Aposentadoria	Desligamentos	Economia 2017 (R$)	Economia anual estimada a partir de 2018 (R$)
PAE	1.969	R$ 83.561.573,67	R$ 842.761.308,23
PDVE	86	R$ 1.659.279,63	R$ 12.504.849,48
Total	**2.055**	**R$ 85.220.853,30**	**R$ 855.266.157,71**

Considerando a realização do PAE, o *turnover* das empresas Eletrobras se configurou como abaixo:

Turnover com Programas de Desligamento (PAE e outros)

Empresas	2017
Eletrobras	6,00%
Cepel	4,90%
CGTEE (*)	23,10%
Chesf	5,80%
Eletronorte	4,20%
Eletronuclear	5,50%
Eletrosul	7,00%
Furnas	10,60%
Amazonas GT	0,50%
Eletroacre	9,30%
Ceal	5,10%
Amazonas Energia	0,60%
Cepisa	5,10%
Ceron	2,00%
Boa Vista Energia	0,60%
Total Empresas Eletrobras	**5,85%**
Itaipu (**)	5,80%

(*) CGTEE – Foram considerados os desligamentos do PAE e do PDVE - Plano de Demissão Voluntário Extraordinário
(**) Itaipu – Foram considerados os desligamentos do PPDV – Programa Permanente de Desligamento Voluntário

Perfil dos nossos Colaboradores

A tabela a seguir mostra a composição de empregados das empresas do sistema pelo nível de sua formação:

Empresa	Ensino Fundamental	Ensino Médio	Ensino Superior	MBA	Pós-Graduação	Mestrado	Doutorado
Eletrobras	8	67	386	92	138	112	13
Cepel	13	105	77	6	26	96	49
CGTEE	16	252	125	0	0	8	4
Chesf	415	1.852	1550	0	217	83	5

Relatório da Administração

Eletronorte	194	1196	1147	0	213	87	2
Eletronuclear	24	902	592	0	178	71	13
Eletropar	0	0	0	2	2	0	0
Eletrosul	6	678	514	0	23	8	0
Furnas	100	1.214	1049	0	669	140	16
Eletroacre	44	154	71	2	23	0	0
Ceal	242	699	203	0	35	4	0
Amazonas Energia	432	786	426	0	56	5	0
Amazonas GT	13	265	162	0	15	5	0
Cepisa	239	1281	529	0	0	0	0
Ceron	44	337	237	0	92	6	1
Boa Vista Energia	70	271	59	0	0	0	0
Total	**1.860**	**10.059**	**7.127**	**102**	**1.687**	**625**	**103**
Itaipu	9	396	500	49	303	88	12

Em relação ao quadro próprio da *Holding*, que totalizou 816 empregados no ano de 2017, temos a seguinte distribuição por raça, tempo de serviço, nível hierárquico e o grau de escolaridade:

Descrição	Nível Superior			Nível Médio		
	Masculino	Feminino	Total	Masculino	Feminino	Total
Raça						
Branco	244	155	399	41	25	66
Pardo	47	25	72	19	10	29
Negro	12	6	18	6	0	6
Amarelo	1	0	1	1	0	1
Indígena	0	1	1	0	0	0
Não informado	117	39	156	43	24	67
Total	**421**	**226**	**647**	**110**	**59**	**169**
Tempo de Serviço (anos)						
0 a 5 anos	10	8	18	3	1	4
6 a 10 anos	201	134	335	45	26	71
11 a 15 anos	167	57	224	8	3	11
16 a 20 anos	7	10	17	1	0	1
21 a 25 anos	2	4	6	2	0	2
26 a 30 anos	25	8	33	42	27	69
31 a 35 anos	3	4	7	7	0	7
acima de 35 anos	6	1	7	2	2	4
Total	**421**	**226**	**629**	**110**	**59**	**169**
Nível Hierárquico						
NH-A	48	20	68	3	1	4
NH-S	15	5	20	0	1	1
Empregados sem função gratificada	358	201	559	107	57	164
Total	**421**	**226**	**647**	**110**	**59**	**169**
Escolaridade						
Fundamental	-	-	-	8	0	8
Médio	-	-	-	47	20	67
Superior	205	110	315	38	33	71
Pós Graduação	131	78	209	15	6	21
Mestrado	77	33	110	2	0	2
Doutorado	8	5	13	-	-	-
Total	**421**	**226**	**647**	**110**	**59**	**169**
Pessoas com Deficiência			**3**			**8**

Inclusão

A Eletrobras Holding possui ações de inclusão de Pessoas com Deficiências ("PCD") através de avaliação médica periódica, e ações de segurança do trabalho, para as questões de acessibilidade.

Relatório da Administração

A empresa contratou, junto ao Instituto Brasileiro dos Direitos da Pessoa com Deficiência ("IBDD"), avaliação e relatório com análise das áreas ocupadas pela empresa com a finalidade de apresentar, conforme a legislação que trata do tema, as condições de acessibilidade para pessoas com deficiência, sobretudo com relação a pessoas com deficiência visual, em cadeira de rodas e para os demais tipos de deficiências com limitações de acesso e locomoção nas instalações da empresa.
Em decorrência da avaliação realizada, medidas e ações corretivas foram adotadas para garantir a proteção e segurança das pessoas com deficiência visual e de locomoção.

As empresas Chesf e Eletrosul possuem PAPD (Programa de Atendimento à Pessoa com Deficiência).

O quantitativo de empregados PCD nas empresas Eletrobras é de 387 colaboradores. Se incluirmos Itaipu, o número aumenta para 425 pessoas. Em relação ao ano de 2016, o aumento percentual foi de 6,61%.

Empresa	Empregados PCD 2017	Empregados PCD 2016	Empregados PCD 2015
Eletrobras	9	9	9
Cepel	3	3	4
CGTEE	1	1	1
Chesf	162	166	169
Eletronorte	51	33	45
Eletronuclear	16	15	15
Eletropar	0	0	0
Eletrosul	33	30	21
Furnas	26	27	24
Eletroacre	13	14	11
Ceal	15	10	11
Amazonas Energia	2	2	3
Amazonas GT *	1	1	-
Cepisa	38	38	33
Ceron	12	9	9
Boa Vista Energia	5	5	5
Total	**387**	**363**	**360**
Itaipu	38	38	35

Treinamento e Desenvolvimento de Pessoas

Mantivemos o modelo de educação Corporativa das Empresas Eletrobras desde 2009, composto pela Universidade das Empresas Eletrobras ("Unise") e pelas 15 (quinze) Unidades de Educação Corporativa. Através dele é possível atuar de forma integrada e cooperativa entre todas as empresas do sistema, agindo em sintonia com os propósitos estratégicos da Eletrobras.

Pela **Unise,** em 2017, foram realizadas 81 ações educacionais, incluindo ações previstas no Plano Educacional Corporativo ("PEC") e seminários patrocinados pela Eletrobras totalizando 1.325 participações, conforme quadro a seguir:

Unise 2017				
Escola	Investimento (R$)	Qtde de Ações	Participações	Carga Horária
Excelência Operacional	4.525.916,12	53	787	30.468
Estratégias de Mercado	0	1	21	63
Gestão	1.519.900,75	19	389	19.002
Liderança	458.069,00	7	73	2.114

Relatório da Administração

Responsabilidade Social Corporativa	15.000,00	1	55	440
Total	**R$ 6.518.886,00**	**81**	**1.325**	**52.087**
Horas Treinadas por participação				**39,31**
Investimento por participação				**R$ 5.165,52**

Considerando o **Sistema Eletrobras**, todas as ações educacionais da Unise com as demais Unidades de Educação totalizaram o investimento de **R$ 23,7 milhões.**

Unise + Unidades de Educação 2017					
Ações	**Investimento em R$ milhões**	**Qtde de Ações**	**Participantes**	**Participações**	**Carga Horária**
Pós - Graduação Stricto Sensu	74.195,76	33	34	34	7.449
Pós - Graduação Lato Sensu	1.557.575,46	76	218	218	34.244
Demais Ações Educacionais	13.259.086,67	3.613	16.352	48.149	674.838
Congressos e Seminários	990.372,52	363	2.551	2.892	32.762
Cursos de Idiomas	889.760,42	181	380	404	28.206
Viagens e Deslocamentos	7.011.633,65	-	-	-	-
TOTAL	**23.782.624,48**	**4.266**	**19.535**	**51.697**	**777.499**
Horas Treinadas por participação				**39,80**	
Investimento por participante				**R$ 1.217,44**	

O Programa Empregado Educador, lançado no final de 2012, continua em vigor e espera-se para 2018, incrementá-lo com ações envolvendo os empregados com titulação acadêmica reconhecida e experiência profissional nas áreas de negócio da empresa para atuarem em Gestão de Projetos, Setor Elétrico e Gestão de Ativos.

Em continuidade ao treinamento online "Integridade e Ética – *Compliance"* realizado em 2016, houve nova oferta para todos os empregados das empresas Eletrobras, sendo disponibilizado em 2 oportunidades no período de 1 ano, desde o lançamento do Código de Ética e de Conduta, em dezembro de 2016. A ação educacional, composta por cinco módulos, teve duração total aproximada de duas horas e abordou os conceitos-chave de *compliance*. Ao final de 2017, o curso online alcançou a marca de 19.182 colaboradores participantes.

Por fim, no âmbito das contratações e supervisão de terceiros, além da utilização da Comissão Diretiva de *Compliance* (CDC) como fórum de discussão, foram realizados eventos em 2017 como o *Workshop de Suprimentos* e o *Encontro Anual com Fornecedores*.

No ano de 2017, em relação às competências críticas mapeadas pela Unise, foram ofertadas ações em:

- ✓ Congressos e Seminários por Escolas/Pilares e Macroprocessos
- ✓ Atualização em Previdência Complementar
- ✓ Liderança - Programa de Gestão Avançada
- ✓ Programa de Aprimoramento para Conselheiros e Diretores Eletrobras
- ✓ Programa de Capacitação do ProERP

Com o intuito de capacitar os membros dos conselhos de administração, fiscal, e Diretores das empresas Eletrobras, coligadas e controladas em temas relevantes para a gestão das participações, aperfeiçoando o modelo atual de Governança, houve a realização do Curso Governança, Integridade e Mercado de Capitais, com conteúdo e Ementas abrangendo os tópicos da Lei das Estatais nº:

Relatório da Administração

13.303/2016 e o Decreto nº: 8.945/2016. Assim, o curso foi elaborado buscando aliar parceiro de renome, abordando assim temas interligados e que impactam no sucesso da gestão, tais como:

- ✓ Conselho Fiscal na Prática;
- ✓ Curso Governança, Integridade e Mercado de Capitais;
- ✓ 18º Congresso IBGC - Governança consciente;
- ✓ Encontro para Conselheiros;
- ✓ Palestras de Legislação, Riscos e Compliance e
- ✓ Palestras de Governança, Conjuntura e Tendências.

Ao todo houve 209 participações. Cabe frisar que referido curso tem duração de 32 horas/aula contemplando também temáticas como legislação, controles internos e melhores práticas.

Remuneração e Benefícios

No Sistema Eletrobras, as pessoas são agentes e beneficiárias do fortalecimento organizacional, contribuindo para a competitividade, rentabilidade e sustentabilidade empresarial. A gestão de pessoas deve estar direcionada a soluções que proporcionem condições adequadas ao desenvolvimento, valorização e retenção de pessoas. Dessa forma, nossa política de remuneração segue as mesmas diretrizes do Plano de Carreira e Remuneração ("PCR"). Como prática de remuneração variável, a empresa permanece com o Programa de Participação nos Lucros ou Resultados, desde que os indicadores corporativos amparem seu pagamento.

O PCR passa por aprovações internas, além de ser aprovado pelas Entidades Sindicais por meio de aditivo ao Acordo Coletivo de Trabalho, pelo Ministério de Minas e Energia, e pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST), que por sua vez é vinculada ao Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão. Para remuneração variável, existe o Programa de Participação nos Lucros ou Resultados, a qual está pautada em indicadores corporativos.

Como parte da política de valorização e retenção de seus empregados, a Eletrobras agrega aos benefícios e vantagens a que está obrigada por lei e aos que concede por força de Acordo Coletivo de Trabalho, outros, de forma espontânea, com base nas premissas da sua política de recursos humanos, como: Programa cuidador, auxílio funeral, licença maternidade e paternidade e extensão da licença, assistência médica/plano de saúde, plano de previdência complementar, auxílio creche/pré-escola, auxílio refeição/alimentação, gratificação de férias, assistência odontológica, vale transporte, assistência psicopedagógica proporcionada aos empregados e/ou dependentes portadores de necessidades especiais, dentre outros.

Avaliação de Desempenho

O ano de 2017 foi fortemente impactado pelo processo de reestruturação organizacional ocorrido em 2016, onde houve redução de níveis hierárquicos e redefinição das lideranças, da estrutura, dos processos e prioridades.

Em virtude das mudanças no ambiente corporativo, tecnológico, cultural, institucional e concorrencial, a alta administração solicitou uma revisão no modelo de desempenho de avaliação vigente, com previsão de conclusão em 2018, conforme iniciativa do PDNG 2018-2022.

Planejamento de Sucessão – Projeto "De Olho no Futuro"

A reestruturação organizacional, a realização de um Plano de Aposentadoria Extraordinária (PAE), a implantação de um Centro de Serviços Compartilhados e as iniciativas estratégicas suscitaram a necessidade da empresa em realizar planos de sucessão de forma mais qualificada.

Relatório da Administração

O PDNG 2018-22 que, além das prioridades elencadas no planejamento anterior, incorpora a estratégia de valorização de pessoas, contendo as iniciativas de dimensionamento quali-quantitativo do pessoal, aperfeiçoamento do Sistema de Gestão de Desempenho e Banco de Talentos e Oportunidades. O *assessment* ajuda a companhia a atualizar suas métricas de gestão de desempenho, pactuação de metas, expectativa de atuação e assertividade dos *feedbacks.*

O projeto piloto "De Olho no Futuro", no qual foi realizada a avaliação de potencial de 300 profissionais, constitui uma inovadora iniciativa de Gestão de Pessoas na Eletrobras *holding*. O êxito do programa fomentou a decisão de levar a iniciativa para as demais empresas Eletrobras, aperfeiçoar os procedimentos internos para nomeação gerencial além de trazer elementos significativos para os planos de desenvolvimento individuais e corporativo.

O primeiro passo nesta direção foi fazer uma profunda avaliação, com a ajuda de empresa especializada em gestão de pessoas, da integralidade dos profissionais ocupantes de funções gerenciais e de um grande número de potenciais líderes. Posteriormente, etapas de análises de "*cases*", dinâmicas e apresentações também foram realizadas.

O programa permitiu o seguinte diagnóstico:

- ✓ verificar adequabilidade dos gerentes atuais nas respectivas posições
- ✓ identificar líderes potenciais
- ✓ estabelecer mapas de sucessão das diversas posições (com destaque nas áreas em que os gerentes eram elegíveis ao plano de aposentadoria extraordinário) e
- ✓ fornecer subsídios para o aperfeiçoamento do Sistema de Gestão de Desempenho, assim como, a revisão dos procedimentos relativos à sucessão gerencial.

Em complemento a este programa, a Unise elencou uma série de ações de aprendizagem para capacitar lideranças e formar sucessores nas diversas competências necessárias ao negócio.

Planos de Previdência

A Companhia e suas controladas patrocinam planos de pensão para seus colaboradores, os quais são geralmente financiados por pagamentos as seguradoras ou fundos fiduciários, determinados por cálculos atuariais periódicos. A Eletrobras Holding possui planos de benefício definido (BD) e, também, de contribuição definida (CD) conforme apresentado na tabela abaixo:

Fundos de Seguridade e Outros Planos Sociais	Beneficiários (em unidades)				
	2017	2016	2015	2014	2013
Plano de previdência na modalidade de Benefício Definido (BD)	108	112	112	114	179
Plano de previdência na modalidade de Contribuição Definida (CD)	730	775	781	789	897
Apólice de Seguro de Vida em Grupo para os empregados e assistidos	1.064	1.163	1.215	703	693
Convênio com o INSS para concessão e manutenção dos benefícios de previdência social	0(*)	986	986	990	988
Plano de saúde de autogestão	1.217	1.252	1.262	1.285	1.288
Plano de Garantia de 90% da Renda Mensal Inicial (INSS + Eletros)	171	185	204	106	109

(*) Convênio em fase de renovação

Observações 2017:

Relatório da Administração

1. O número de beneficiários da Apólice do Seguro de Vida contempla os empregados ativos e os aposentados (Assistidos pela Fundação Eletros);

Saúde, Bem-estar e Segurança no Trabalho

A *Holding*, em 2017, manteve as campanhas e ações já iniciadas em 2016, como o Programa Eletrobras Saudável, além de:

- vacinação contra o vírus da gripe (contemplando 1.155 pessoas);
- participação na Semana Mundial de Aleitamento Materno;
- Campanha de Doação de Sangue - ação coordenada em parceria com a ONG Viva Rio e o Instituto Nacional do Câncer (Inca);
- Setembro Amarelo – visando à divulgação de informações sobre saúde mental e de prevenção e combate ao suicídio
- Outubro Rosa – com palestra sobre o tema na UNISE
- Novembro Azul – através da conscientização sobre a saúde integral do homem e prevenção do câncer de próstata.

Em Segurança do Trabalho, foram mantidos os atendimentos das Normas de Riscos Ambientais, Periculosidade, bem como a realização de acompanhamento dos empregados que realizam atividades externas e de Inspeções Físicas de Obras, Empreendimentos e/ou Serviços de Projetos; a continuidade do comitê de ergonomia, a manutenção do Portal Unificado de Segurança do Trabalho; extensão dos Programas de Segurança do Trabalho e Ergonomia para o Escritório Brasília.

Em relação às demais empresas do sistema, merecem destaque as seguintes ações:

ELETROSUL

Grupo de apoio à maternidade: recebeu reconhecimento de menção honrosa em Congresso Nacional – CONASS. Os objetivos são: proporcionar na Empresa uma acolhida das mães no seu retorno ao trabalho.

ELETRONORTE
Implementou em 2017, o módulo SAP EH&S (*Environment, Health and Safety*). Tal medida permitiu a integração dos dados de Saúde ocupacional e Segurança do Trabalho.

ITAIPU
Realizou em 2017 o primeiro simulado de acidente com múltiplas vítimas na IB, a fim de verificar a existência de lacunas na coordenação do processo de socorro da empresa. Além disso, implementaram o Sistema de Gestão do Trabalho Seguro (SGTS), que busca a redução e controle de riscos que podem levar a acidentes graves e fatalidades na área de manutenção da usina.

CEPEL:
Face às práticas prevencionistas no âmbito da Segurança do Trabalho, o Cepel obteve o desconto máximo de 50% sobre o índice de 2% do total da folha de pagamento das Unidades Fundão e Adrianópolis e que, pela legislação previdenciária, é recolhido mensalmente para aquele Instituto.

Abaixo, encontram-se, as estatísticas de acidentes de trabalho, comparadas com o exercício social anterior para todas as empresas Eletrobras:

Empresa	Óbitos Empregados		Taxa de Frequência*		Taxa de Gravidade **	
	2016	2017	2016	2017	2016	2017
Eletrobras	0	0	0	0,52	0	47

Relatório da Administração

Cepel	0	0	0	0	0	0
CGTEE	0	0	0,88	9,42	0,88	59,36
Chesf	0	0	2,33	1,49	169	9
Eletronorte	0	0	2,06	1,08	33	11
Eletronuclear	0	0	0,97	1,03	12	17
Eletrosul	0	1	3,24	6,68	213	3032
Furnas	0	0	2,81	2,64	133	22
Eletroacre	0	0	118,07	226,39	661	1584,73
Ceal	0	0	4,09	2,01	403	135
Amazonas Energia	0	0	1,46	0,58	17	2
Amazonas GT	0	0	1,06	2,17	16	94,68
Cepisa	1	0	5,68	11,8	2.215	776
Ceron	0	0	0,75	3,58	1	1
Boa Vista Energia	0	0	22,56	6,68	338	51,25
Itaipu Binacional	0	0	2,73	3	45	121

Relações Trabalhistas e Sindicais

As negociações do Acordo Coletivo de Trabalho (“ACT”) são efetuadas a nível nacional com os mesmos representantes já mencionados no RA 2016.

O ACT em 2016 foi efetuado de forma bienal – 2016/2018, com mediação da Vice-Presidência do Tribunal Superior do Trabalho (“TST”), com abrangência de todos os empregados das empresas Eletrobras, com renovação das cláusulas existentes nos Acordos anteriores.

Em 2017 foram efetuadas somente reuniões com os sindicatos referentes ao acompanhamento do ACT, conforme previsto em cláusula, não existindo a necessidade de negociação, pois os termos existentes possuem sua abrangência até 30.04.2018. Os benefícios e vantagens tiveram suas devidas correções conforme previsto, sendo atualizadas em 4,08%.

No ano de 2017 não ocorreram paralisações referentes ao processo negocial trabalhista.

Relatório da Administração

8. FUNÇÕES DE GOVERNO

8.1. Gestão de Fundos Setoriais

Com a publicação do Decreto nº 9.022/2017, que regulamentou a Lei nº 13.360/2016, o orçamento, a gestão e a movimentação da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), da Conta de Consumo de Combustíveis ("CCC") e da Reserva Global de Reversão ("RGR") seriam de responsabilidade da ELETROBRAS até 30 de abril de 2017 ou até a decisão da ANEEL de atestar a transferência dessas responsabilidades para a CCEE. Com a publicação do Despacho nº 1.079 de 18 de abril de 2017, a ANEEL em seu item (i) determinou a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") que efetuassem a transição da CDE, da RGR e da CCC (Fundos Setoriais), conforme cronograma estabelecido no anexo I do referido Despacho, que determinou entre outras etapas, a transferência entre contas dos valores dos fundos CDE e RGR (da Eletrobras para a CCEE) até 03/05/2017, concretizando assim a transferência dos referidos Fundos Setoriais para a CCEE.

Diante do exposto, e conforme descrito no voto do referido despacho, a CCEE, a partir de 1º de maio de 2017, passou a ser a gestora administrativa e financeira dos Fundos Setoriais CDE, CCC e RGR.

Nesse sentido, os valores aqui expostos referem-se apenas ao período que os Fundos Setoriais RGR, CDE e CCC estiveram sob a gestão da Eletrobras em 2017, e não ao exercício fiscal de 2017.

❖ **Reserva Global de Reversão (RGR):**

A RGR, criado pela Lei nº 5.655/1971, e teve seu prazo de duração fixado pela Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, para o final do exercício de 2035, tem como finalidade prover recursos para a reversão, a encampação, a expansão e a melhoria dos serviços públicos de energia elétrica, para o custeio de estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, e os de inventário e de viabilidade necessários aos aproveitamentos dos potenciais hidroelétricos, para os empréstimos destinados a custeio ou investimento a serem realizados por empresa controlada direta ou indiretamente pela União, que tenha sido designada para a prestação de serviço nos termos do § 1º, ou por empresa autorizada conforme § 7º, ambos do art. 9º da Lei nº 12.783, de 2013 e para a CDE.

Foram arrecadados R$ 651 milhões em 2017, até a data que os Fundos Setoriais estiveram sob gestão da Eletrobras, dos quais 45,9% oriundos das Amortizações Efetuadas pela Eletrobras, 44,9% referente à Arrecadação de Quotas e o restante de Rendimentos das Aplicações Financeiras, Parcelamentos, Outras Fontes e Juros de Reversão.

Foram aplicados em 2017, até a data que os Fundos Setoriais estiveram sob gestão da Eletrobras, o montante de R$ 840 milhões com destaque para as aplicações em Empréstimos as Distribuidoras Designadas (Portaria MME nº 388/2016), com R$ 801 milhões (95,3%), Outras Aplicações com R$ 30 milhões (3,6%), Repasse de Verba MME com R$ 7 milhões (0,9%) e as Indenizações referentes às prorrogações das concessões (Lei nº 12.783/2013) apenas com R$ 2 milhões (0,3%), conforme abaixo:

RGR - Ingressos e Aplicações em 2017*:

Movimentação	(R$ milhões)
Ingressos:	**651**
Arrecadação de Quotas	292
Juros de Reversão	4
Parcelamentos	13
Amortização de Empréstimos	299
Rendimentos de Aplicações Financeiras	38
Outros	5
Aplicações:	**840**
Financiamentos	0

Relatório da Administração

Empréstimos Distribuidoras Designadas	801
Transferência para o Fundo CDE	0
Verba MME	7
Indenizações das Concessões	2
Outras	30

* Até a data que os Fundos Setoriais estiveram sob gestão da Eletrobras.

A região Norte foi a que recebeu maior parcela das aplicações, 60,1% dos recursos, seguida das regiões Nordeste e Sudeste, com 39,6% e 0,3%, respectivamente.

RGR - Aplicações por Macro-Regiões em 2017*:

Recursos Aplicados em 2017 (R$ Milhões)						
Aplicações	Macro-Regiões					Total
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	
Financiamentos	0	0	0	0	0	**0**
Luz Para Todos	0	0	0	0	0	**0**
RELUZ	0	0	0	0	0	**0**
Geração de Energia	0	0	0	0	0	**0**
Transmissão de Energia	0	0	0	0	0	**0**
Distribuição de Energia	0	0	0	0	0	**0**
Rec. Parques Térmicos	0	0	0	0	0	**0**
Repotencialização	0	0	0	0	0	**0**
Empréstimo Distrib. Designadas	483	318	0	0	0	**801**
Indenizações das Concessões (Lei 12.783)	0	0	2	0	0	**2**
Total	**483**	**318**	**2**	**0**	**0**	**803**

* Até a data que os Fundos Setoriais estiveram sob gestão da Eletrobras.
Fonte: Eletrobras.

❖ Conta de Desenvolvimento Energético – CDE:

O Fundo Setorial Conta de Desenvolvimento Energético - CDE foi criado pela Lei nº 10.438/2002 com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Posteriormente, diversas alterações foram introduzidas nas legislações do Fundo Setorial CDE, principalmente a partir da publicação da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013 e da MP 605/2013, ambas regulamentadas pelo Decreto nº 7.891/2013, e do Decreto nº 7.945/2013. Com a publicação da Lei 13.299/2016 e da Lei nº 13.360/2016, regulamentada pelo Decreto nº 9.022/2017, determinou-se que o orçamento, a gestão e movimentação da CDE, da CCC e da RGR, seriam de responsabilidade da Eletrobras até 30 de abril de 2017 ou até a decisão da ANEEL que atestar a transferência dessas responsabilidades para a CCEE. Adicionalmente, a ANEEL publicou o Despacho nº 1.079 de 18 de abril de 2017 com as determinações sobre o referido assunto, conforme já citado anteriormente.

Foram recolhidos R$ 4.239 milhões em 2017, até a data que os Fundos Setoriais estiveram sob gestão da Eletrobras, com destaque para a Arrecadação de Quotas que representam 90,2% desse montante, a Quotas da UBP com 3,9% e as Multas da ANEEL com 3,4%.

Em 2017 foram liberados R$ 4.928 milhões, com destaque para as aplicações: Subsídios Tarifários e Transferências de Recursos para o Fundo Setorial CCC, ambas com R$ 1.833 milhões (37,2%) cada. Destacam-se também os subsídios para as concessionárias de energia elétrica de todo o país, como compensação pela redução de receitas oriundas do atendimento aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda, R$ 871 milhões (17,7%) e os repasses para os agentes geradores proprietários

Relatório da Administração

de termelétricas participantes da CDE que utilizam o carvão mineral de origem nacional, que equivalem a R$ 142 milhões (2,9%), conforme abaixo:.

CDE - ingressos e Aplicações em 2017*:

Movimentação	(R$ milhões)
Ingressos:	**4.239**
Arrecadação de Quotas CDE	3.824
Quotas UBP	168
Multa ANEEL	143
Parcelamentos	83
Transferência do Fundo RGR	0
Crédito Transferido do Tesouro Nacional	0
Crédito Transf. MME – Obras Olímpicas	0
Rendimento de Aplicações Financeiras	19
Outros	2
Aplicações:	**4.928**
Subvenção Baixa Renda	871
Carvão Mineral	142
Subvenção para Programa Luz para Todos	76
Subvenção Equalização da Redução Tarifária	117
Subsídios Tarifários	1.833
Kit de Instalação	1
Subvenção Obras Olímpicas	20
CAFT CCEE	8
Transferência de Recursos para o Fundo CCC	1.833
Transferência de Recursos para o Fundo RGR	0
Outras Aplicações	27

* Até a data que os Fundos Setoriais estiveram sob gestão da Eletrobras.
Fonte: Eletrobras.

Com relação à aplicação dos recursos, a mesma foi maior na Região Sudeste, com 34,8% dos recursos, vindo, em seguida, as Regiões Nordeste e Sul, com 29,3% e 17,4%, respectivamente. Juntas, as demais perfizeram 18,5% do total aplicado.

CDE – Aplicações por Macro-Regiões em 2017*:

Recursos Aplicados em 2017 (R$ Milhões)						
Aplicações	**Macro-Regiões**					**Total**
	Norte	**Nordeste**	**Sudeste**	**Sul**	**Centro-Oeste**	
Subvenção Baixa Renda	91,3	484	226,5	42,3	27,2	871,3
Carvão Mineral	0	0	0	141,9	0	141,9
Subvenção Luz para Todos	74,9	0	1	0	0	75,9
Subvenção Equalização da Redução Tarifária	114,3	2	1	0	0	117,3
Subsídios Tarifários	101	412,7	810,9	348,2	160,4	1.833,20
Kit de Instalação	0	0,1	0	0,7	0	0,8
Subvenção Obras Olímpicas	0	0	20,3	0	0	20,3

Relatório da Administração

CAFT CCEE	0	0	8,1	0	0	8,1
Total	**381,5**	**898,8**	**1.067,80**	**533,1**	**187,6**	**3.068,80**

* Até a data que os Fundos Setoriais estiveram sob gestão da Eletrobras
Fonte: Eletrobras.

O montante recolhido das empresas transmissoras, distribuidoras e permissionárias, assim como o montante dos repasses dos recursos aos agentes geradores e distribuidores, estão detalhados no site da Eletrobras.

❖ **Conta de Consumo de Combustíveis – CCC:**

A Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, criada por meio do Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973, instituiu o mecanismo de cobertura de parte das despesas com a aquisição de combustíveis nos Sistemas Interligados, procedimento que perdurou até 2005. Os subsídios correspondem a uma parcela do Custo Total de Geração, composto por todos os insumos da cadeia de produção e compra de energia elétrica para o atendimento ao mercado de cada Agente.

A partir de 1992 o mecanismo da CCC foi estendido para os Sistemas Isolados, que são àqueles não integrados ao Sistema Interligado Nacional, localizados na sua imensa maioria na Região Norte do Brasil.

De sua criação até o advento da Lei nº 12.783, em 11 de janeiro de 2013, a CCC possuía receita própria, formada pelo recolhimento de Quotas Mensais pelas empresas Distribuidoras, Geradoras e Transmissoras de Energia Elétrica. A partir daí, a CCC passou a ser suprida por recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, tendo ocorrido nos anos 2013 e 2014 aportes do Tesouro Nacional. No horizonte 2016 a CCC foi suprida pela CDE e por valores de pequena monta resultantes de aplicações financeiras e de recuperação de débitos anteriores.

Em 7 de fevereiro de 2017, a ANEEL aprovou o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético. As distribuidoras da Eletrobras: Amazonas Distribuidora de Energia S.A., Boa Vista Energia S.A., Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - Ceron e Companhia de Eletricidade do Acre apresentaram Pedido de Reconsideração à Agência, com solicitação de efeito suspensivo em face da Resolução Homologatória nº 2.202/2017, por esta não incluir em seu orçamento obrigações mensais referentes aos Contratos de Confissão de Dívida firmados entre a Eletrobras, enquanto gestora do Fundo Setorial CCC, e as distribuidoras da Eletrobras firmados por meio da Portaria Interministerial n° 652, de 10 de dezembro de 2014.

Em 3 de março de 2017 foi publicada no Diário Oficial da União – D.O.U a Portaria nº 81, de 2 de março de 2017, do Ministério de Minas e Energia – MME, a qual resolveu prever na programação da utilização de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, para o ano de 2017, parcela equivalente às prestações mensais a serem pagas entre as competências janeiro e dezembro de 2017, relativas aos Contratos de Confissão de Dívidas firmados até 31 de dezembro de 2016 entre a Eletrobras, enquanto Gestora do Fundo CDE, e as distribuidoras da Eletrobras. Com a Resolução Homologatória nº 2.204, de 7 de março de 2017, a ANEEL altera a Resolução Homologatória nº 2.202 inserindo no orçamento anual as obrigações mensais relativas aos Contratos de Confissão de Dívida no valor de R$ 1.105.501.033,75 (um bilhão, cento e cinco milhões, quinhentos e um mil e trinta e três reais e setenta e cinco centavos).

As receitas apresentaram realização de R$ 2.237 milhões para o exercício, até a data que os Fundos Setoriais estiveram sob gestão da Eletrobras. A principal fonte de receita da CCC foi a Transferência de Recursos do Fundo CDE, com participação de 81,90% dos recursos realizados chegando ao montante de R$ 1.832 milhão. As demais fontes que compreendem Parcelamentos e Rendimentos de Aplicações Financeiras concentram uma arrecadação de R$ 5 milhões. Ademais, com relação a Outras Fontes, houve um ingresso de R$ 399 milhões oriundo da conta remanescente da CCC - Sistema Interligado para o reembolso de despesas nos sistemas isolados, conforme previsto no Orçamento da CCC/2017 e conforme Ofício nº 067/2017-SRG/ANEEL, de 04 de abril de 2017.

CCC - Ingressos e Aplicações em 2017*:

Relatório da Administração

Movimentação	(R$ milhões)
Ingressos:	**2.237**
Transferência de Recursos da CDE	1.832
Parcelamentos	5
Aplicações Financeiras	0
Outras Fontes	399
Aplicações:	**2.201**
Custo Total de Geração	2.175
Sub-rogações	20
Outras Aplicações	6

* Até a data que os Fundos Setoriais estiveram sob gestão da Eletrobras.
Fonte: Eletrobras.

Até o mês de Abril de 2017 foram liberados R$ 2.201 milhões, com destaque para as aplicações Custo Total da Geração com R$ 2.175 milhões (98,8%) e Sub-rogação em cerca de R$ 20 milhões (0,9%).

Em 2017, os recursos da CCC foram aplicados nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste para o reembolso do Custo Total de Geração, e nas regiões Norte e Centro-Oeste, para o reembolso dos empreendimentos Sub-rogados ao Fundo. A região Norte foi a que recebeu maior parcela das aplicações com 99,2% dos recursos, seguida das Regiões Centro-Oeste e Nordeste, com 0,5% e 0,3%, respectivamente.

CCC – Aplicações de Recursos nas Macro-Regiões em 2017*:

Aplicação de Recursos	Macro - Regiões					Total
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	(R$ milhões)
Custo Total de Geração	2.165	7	0	0	9	2.181
Subrogação	19	0	0	0	1	20
Total de Aplicações	**2.184**	**7**	**0**	**0**	**10**	**2.201**

* Até a data que os Fundos Setoriais estiveram sob gestão da Eletrobras.

8.2. Gestão de Programas de Governo

❖ **Luz para Todos:**

A Eletrobras Holding atua como operacionalizadora do Programa Luz para Todos, tendo sido responsável pela gestão dos recursos setoriais disponibilizados aos Agentes Executores até 30/04/2017. A partir de 01/05/2017, como determinado pela Lei nº 13.360/2016, esta responsabilidade foi transferida para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

O Programa Luz para Todos visa propiciar, até o ano de 2018, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

O Programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME e operacionalizado pela Eletrobras, que realiza a gestão dos contratos e o acompanhamento da execução dos conjuntos de obras de eletrificação rural associadas ao Programa.

Por não atuar como executora no Programa, a Eletrobras Holding não apresenta metas de universalização.

No que se refere ao atendimento ao art. 15º do Programa Destaque em Governança de Estatais, informamos que para operacionalização do Programa Luz para Todos foram implementados controles internos, com o mapeamento dos processos e atividades desenvolvidas na Eletrobras Holding e que, periodicamente, são realizadas auditorias internas pela área responsável da empresa. Também são realizadas auditorias externas por órgãos de controle, como a Controladoria Geral da União, além de serem atendidas diversas demandas por informações da ANEEL, MME, Ministérios Públicos, Polícia Federal etc, buscando dessa forma prover transparência aos processos sob gestão da Eletrobras Holding.

Relatório da Administração

Os recursos necessários ao desenvolvimento do Programa vêm do Governo Federal a título de subvenção, por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e a título de financiamento, por meio da Reserva Global de Reversão (RGR) ou da Caixa Econômica Federal, além de recursos dos governos estaduais envolvidos e dos Agentes Executores. Até o final do ano de 2017, esses recursos totalizaram R$ 25,16 bilhões, sendo R$ 18,26 bilhões (73%) referentes aos recursos setoriais (CDE e RGR).

No ano de 2017, foram realizadas 57.310 ligações no âmbito do Programa, acumulando um montante de 3.389.037 ligações efetuadas desde 2004, o que corresponde a mais de 16,2 milhões de pessoas beneficiadas no meio rural brasileiro. Com relação às metas assumidas para o final de 2017, foi superada a meta global de 3.373.118 ligações, computados os compromissos dos executores com a Eletrobras e com os governos estaduais.

Considerando apenas os compromissos com a Eletrobras, foram cadastrados no Sistema de Gerenciamento de Projetos do Programa Luz para Todos 7.776 projetos no ano de 2017, totalizando 535.504 projetos desde 2004. Este total de obras resultou no atendimento de 2.923.843 ligações, o que corresponde a 93% do total de ligações contratadas entre os Agentes Executores e a Eletrobras.

Ainda no âmbito do Programa, a Eletrobras, no período 2010 a 2012, firmou com os Agentes Executores 18 contratos relacionados a Projetos Especiais, com base na Portaria Nº 60, de 12/02/2009, do MME, com recursos originados da CDE, no montante de R$ 7,61 milhões, visando ao atendimento de 377 unidades consumidoras em localidades de extremo isolamento utilizando Fontes Renováveis de Energia. Deste montante, até o final do ano de 2017, foi comprovada a ligação de 328 unidades consumidoras, por meio de inspeções físicas.

Em 2017, foi liberado R$ 0,73 bilhão originado de recursos da CDE. Desde 2004, já foi liberado um montante de R$ 15,01 bilhões (recursos da CDE e RGR), de um total contratado de R$ 18,26 bilhões, ou seja, 82% do total de recursos contratados.

A seguir, são apresentados os montantes de recursos contratados e liberados de 2004 a 2017, distribuídos por região:

Região	Recursos Setoriais até 31/12/2017 (R$ milhões)					
	Contratados			Liberados(*)		
	CDE	RGR	CDE+RGR	CDE	RGR	CDE+RGR
Norte	5.079,04	318,29	5.397,33	3.888,43	284,3	4.172,73
Nordeste	7.349,49	941,94	8.291,43	6.358,11	837,42	7.195,53
Centro-	1.089,13	589,77	1.678,90	758,64	526,96	1.285,60
Sudeste	858,13	1.174,51	2.032,64	740,82	942,98	1.683,80
Sul	346,24	511,9	858,14	280,18	387,26	667,44
Brasil	**14.722,03**	**3.536,41**	**18.258,44**	**12.026,18**	**2.978,92**	**15.005,10**

(*) – Até 30/04/2017, a Eletrobras era responsável pela administração dos recursos setoriais, após essa data, a responsabilidade foi transferida para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Lei nº 13.360/16).

A seguir, são apresentadas as quantidades de ligações contratadas e cadastradas no Sistema de Gerenciamento de Projetos do Programa Luz para Todos (Programas de Obras) acrescidas das ligações de Projetos Especiais comprovadas fisicamente pela Eletrobras até 31/12/2017, distribuídas por região:

Região	Números de Ligações até 31/12/2017	
	Contratadas entre os Agentes Executores(*) e a Eletrobras	Cadastradas no Sistema LPT + Comprovadas fisicamente nos Projetos Especiais
Norte	715.145	604.579
Nordeste	1.575.963	1.501.701
Centro-Oeste	229.833	207.357
Sudeste	429.048	425.241

Relatório da Administração

Sul	184.783	185.293
Brasil	**3.134.772**	**2.924.171**

(*) – Os Agentes Executores são as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica e as cooperativas de eletrificação rural.

❖ Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA:

O PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, criado em 2002 pela Lei nº. 10.438, e regulamentado através do Decreto 5.025/04, iniciando o processo de sua implantação em 2004 tem cumprido seu objetivo de promover a diversificação da matriz energética brasileira a partir do aumento da participação de empreendimentos com base nas fontes Eólica, Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e Biomassa. À Eletrobras foi assegurado o direito à compra e comercialização da energia contratada das usinas do PROINFA pelo período de 20 anos a partir da data de entrada em operação comercial dos empreendimentos.

A realização do programa contribuiu para a diversificação da matriz energética do país por meio do aproveitamento de fontes energéticas locais, além de contribuir para a geração de cerca de 150.000 empregos diretos e indiretos em todo o país, proporcionando grandes demandas industriais e internalização de tecnologia de ponta.

O PROINFA adicionou ao Sistema Interligado Nacional um total de 131 novos empreendimentos, divididos em 60 PCHs (1.159,24 MW), 52 eólicas (1.282,52 MW) e 19 térmicas a biomassa (533,34 MW), totalizando uma capacidade instalada de 2.975,10 MW. Desde a entrada em operação do primeiro empreendimento em fevereiro de 2006 até o final de 2017, a contribuição do PROINFA para o sistema em termos de volume de energia gerada foi de aproximadamente 87,6 milhões MWh. Em 2017, o programa gerou 8,6 milhões de MWh com um custeio de R$ 3,32 bilhões.

A contratação de energia de empreendimentos encerrou-se em 31 de dezembro de 2011.

Com relação ao ano de 2018, para fins de estabelecimento das quotas anuais de energia elétrica referentes às concessionárias de distribuição e de transmissão, a Resolução Homologatória 2.365, de 21 de dezembro de 2017 definiu que o montante a ser rateado no ano é de 11.202.147 MWh com um custo previsto de R$ 3,48 bilhões.

Fontes	Total de empreendimentos em operação no ano de 2017		Empreendimentos em operação no ano de 2016	
	Empreendimentos	Potência (MW)	Empreendimentos	Potência (MW)
PCH	60	533,34	60	533,34
Eólica	52	1.282,52	52	1.282,52
Biomassa	19	1.159,24	19	1.159,24
Outras Fontes	-		-	
Total	**131**	**2975,1**	**131**	**2.975,10**

Relatório da Administração

❖ **Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel):**

Destinado a promover o uso eficiente da energia elétrica no país combatendo o desperdício e reduzindo os custos setoriais, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica ("Procel") é o programa do Governo Federal atuante em todo Brasil através de programas setoriais nas áreas de educação e disseminação de informação, edificações, saneamento ambiental, gestão energética municipal, iluminação pública e indústria.

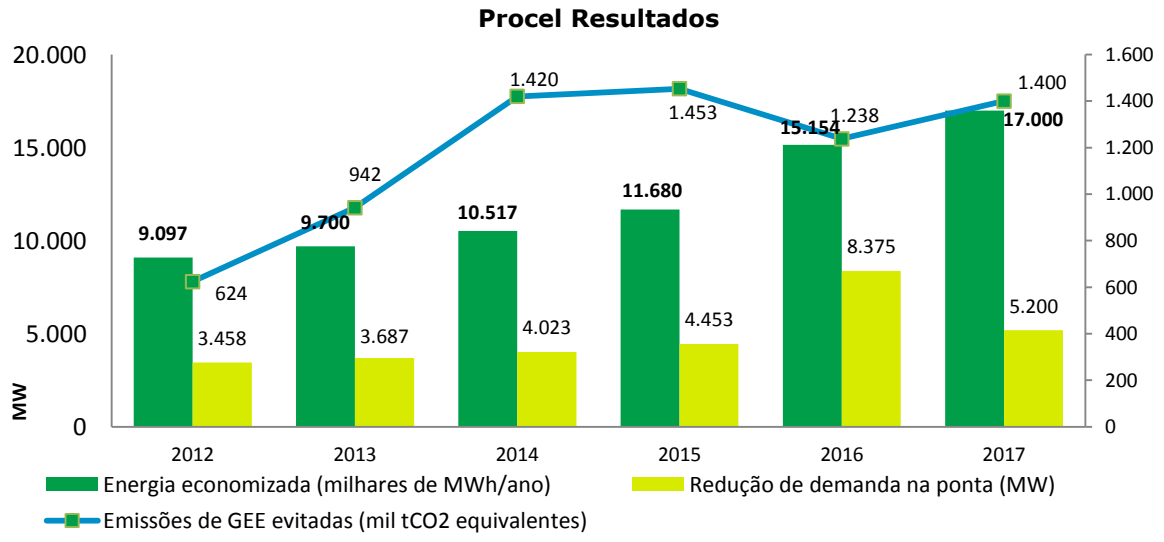
O repasse desses recursos ao Procel e sua utilização estão condicionados à apresentação e aprovação do Plano de Aplicação de Recursos Anual (PAR) e da prestação de contas do ano anterior. O Grupo Coordenador de Conservação de Energia (GCCE) é o responsável pela elaboração do Plano e de relatório com prestação de contas, enquanto que o Comitê Gestor de Eficiência Energética (CGEE) é responsável pela avaliação e aprovação tanto do Plano quanto da prestação de contas.

Os benefícios gerados pelo Programa podem ser contabilizados tanto pela economia de energia quanto pelos investimentos postergados na expansão do setor, que se revertem em benefícios para a sociedade.

É esperado que em 2017, o Procel tenha contribuído, principalmente através do Selo Procel, para uma economia de aproximadamente 17 milhões de megawatts-hora (MWh), equivalente ao consumo anual de cerca de 9 milhões de residências. Além disso, a expectativa é que tenha-se evitado a emissão de 1,4 milhão tCO2 equivalentes. Estima-se que a Eletrobras despendeu no Programa, no último ano, recursos da ordem de R$ 15,74 milhões previstos no PAR. Os resultados finais de economia de energia do Procel estarão disponíveis em abril.

O Selo Procel de Economia de Energia, ou simplesmente Selo Procel, permite ao consumidor conhecer, entre os equipamentos e eletrodomésticos à disposição no mercado, os mais eficientes no consumo de energia elétrica e amigáveis ao meio ambiente. Atualmente o Selo Procel contempla 40 categorias de equipamentos concorrentes ao Selo, abrangendo cerca de 3.700 modelos de aproximadamente 200 fabricantes.

Em 2017, foram lançadas as regras para concessão do Selo Procel para televisores em modo ativo e para luminárias de iluminação pública a LED. Esta última será um fator relevante no novo Procel Reluz, uma vez que bonificará as propostas que utilizarem luminárias detentoras do Selo Procel. Ainda em 2017, foram atualizados os critérios do Selo Procel para refrigeradores e assemelhados que passaram a ser mais exigentes no quesito consumo de energia elétrica.



Obs: Dados do ano de 2017 são estimados. Mais informações, podem ser verificadas no website da Eletrobras.

Relatório da Administração

9. DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO

9.1. Destaque do Resultado Consolidado

A Eletrobras apresentou, em 2017, um Prejuízo líquido de R$ 1.726 milhões, inferior ao Lucro de R$ 3.513 milhões obtido em 2016. O Resultado de 2017 foi influenciado, principalmente, pelas provisões operacionais no montante R$ 5.747 (sendo R$1.101 milhões as provisões operacionais do segmento de distribuição) e pelo prejuízo do segmento de distribuição no montante de R$4.179 milhões.. Já o resultado de 2016 foi influenciado, principalmente, pela Contabilização da Remuneração relativa aos créditos da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE). Os destaques de 2017 são apresentados abaixo:

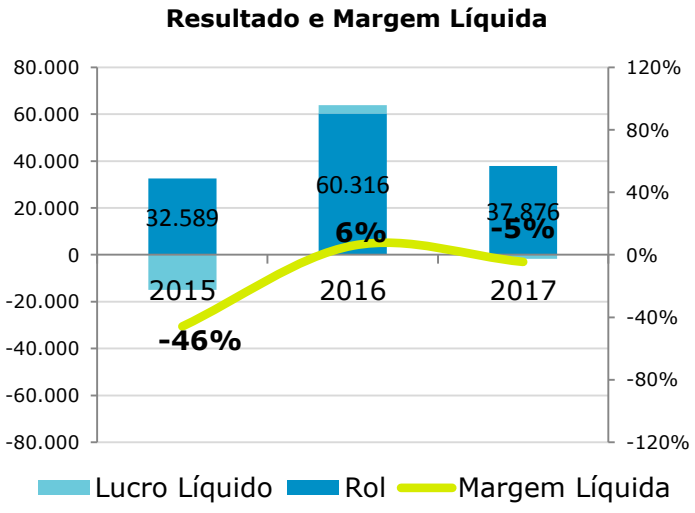
- ✓ Dívida Líquida/EBITDA Gerencial (últimos 12 meses)= 3,7
- ✓ Receita Operacional Líquida de R$ 37.876 milhões;
- ✓ Contabilização da Remuneração relativa aos créditos da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE) referente às linhas de transmissão renovadas conforme Lei 12.783/2013, conforme Portaria nº 120, de 20 de abril de 2016, do Ministério de Minas e Energia, que estabeleceu as condições de pagamento, com efeito de R$ 4.923 milhões em 2017.
- ✓ Repasse de Itaipu no montante de R$ 626 milhões;
- ✓ CVA positivo no montante de R$ 1.441 milhões;
- ✓ Impacto no resultado de R$ 853 milhões relativos a provisão para o Plano de Aposentadoria Extraordinária (PAE);
- ✓ Provisões para Contingências no montante de R$ 4.398 milhões, com destaque para a provisão relativa ao empréstimo compulsório de R$ 2.337 milhões;
- ✓ Provisões Aneel - CCC no montante de R$ 986 milhões, para fazer face aos custos de glosas pela Aneel no âmbito do processo de fiscalização do Fundo Setorial CCC devido as distribuidoras, nos termos da Lei 12.111/2009;
- ✓ Reversão de Provisões para contratos onerosos de R$ 1.493 milhões, principalmente em decorrência da redução de despesa de pessoal observada com a realização do plano de aposentadoria extraordinária – PAE;
- ✓ Provisões de *impairment* de R$ 641 milhões;
- ✓ Resultado Financeiro Líquido negativo de R$ 5.194 milhões;
- ✓ Resultado do segmento de Distribuição negativo no montante líquido de R$4.179 milhões, com destaque para o prejuízo de R$2.313 milhões da Amazonas Distribuição;
- ✓ EBITDA no montante de R$ 6.744 milhões e EBITDA Gerencial no montante de R$ 5.554 milhões em 2017;

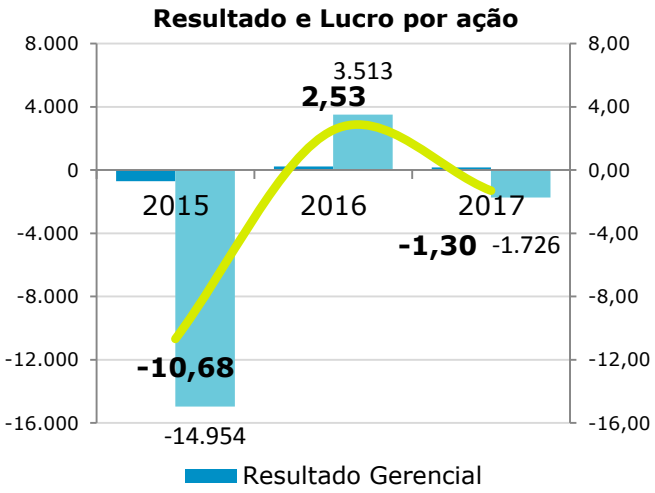
9.2. Resultado 2017 X 2016

O Resultado de 2017 registra uma redução de 149% em relação ao ano de 2016, tendo sido apurado um prejuízo líquido de R$ 1.726 milhões em 2017, contra um lucro líquido de R$ 3.513 milhões em 2016.

O lucro líquido gerencial obtido em 2017 foi de R$ 178 milhões, 22% inferior ao lucro gerencial de R$ 229 milhões de 2016.

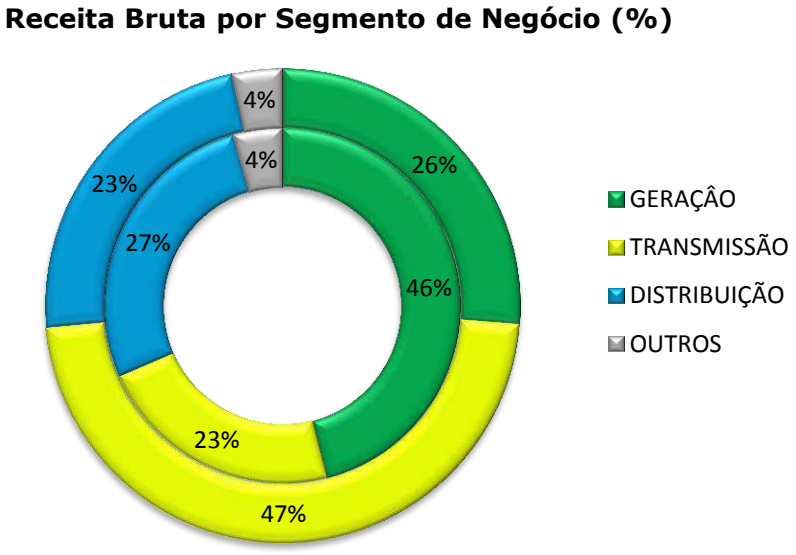
Relatório da Administração





9.3. Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida, no montante de R$ 37.876 milhões apresentou, em 2017, uma redução de 37% em relação aos 2016, quando foi registrado o montante de R$ 60.316 milhões. Excluindo a receita da RBSE e as receitas da CELG D, a Receita Operacional Líquida apresentaria um crescimento de 17%, passando de R$27.930 milhões em 2016 para R$ 32.639 milhões em 2017, Na análise de segmentos, reportada em IFRS, apresentamos os seguintes destaques:



CONSOLIDADO	2017	2016
Geração - Suprimento	14.698	12.886
Geração - Fornecimento	2.554	2.946
Geração - CCEE (curto prazo)	1.006	927
Geração - Receita de Operação e Manutenção	2.198	2.179
Geração - Receita de Construção	53	41
Geração - Repasse Itaipu (vide II.3.a)	626	-347
Transmissão - Receita de Operação e Manutenção	3.398	2.976
Transmissão - Receita de Construção	917	1.175
Transmissão - Atualizações da Taxa de Retorno	6.063	29.406
Distribuição - Fornecimento e Suprimento	9.468	15.208
Distribuição - Receita de Curto Prazo	725	315

Relatório da Administração

Distribuição - Receita de Construção	782	1.166
Distribuição - CVA e outros Componentes Financeiros	1.441	-339
Outras Receitas	2.060	2.450
Receita Bruta	**45.990**	**70.988**
Deduções da Receita	-8.114	-10.672
Receita Operacional Líquida	**37.876**	**60.316**

As Receitas de Geração apresentaram um crescimento de 13,4%, passando de R$ 18.632 milhões em 2016 para R$ 21.136 milhões em 2017. A receita de suprimento também apresentou crescimento, passando de R$ 12.886 milhões em 2016 para R$ 14.698 milhões em 2017, devido, principalmente, as variações nas seguintes controladas: (i) Na controlada Furnas, novos Contratos no Ambiente de Contratação Livre com variação no preço médio devido às conjunturas de mercado e atualização de preços dos contratos pelo IPCA e término de contratos de cerca de 238,8 MW med e devoluções de Energia contratada de CCEAR's dos produtos de Energia Existente, no âmbito do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD, devido a migração de consumidores livres e MCSD 4. (ii) Na Eletrosul, ocorreu reajustes dos contratos pelo IPCA, variação de preços no ACL -Ambiente de Contratação Livre, referente a energia gerada por PCHs - Pequenas Centrais Hidroelétricas, por eólicas e energia comprada por meio de PPAs - Contratos de Compra e Venda de Energia, que é revendida no ACL, em contratos de curto prazo; novo contrato, a partir de abril de 2017, firmado com a SPE Teles Pires; e a partir de abril/17 as SPEs Hermenegildo I, II, III e Chuí IX efetuaram descontratação dos ACRs por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova, sendo a energia descontratada adquirida pela Eletrosul e revendida no ACL - Ambiente de Contratação Livre e/ou liquidada a PLD; (iii) Na Eletronuclear, atualização da receita contratada conforme Resolução Homologatória Aneel 2.193/16 que estabeleceu a receita fixa para o ano de 2017.

A venda de energia no mercado de curto prazo passou de R$ 927 milhões em 2016 para R$ 1.006 milhões em 2017, refletindo, principalmente, o maior Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) em 2017.

A receita de Operação e Manutenção das Usinas renovadas pela Lei 12.783/2013 passou de R$ 2.179 milhões em 2016 para R$ 2.198 milhões em 2017, influenciada, principalmente, pelo reajuste anual da RAG, ocorrido em julho de 2017. A Receita de construção passou de R$ 41 milhões, em 2016, para R$ 53 milhões em 2017, mas sem efeito para o resultado uma vez que tem valor equivalente contabilizado ao custo de construção. O Repasse de Itaipu passou de um montante negativo de R$ 347 milhões em 2016 para um montante positivo de R$ 642 milhões em 2017, influenciado pelos efeitos da variação do dólar sobre a atualização monetária calculada com base nos índices de preços americanos *Commercial Price e Industrial goods*. Houve redução apenas na receita de fornecimento, que passou de R$ 2.946 milhões em 2016 para R$ 2.554 milhões em 2017 em razão, principalmente, da variação de preço nos contratos de longo prazo na controlada eletrosul e da migração dos consumidores livres na controlada Amazonas Energia.

As Receitas de Transmissão apresentaram uma redução de 69%, passando de R$ 33.557 milhões em 2016 para R$ 10.378 milhões em 2017, influenciadas, principalmente, pelo efeito da Portaria nº 120, de 20 de abril de 2017, do Ministério de Minas e Energia, que estabeleceu as condições de pagamento e remuneração relativa à Rede Básica do Sistema Existente (RBSE), permitindo o registro contábil do crédito, em 2016, com impacto na receita de transmissão, na conta de atualização das taxas de retorno de Transmissão de R$ 28.601 milhões. As Receitas de Transmissão, desconsiderando os efeitos da contabilização da RBSE, teriam apresentado um crescimento de 10%, influenciadas, principalmente, ao crescimento da receita de retorno do investimento em transmissão que apresentaram crescimento de 42%, passando de R$ 806 milhões em 2016 para 1.140 milhões em 2017. As Receitas de Operação e Manutenção das linhas de transmissão renovadas e não renovadas passaram de R$ 2.976 milhões em 2016 para R$ 3.398 milhões em 2017, influenciadas, principalmente, pela revisão anual da RAP. Devido ao menor volume de investimentos no período, a receita de construção passou de R$ 1.175 milhões em 2016 para R$ 917 milhões em 2017, mas sem efeito para o resultado, uma vez que possui valor equivalente contabilizado como custo de construção

As Receitas do Segmento de Distribuição apresentaram uma redução de 24,1%, passando de R$ 16.349 milhões em 2016 para R$ 12.416 milhões em 2017. Essa redução se deve, fundamentalmente, a redução

Relatório da Administração

das receitas de Fornecimento, que passou de R$ 15.208 milhões em 2016 para R$ 9.468 milhões em 2017, se deve, fundamentalmente, a venda da CELG-D.

A conta de CVA e outros componentes financeiro passou de um montante negativo R$ 339 milhões em 2016, para um montante positivo de R$ 1.441 milhões em 2017, em virtude, principalmente, do cálculo da parcela de constituição, afetada pela diferença entre o preço considerado para o ACR médio nas tarifas e o preço médios dos contratos de compra de energia durante o ano de 2017, com destaque para as controladas, Amazonas Energia, Cepisa e Ceal. A Receita de construção passou de R$ 1.166 milhões, em 2016, para R$ 782 milhões em 2017, mas sem efeito para o resultado uma vez que tem valor equivalente contabilizado como custo de construção.

CVA e Outros componentes Financeiros	2017	2016
Eletroacre	-25	18
Ceal	311	-153
Amazonas Distribuição de Energia S.A.	695	-129
Cepisa	279	67
Ceron	126	162
Boa Vista	67	-9
Celg-D	-11	-296
TOTAL CVA e Outros componentes Financeiros	**1.441**	**-339**

Outras Receitas apresentaram uma redução de 15,9%, passando de R$ 2.450 milhões em 2016 para R$ 2.060 milhões em 2017, devido, principalmente, a exclusão do resultado das receitas da CELG-D a partir da desconsolidação efetuada a partir de fevereiro de 2018.

9.4. Custos Operacionais

Os custos operacionais apresentaram uma redução de 5,2%, passando de um montante de R$ 16.211 milhões em 2016 para um montante de R$ 15.374 milhões em 2017.

A Energia Elétrica Comprada para Revenda apresentou um crescimento de 2,8%, passando de R$ 11.264 milhões em 2016 para R$ 11.585 milhões em 2017, influenciada, principalmente, pelo maior volume de energia comprada pelas controladas Eletronorte e Amazonas GT (em função do corte no fornecimento de gás na usina de Aparecida no período de janeiro a março de 2017 e da geração das usinas térmicas abaixo da energia contratada por problemas de manutenção).

Na conta de Uso da Rede Elétrica foi apurada uma redução de 10,7%. Em 2016, foi registrada uma despesa de R$ 1.805 milhões e, em 2017, foi registrada uma despesa de R$ 1.611 milhões.

Na conta de Combustível para produção de energia elétrica foi apurada uma redução de 44%. Em 2016, foi registrada uma despesa de R$ 760 milhões, enquanto, em 2017, foi registrada uma de despesa de R$ 425 milhões. Essa variação é explicada, principalmente, pela (i) diminuição do ACR médio em 2017, impactando na recuperação de Despesas da CCC; (ii) mudança no contrato de geração de energia para o sistema isolado, pois em 2016, a companhia comprava combustível para produzir energia, e em 2017 essa responsabilidade é do PIE - Produtor Independente de Energia. Como consequência, reduziu combustível, mas aumentou a despesa com energia elétrica comprada para revenda

9.5 Despesas Operacionais

As Despesas operacionais apresentaram redução de 35,4%, passando de R$ 31.234 milhões em 2016 para R$ 20.202 milhões em 2017.

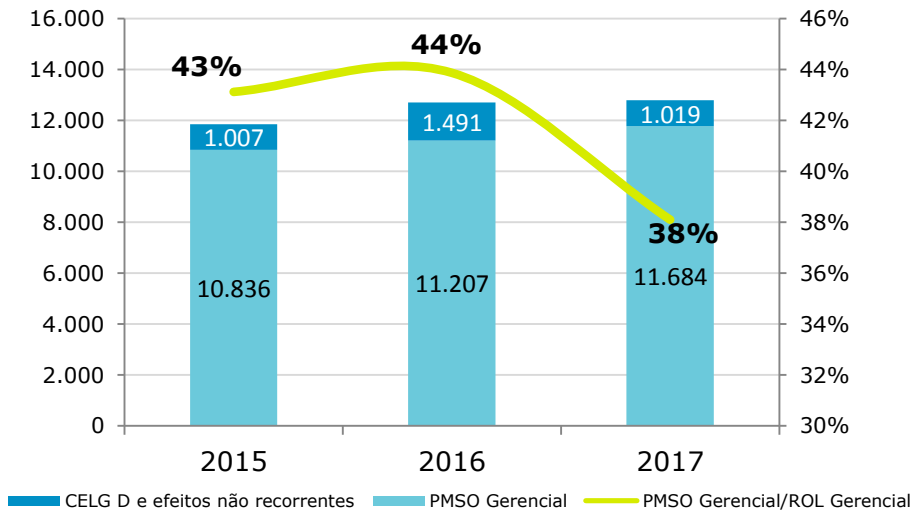
Em 2017, a soma das contas de Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO) apresentou um crescimento de 0,04%, passando de R$ 12.698 milhões em 2016 para R$ 12.703 milhões em 2017. A conta de Pessoal apresentou crescimento de 17,9%, passando de R$ 6.549 milhões em 2016 para R$ 7.722 milhões em 2017, influenciada pelo Plano de aposentadoria Extraordinária (PAE), que onerou essa conta

Relatório da Administração

no montante de R$ 853 milhões. Excluindo as despesas com o PAE e CELG D, a conta de pessoal apresentaria um crescimento de 10,2%, que se deve, principalmente, ao (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018, com efeito de 9% a partir do último trimestre de 2016 referente ao período de 2016-2017, em razão de dissídio coletivo, e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017; e (ii) Na controlada Eletronorte, inclusão na folha de pagamento da Companhia, a partir de setembro de 2016, de efeitos feitos no âmbito de acordo para encerramento de dois processos de periculosidade e turno ininterrupto.

A conta de Serviços apresentou redução de 17,2%, passando de R$ 3.485 milhões em 2016 para R$ 2.884 milhões em 2017. Excluindo a CELG D, a conta de Serviços apresentaria uma redução de 5,2%, devido, principalmente, às despesas com contratação para investigação independente no montante de R$ 291 milhões em 2016, que se reduziram para R$71 milhões em 2017. A conta de material apresentou uma redução de 1,7%, passando de R$ 330 milhões em 2016 para R$ 324 milhões em 2017. A conta de Outras Despesas teve redução de 24,1%, passando de R$ 2.335 milhões em 2016 para R$ 1.773 milhões em 2017, tendo sido impactada em 2016 pela contabilização dos "achados da investigação" no montante de R$ 211 milhões em 2016.

PMSO gerencial e PMSO/ROL



As Provisões Operacionais passaram de R$ 16.723 milhões em 2016 para R$ 5.747 milhões em 2017, apresentando uma redução de 65,6%. Em 2017, as provisões operacionais foram influenciadas, principalmente, pelas provisões para contingência, no montante de R$ 4.398 milhões, com destaque para a reversão de provisões relativas a contratos oneroso, no montante de R$ 1.493 milhões em 2017, que se deve, principalmente, ao lançamento do Plano de aposentadoria Extraordinária (PAE).

R$ milhões

Consolidado	2017	2016
Garantias	18	30
Contingências	4.398	5.993
PCLD - Consumidores e Revendedores	520	334
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	11	17
Passivo a descoberto em Controladas	0	0
Contratos Onerosos	-1.493	2.194
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos	-336	1.479
Impairment	641	5.537
Provisão ANEEL CCC	986	742
Ajuste a Valor de Mercado	-1	0
TFRH	518	346

Relatório da Administração

Risco Hidrológico	0	-451
Outras	485	501
Total Provisões	**5.747**	**16.723**

Nota: Os valores negativos da tabela acima indicam reversões de provisões.

9.6 Participação Societária

A Participação Societária registrou uma redução de 14% resultante da contabilização de um montante de R$ 3.114 milhões em 2016 e de um montante de R$ 2.692 milhões em 2017, com destaque para a contabilização da alienação da CELG D em 2017 no montante de R$ 1.525 milhões e para o reconhecimento da RBSE pela coligada CTEEP em 2016, com um impacto no resultado de equivalência da Eletrobras de R$ 1.603 milhões, parcialmente compensada pela baixa decorrente dos achados da investigação na SPE Belo Monte (R$ 91 milhões).

9.7. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro líquido passou de uma despesa líquida de R$ 3.931 milhões em 2016 para uma despesa líquida de R$ 5.193 milhões em 2017. Essa variação deve-se, principalmente, a variação do câmbio no período incidente sobre contratos de financiamento e com fornecedores.. Contribuíram também para o resultado financeiro as atualizações monetárias, influenciadas, principalmente, redução das taxas dos principais indexadores (inflação e SELIC) incidentes sobre créditos como recebíveis da CCC/CDE da Amazonas atualizado; (ii) diminuição da atualização dos créditos de energia renegociados, derivados da Lei 8727/93 e também do pagamento do crédito pela União em agosto de 2017..

9.8 Imposto de Renda e Contribuição Social

A provisão para IR e CSLL passou de uma despesa de R$ 8.511 milhões em 2016 para uma despesa de R$ 1.525 milhões em 2017, influenciada pelos tributos diferidos, principalmente, pelo efeito da contabilização da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE). A provisão referente a RBSE foi de R$ 9.724 milhões em 2016 e de R$1.674 milhões em 2017.

R$ milhões

Consolidado	2017	2016
IR e CSLL Corrente	-1.593	-619
IR e CSLL Diferido	68	-7.892

9.9 Resultado Consolidado

CONSOLIDADO	2017	2016
Receita Operacional Líquida	**37.876**	**60.316**
Energia comprada para revenda	-11.585	-11.264
Encargos sobre uso da rede elétrica	-1.611	-1.805
Combustível para produção de energia elétrica	-425	-760
Construção	-1.752	-2.382
Resultado Bruto	**22.502**	**44.105**
Pessoal, Material, Serviços e Outros	-12.703	-12.698
Depreciação e amortização	-1.751	-1.844
Provisões/Reversões operacionais	-5.747	-16.723
Resultado Operacional antes de Part.Societárias	**2.301**	**12.841**
Participações Societárias	2.692	3.114
Resultado antes do Resultado Financeiro	**4.993**	**15.955**
Receita de Juros e Aplicações Financeiras	1.809	2.241

Relatório da Administração

Atualização Monetária líquida	0	399
Variação Cambial líquida	-119	138
Encargos da Dívida	-5.757	-6.376
Encargos de Recursos de Acionistas	-388	-201
Outros resultados financeiros	-745	-131
Resultado antes de IR e CSLL	**-200**	**12.024**
Imposto de Renda e Contribuição Social	-1.525	-8.511
Lucro/Prejuízo Líquido do período	**-1.726**	**3.513**

Em R$ milhões

EBITDA	2017	2016	%
Resultado do Exercício	-1.726	3.513	-149%
+ Provisão Imposto de Renda e Contribuição Social	1.525	8.511	-82%
+ Resultado Financeiro	5.193	3.931	32%
+ Amortização e Depreciação	1.751	1.844	-5%
= EBITDA	**6.744**	**17.799**	**-62%**
AJUSTES			
Celg D - Alienação e EBITDA	-1.554	-184	744%
Efeitos Rede Básica do Sistema Existente (RBSE)	-4.923	-28.601	-83%
Plano de Aposentadoria Extraordinário	853	0	
Despesas Investigação independente	71	291	-76%
Achados da Investigação	0	211	-100%
Contingências	4.398	5.993	-27%
Contratos Onerosos	-1.493	2.194	-168%
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos	-336	1.479	-123%
Impairment	641	5.537	-88%
Provisão ANEEL - CCC	986	742	33%
Ajuste a Valor de Mercado	-1	0	-1444%
TFRH (Taxa Pará)	518	346	49%
GSF	0	-451	-100%
Participações societárias (RBSE CTEEP e Investigação SPE)	-349	-1.512	-77%
= EBITDA GERENCIAL	**5.554**	**3.845**	**44%**

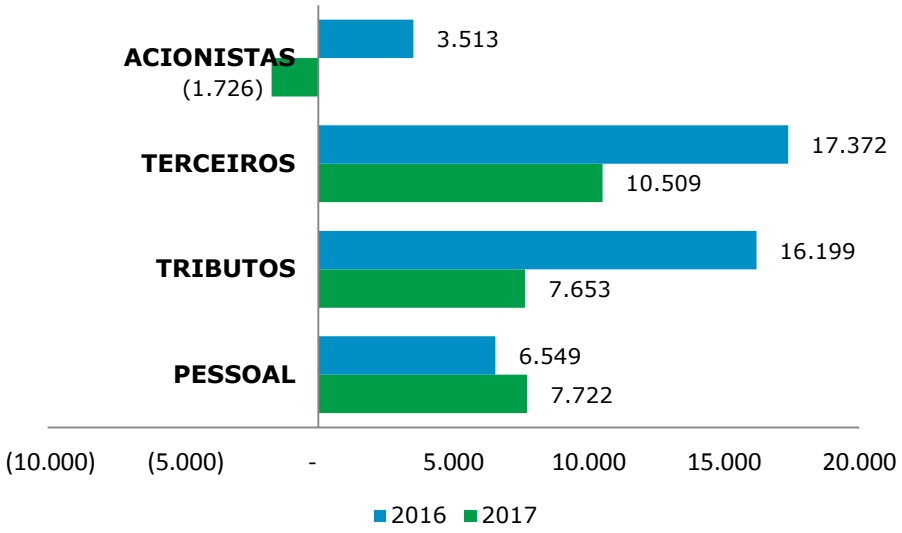
9.11. Resultado por Segmento de Negócio

31/12/2017 (R$ milhões)								
DRE por Segmento	Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total
		Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	216	18.070	1.844	1.442	8.684	9.598	(1.978)	37.876
Custos e Despesas Operacionais	(7.773)	(11.932)	(2.015)	(1.288)	(3.721)	(10.778)	1.932	(35.575)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(7.557)	6.138	(171)	154	4.963	(1.181)	(45)	2.301
Resultado Financeiro	1.046	(1.497)	(243)	(406)	(637)	(3.502)	45	(5.193)
Resultado de Participações Societárias	2.692	-	-	-	-	-	-	2.692
Imposto de renda e contribuição social	(1.081)	(188)	(41)	(47)	(671)	504	-	(1.525)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	**(4.900)**	**4.453**	**(455)**	**(299)**	**3.655**	**(4.179)**	**-**	**(1.726)**

Relatório da Administração

31/12/2016 (R$ milhões)								
DRE por Segmento	Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total
		Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	177	15.674	1.626	1.604	31.940	11.582	-2.287	60.316
Custos e Despesas Operacionais	-4.209	-18.143	-2.559	-2.517	-4.831	-15.562	2.343	(47.475)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	-4.031	-2.469	-932	-913	27.109	-3.980	56	12.841
Resultado Financeiro	-979	-1.744	-619	-179	307	-2.658	-56	(3.931)
Resultado de Participações Societárias	3.114	-	-	-	-	-	-	3.114
Imposto de renda e contribuição social	-68	533	166	-167	-8.974	-	-	(8.511)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	**-1.964**	**-3.681**	**-1.386**	**-1.259**	**18.442**	**-6.639**	**-**	**3.513**

9.12. Demonstração de Valor Adicionado (DVA) – R$ milhões



Em 2017, observa-se variação negativa de R$ 5.239 milhões no valor adicionado para os acionistas, que passou de um montante positivo de R$ 3.513 milhões em 2016 para um montante negativo de R$ 1.726 milhões em 2017.

A redução de R$ 6.863 milhões nos valores para terceiros, reflete, principalmente: (i) o impacto do câmbio nas dívidas em moeda estrangeira, com reflexo na conta "variações cambiais".

A redução de R$ 8.547 milhões nos tributos é reflexo do aumento dos tributos sobre a receita, pelo efeito da Portaria nº 120, de 20 de abril de 2016, do Ministério de Minas e Energia, que estabeleceu as condições de pagamento e remuneração relativa à Rede Básica do Sistema Existente (RBSE), permitindo o registro contábil do crédito, no ano de 2016, com impacto na receita de transmissão, na conta de atualização das taxas de retorno de Transmissão de R$ 28.601 milhões.

A variação de 18% na conta de pessoal, que passou de R$ 6.549 milhões em 2016 para R$ 7.722 milhões em 2017, influenciada pelo Plano de aposentadoria Extraordinária (PAE), que onerou essa conta no montante de R$ 853 milhões.

Dessa forma, a variação de R$ 19.475 milhões na Demonstração de Valor Adicionado da Eletrobras é explicada, principalmente, em 2017, pela provisão relativa aos empréstimos compulsórios e pelo prejuízo

Relatório da Administração

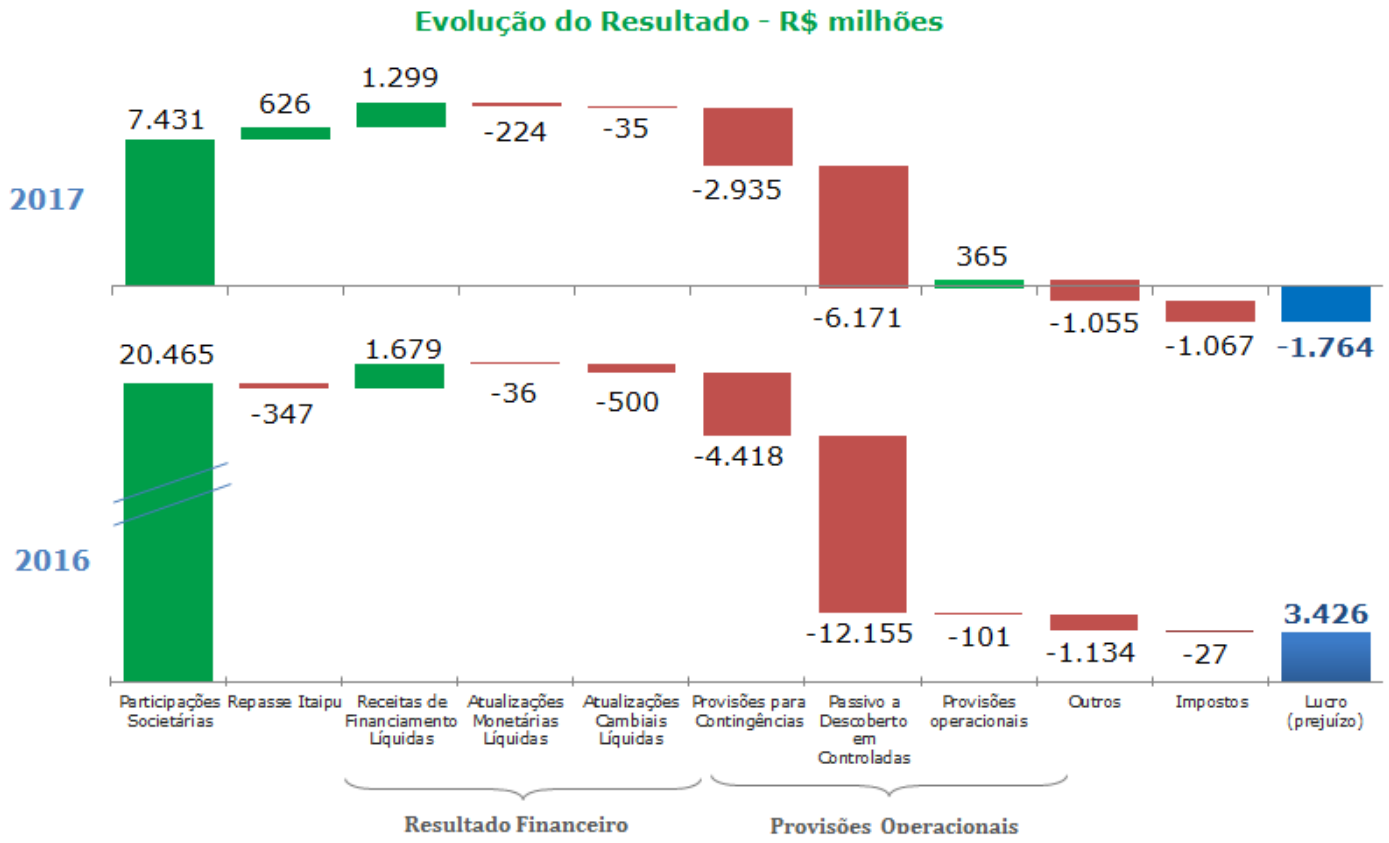
das distribuidoras e, em 2016, pelo reconhecimento da receita da RBSE em 2016, em contrapartida a uma receita menor da RBSE em 2017, referente apenas a atualização monetária do saldo.

9.13. Análise do Resultado da Controladora

A Eletrobras apresentou, no resultado de 2017, prejuízo líquido de R$ 1.764 milhões, em comparação ao lucro líquido de R$ 3.426 milhões registrado em 2016.

Esse resultado de 2017 foi decisivamente influenciado por:

(i) Resultado de Participações Societárias, de R$ 7.431 milhões, influenciado, principalmente, pelo efeito da Portaria nº 120, de 20 de abril de 2016, do Ministério de Minas e Energia, que estabeleceu as condições de pagamento e remuneração relativa à Rede Básica do Sistema Existente (RBSE);
(ii) Passivo a descoberto em controladas no montante de R$ 6.171 milhões, impacto, principalmente, pelas controladas Amazonas Energia Distribuição (R$ 2.601 milhões), Eletronuclear (R$ 542 milhões), CGTEE (R$ 1.170 milhões) e Ceal (R$ 463 milhões);
(iii) Provisões para contingências judiciais, no montante de R$ 2.935 milhões, decorrente, principalmente, das provisões relativas aos processos judiciais de empréstimo compulsório (Vide Nota explicativa número 43 das Demonstrações Financeiras de 2017); e
(iv) Encargos de dívidas no montante líquido negativo de R$ 5.757 milhões, fortemente influenciada pela atualização da provisão para empréstimos compulsório. O gráfico a seguir apresenta um comparativo do resultado da Eletrobras holding entre 2017 e 2016.



Em 2017, o resultado de Participações Societárias impactou de forma positiva o resultado da Companhia em R$ 7.431 milhões, decorrente da avaliação dos investimentos societários, devido, principalmente, ao resultado da Equivalência Patrimonial das empresas controladas, influenciado, principalmente, pelo efeito da Portaria nº 120, de 20 de abril de 2016, do Ministério de Minas e Energia, que estabeleceu as condições de pagamento e remuneração relativa à Rede Básica do Sistema Existente (RBSE).

Relatório da Administração

R$ milhões

	Controladora	
	2017	2016
Investimentos em controladas		
Equivalência patrimonial	4.859	18.042
Investimentos em coligadas		
Juros sobre o capital próprio		
Equivalência patrimonial	911	2.253
	911	**2.253**
Outros investimentos		
Juros sobre o capital próprio	21	1
Dividendos	39	102
Remuneração dos investimentos em parcerias	1	-
Rendimentos de capital – ITAIPU	73	85
Outros	-	-18
	135	**170**
Alienação de Investimentos	**1.525**	**-**
Total	**7.431**	**20.465**

Em 2017, o Resultado Financeiro impactou de forma positiva o resultado da Controladora em R$ 1.040 milhões em relação aos R$ 1.143 milhões reportados em 2016. Essa variação é explicada, principalmente, pelo menor resultado da variação cambial aplicável ao financiamento a receber de Itaipu em dólar, conforme a seguir:

R$ milhões

	RESULTADO FINANCEIRO	
	2017	2016
Receitas Financeiras		
Receitas de juros, comissões e taxas	3.406	3.480
Receita de aplicações financeiras	722	744
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	19	35
Atualizações monetárias ativas	-224	-36
Variações cambiais ativas	-35	-500
Outras receitas financeiras	134	157
Despesas Financeiras		
Encargos de dívidas	-2.091	-2.306
Encargos de arrendamento mercantil	0	0
Encargos sobre recursos de acionistas	-371	-185
Outras despesas financeiras	-520	-245
Total	**1.040**	**1.143**

Relatório da Administração

Em 2017, as Provisões Operacionais impactaram de forma negativa o resultado da Controladora em R$ 8.740 milhões, frente a R$ 14.676 milhões em 2016. Essa variação é explicada, principalmente, pelo crescimento do Passivo a descoberto em Controladas no montante de R$ 6.171 milhões.

R$ milhões

Provisões Operacionais	Controladora	
	2017	2016
Garantias	18	30
Contingências	2.935	4.418
PCLD - Consumidores e Revendedores	0	0
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	11	17
Passivo a descoberto em Controladas	6.171	12.155
Contratos Onerosos	0	0
Perdas em Investimentos	-570	-27
Impairment	-2	-2
Ajuste a Valor de Mercado	-1	0
Outras	178	83
Total	**8.740**	**16.675**

9.14 Estrutura de Capital e Endividamento Consolidado

Dívida Líquida	2017	2016
Financiamentos a pagar sem RGR (1)	42.982	42.590
(-) (Caixa e Equivalente de caixa + Títulos e Valores Mobiliários)	8.048	6.425
(-) Financiamentos a Receber sem RGR (2)	12.848	11.299
(-) Saldo líquido do Ativo Financeiro de Itaipu	1.788	1.428
Dívida Líquida	**20.297**	**23.438**

1. Foram excluídos da dívida bruta os financiamentos, concedidos com recursos da RGR, devidos por empresa fora do grupo Eletrobras (R$ 1.219 milhões) e os créditos referentes à federalização das Distribuidoras, conforme Artigo 21-A e 21-B da Lei 12.783/2013 (R$ 1.391 milhões).
2. Foram excluídos os recebíveis devidos por empresa fora do grupo Eletrobras à conta da RGR (1.219 milhões) e ajustado pelos recebíveis da Empresas Distribuidoras mantidas para venda (R$3.801 milhões).

No ano de 2017, a Eletrobras Holding optou por não acessar o mercado de capitais local ou externo. Ainda, também optou a Holding por não contrair dívidas no mercado bancário local ou externo. A opção de não captação de recursos no ano de 2017 tanto no mercado interno quanto externo deveu-se basicamente a conjuntura atual.

Quanto às empresas do Sistema Eletrobras, a Chesf captou R$ 158,4 milhões junto ao Banco BNB ao custo de 8,62% a.a. por 168 meses (incluindo 36 meses de carência).

A Eletrosul captou recursos no valor de 690 milhões através de uma distribuição de cotas de Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC) tendo o BTG Pactual como coordenador e CEF como administradora dos fundos.

A Eletronorte captou recursos junto a Caixa Econômica Federal no valor de 500 milhões. Ainda, Furnas captou R$ 85 milhões junto ao Banco do Brasil, por meio de duas Cédulas de Crédito Bancário.

Empresas Eletrobras	Recursos Recebidos em 2017 (R$ milhões)	Recursos Recebidos em 2016 (R$ milhões)

Relatório da Administração

	Aumento de Capital	AFAC	Financiamentos	Total	Aumento de Capital	AFAC	Financiamentos	Total
Eletrobras Holding	0	0	0	0	0	2.906,1	0	2.906,1
CGTEE	0	159,11	8,58	167,69	0	337,7	161,6	499,3
Chesf	0	0	726,52	726,52	0	0	884,15	884,15
Eletronorte	0	0	0	0	0	0	591,66	591,66
Eletronuclear	0	0	219	219	0	0	133	133
Eletrosul	0	0	0	0	0	0	0	0
Eletropar	0	0	0	0	0	0	0	0
Furnas	0	0	0	0	0	0	419,07	419,07
Itaipu Binacional	0	0	0	0	0	0	0	0
Eletroacre	0	0	102,33	102,33	0	56,67	60,27	116,94
Ceal	0	0	333,68	333,68	0	159,16	176,97	336,13
Amazonas Energia	0	0	862,38	862,38	0	117,45	729,52	846,97
Cepisa	0	13,58	484,09	497,67	0	295,4	202,26	497,66
Ceron	0	0	301,88	301,88	0	0	167,48	167,48
Boa Vista Energia	0	0	176,27	176,27	0	80,09	58,35	138,44
Celg-D	0	0	0	0	0	0	80	80
Total Liberado	**0**	**172,69**	**3.214,73**	**3.387,42**	**0**	**1.046,47**	**3.664,33**	**4.710,80**

Empresas Eletrobras	Financiamentos recebidos em 2017 (R$ milhões)					Financiamentos recebidos em 2016 (R$ milhões)				
	RGR	CDE	RO[1]	Outras Instituições	TOTAL	RGR	CDE	RO	Outras Instituições	TOTAL
CGTEE	0	0	8,58	0	8,58			161,61		161,61
Chesf	0	0	726,52	0	726,52			681,53	202,62	884,15
Eletronorte	0	0	0	0	0			200	391,66	591,66
Eletronuclear	0	0	219	0	219			133		133
Eletrosul	0	0	0	0	0					0
Eletropar	0	0	0	0	0					0
Furnas	0	0	0	0	0			194,95	224,12	419,07
Itaipu Binacional	0	0	0	0	0					0
Eletroacre	94,83	0	7,5	0	102,33	48,05		12,22		60,27
Ceal	294,84	0	38,84	0	333,68	133,04	10,92	26,26	6,74	176,96
Amazonas Energia	803,31	0	59,07	0	862,38	467,94	39,06	222,51		729,51
Cepisa	462,42	0	21,67	0	484,09	165,06		37,2		202,26
Ceron	262,02	0	39,86	0	301,88	141,6		25,89		167,49
Boa Vista Energia	171,91	0	4,36	0	176,27	51,42		6,93		58,35
Celg-D	0	0	0	0	0			80		80
Total Liberado	**2.089,33**	**0**	**1.125,40**	**0**	**3.214,73**	**1.007,11**	**49,98**	**1.782,10**	**825,14**	**3.664,33**

[1]-Os valores liberados a título de RO para as empresas de distribuição do grupo Eletrobras referem-se a recursos específico para as distribuidoras no âmbito do do projeto Energia+ financiado pelo Banco Mundial através de contrato BIRD 7884-BR.

Relatório da Administração

Não houve realização de estudos ou implementação de programas ou políticas referentes ao tema "Recursos Financiamentos e Empréstimos concedidos às Controladas" no ano de 2017.

Relatório da Administração

10. MERCADO DE CAPITAIS

O capital social da Eletrobras, em 31 de dezembro de 2017, totalizava R$ 31.305 milhões, representado por 1.352.634.100 ações, sendo ações 1.087.050.297 ordinárias e 265.583.803 ações preferenciais, conforme o quadro abaixo:

Acionistas	Ordinárias	%	Pref. "A"	%	Pref."B"	%	Total	%
Acionista Controlador								
União Federal	554.395.652	51			1.544	0	554.397.196	40,99
BNDESpar	141.757.951	13,04			18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86			18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
FND	45.621.589	4,2					45.621.589	3,37
FGHAB	1.000.000	0,09					1.000.000	0,07
Outros	269.729.841	24,81	146.920	100	228.481.566	86,08	498.358.327	36,85
Acionista não controlador								
Cust.CBLC								
Residente	128.017.007	11,78	82.290	56,01	91.354.162	34,42	219.453.459	16,23
Não Residente	111.229.755	10,23	1	0	103.173.047	38,87	214.402.803	15,85
Prog. Adr	27.781.555	2,56			14.470.255	5,45	42.251.810	3,12
Demais								
Residente	2.701.278	0,25	64.602	43,97	19.483.889	7,34	22.249.769	1,64
Não Residente	246	0	27	0,02	213	0	486	0
Total	**1.087.050.297**	**100**	**146.920**	**100**	**265.436.883**	**100**	**1.352.634.100**	**100**

Não houve alteração materialmente relevante na composição do capital social da Companhia, incluindo: aumento, desdobramento, grupamento, bonificação ou redução no capital social da Eletrobras no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017. Entretanto, em 31 de dezembro de 2017, a Eletrobras possuía um saldo de R$ 3.639 milhões referente a adiantamento para futuro aumento de capital, saldo este que é atualizado pela SELIC, conforme decreto 2.673/1998.

O Capital social da Eletrobras era representado em 31 de dezembro de 2017 pelos seguintes continentes:

Continente	Ordinárias	%	PNA	%	PNB	%
Oceania	2.050.239	0,19%	-	0,00%	772.414	0,29%
Europa	24.153.892	2,22%	28	0,02%	32.280.050	12,16%
América do Norte	92.546.297	8,51%	-	0,00%	68.884.286	25,95%
América do Sul	948.690.906	87,27%	146.892	99,98%	147.879.793	55,71%
Ásia	19.601.263	1,80%	-	0,00%	15.612.640	5,88%
África	7.700	0,00%	-	0,00%	7.700	0,00%
Total	**1.087.050.297**	**100%**	**146.920**	**100%**	**265.436.883**	**100%**

Relatório da Administração

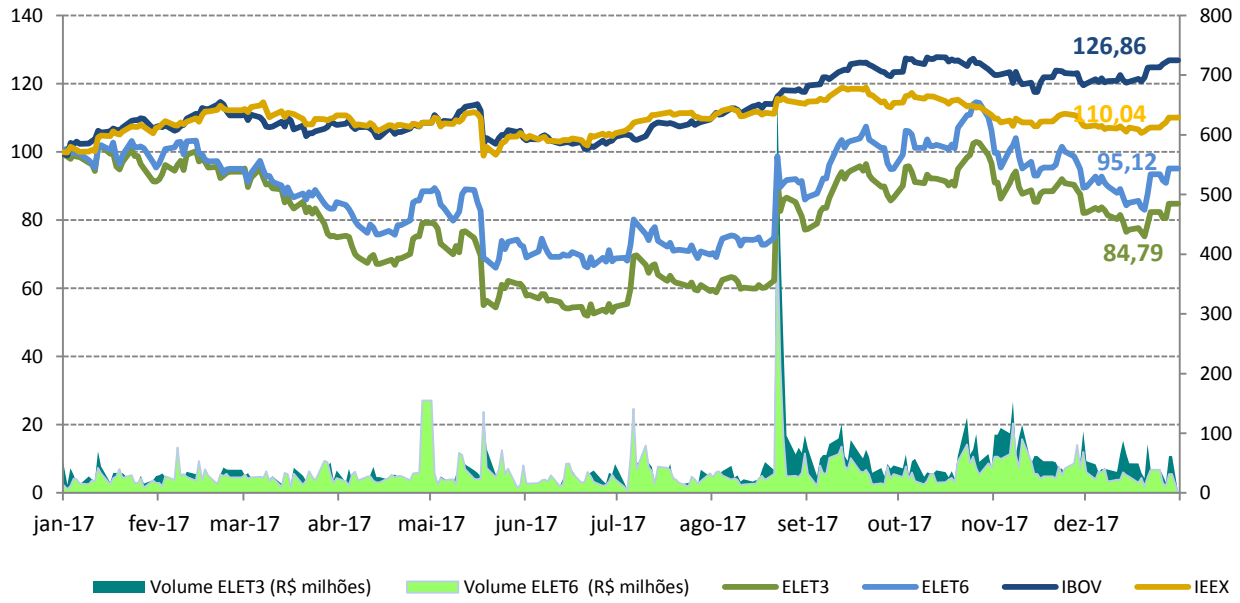
10.1 Desempenho das nossas ações

As ações ordinárias da Eletrobras são negociadas na B3 – Brasil, Bolsa, Balcão , antiga Bolsa de Valores de São Paulo sob o código "ELET3" e as ações preferenciais classe "B" e classe "A" são negociadas na BM&FBOVESPA sob os tickers "ELET6" e "ELET5", respectivamente. Na Bolsa de Valores de Nova York – NYSE, as ações são negociadas através do Programa de ADR nível II, sob os tickers "EBR" e "EBR-B". Na Bolsa de Valores de Madri – Latibex, as ações são negociadas através do Programa Latibex, sob os tickers "XELTO" e "XELTB".

B3- Brasil, Bolsa, Balcão (R$)		
01/01/2017 a 31/12/2017	Classes de Ações	
	ON	PNB
Máximo	23,47	27,35
Mínimo	11,85	15,75
Média	18,12	21,13

O ano de 2017 foi marcado por consideráveis mudanças no cenário político e na diretriz econômica do Brasil, tendo principais destaques as notícias relativas à Operação Lava Jato e às denúncias que afetaram todos os setores de infra-estrutura do Brasil, empresários e classe política do Brasil. Destacam-se ainda notícias referentes ao processo de desestatização da Eletrobras e a possível Reforma da Previdência. Não obstante, o índice Bovespa, principal indicador da bolsa, avançou 26,9% em 2017, considerando a pontuação de fechamento do dia 28 de dezembro de 2017. As ações ordinárias da Eletrobras (ELET3) apresentaram uma desvalorização de 15,2% em 2017, fechando o ano a R$ 19,34. A ação ordinária da Eletrobras alcançou sua máxima do ano em 26 de outubro de 2017, com cotação de fechamento em R$23,47. A cotação mínima ocorreu em 21 de junho de 2017, fechando o dia a R$ 11,85. Já as ações preferenciais da Eletrobras (ELET6) apresentaram uma desvalorização de 6,4% em 2017, fechando o ano a R$ 22,70. A ação preferencial da Eletrobras alcançou sua máxima do ano em 26 de outubro de 2017, fechando o dia a R$27,35. A cotação mínima ocorreu em 22 de maio de 2017, quando fechou o dia a R$15,75.A Companhia acredita que a desvalorização de suas ações no ano de 2017 reflete a instabilidade política, confirmada pela alta volatilidade do mercado no ano, assim como as incertezas relacionadas às perspectivas de recuperação da economia.

Programa Nível 1 B3 – Brasil, Bolsa, Balcão (ELET3 e ELET6)



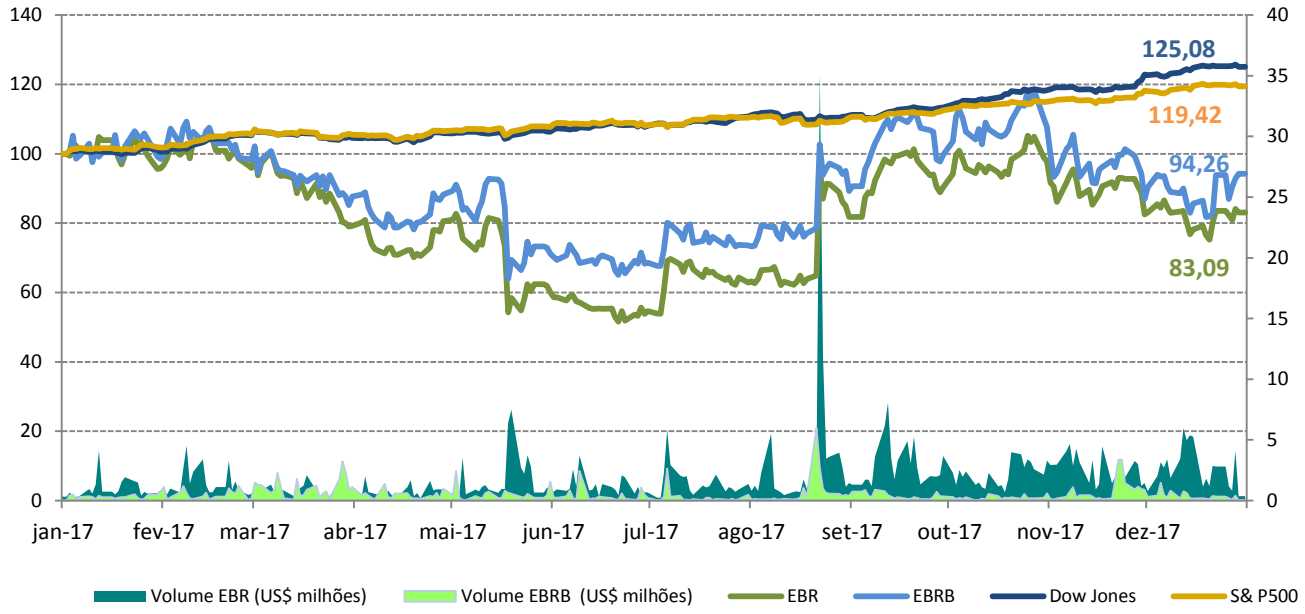
Obs: A forte alteração no volume ocorrida em Agosto de 2017, se refere à expectativa quanto à privatização da Eletrobras.
Fonte: Bloomberg Professional®

Relatório da Administração

Programa de ADR Nível II – Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE) (EBR e EBR-B)

No ano de 2017, os ADRs representativos de ações ordinárias desvalorizaram em 16,9% em relação ao exercício de 2016, enquanto que os ADRs representativos de ações preferenciais desvalorizaram em 5,7%.

NYSE (USD)		
01/01/2017 a 31/12/2017	Classes de Ações	
	ON	PNB
Máximo	7,22	8,53
Mínimo	3,54	4,61
Média	5,66	6,55



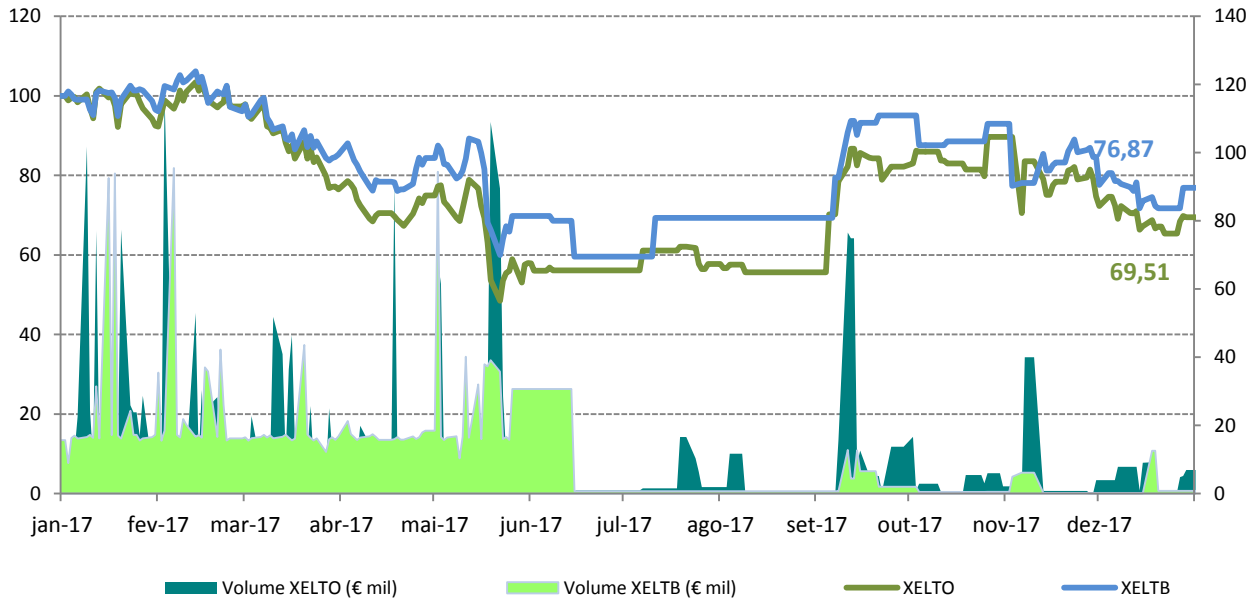
Fonte: Bloomberg Professional®

Programa Latibex – Bolsa de Valores de Madrid (XELTO e XELTB)

Latibex (EUR)		
01/01/2017 a 31/12/2017	Classes de Ações	
	ON	PNB
Máximo	6,94	7,48
Mínimo	3,24	4,20
Média	5,06	5,78

As ações ordinárias do programa Latibex apresentaram uma desvalorização de 30%, fechando o ano a €4,65. Já as ações preferenciais do Programa Latibex apresentaram uma desvalorização de 23%, fechando o ano a €5,42.

Relatório da Administração



Fonte: **Bloomberg** Professional®

10.2. Remuneração aos Acionistas

A Eletrobras, por meio da sua Política de Distribuição de Dividendos, tem como propósito estabelecer as regras e os procedimentos de maneira transparente e de acordo com os dispositivos legais, estatutários e demais regulamentos internos. A decisão de distribuição de dividendos e demais proventos levará em consideração diversos fatores e variáveis, tais como os resultados da Companhia, sua condição financeira, necessidade de caixa, perspectivas futuras dos mercados de atuação atuais e potenciais, oportunidades de investimento existentes, manutenção e expansão da capacidade produtiva.

Essa Política de Distribuição de Dividendos da Eletrobras busca garantir a perenidade e a sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos da Companhia, tendo como premissas a necessidade de flexibilidade e solidez financeira para a manutenção de seus negócios.

A tabela a seguir demonstra os dividendos que foram declarados referentes aos resultados de cada exercício, conforme previsto em seu Estatuto Social e na Lei Federal no 6.404/76:

Tipo de Ação	2017	2016	2015	2014	2013
Ações ordinárias	-		-	-	434
Ações preferenciais classe A	-	0,3	-	0,01	0,3
Ações preferenciais classe B	-	433,6	-	27,59	433,6
	-	**433,9**	**-**	**27,6**	**867,9**

Nos termos do artigo 132 da Lei das Sociedades por Ações, até 04 (quatro) meses após o término do exercício social, os acionistas das companhias por ela regidas deverão ser reunir para, deliberar sobre a destinação do resultado e a distribuição do lucro líquido referente ao exercício social anterior e a distribuição de dividendos aos acionistas.

Neste sentido, considerando que conforme apurado nas Demonstrações Financeiras Anuais, completas, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017 a Companhia apurou prejuízo de R$(2.059) milhões, o que representa, considerando o resultado consolidado um prejuízo de R$(2.021) milhões, e, por consequência, que não haverá lucro a distribuir.

Relatório da Administração

A proposta da Administração para a destinação do resultado do exercício de 2017, encontra-se descrita na tabela a seguir:

Distribuição do resultado	R$ mil
Lucro Líquido (prejuízo) do exercício:	**2017**
Prejuízos acumulados antes da absorção do prejuízo	**(1.763.805)**
Absorção de reservas	
Saldo inicial das reservas de lucros	**3.018.680**
Realização de outros resultados abrangentes	(4.311)
Resultados de aquisição de investidas	(28.874)
Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	(22.967)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	(10.827)
Realização da reserva estatutária	(1.696.826)
Saldo final de prejuízo acumulados após absorção de reservas	

Para maiores informações observar a Proposta da Administração da 58ª AGO arquivada e disponível no site da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), através do website, assim como no site da Eletrobras.

10.3. Rating (Classificação de Risco)

De acordo com as agências de classificação de risco responsáveis pela avaliação da Eletrobras, os ratings da Companhia refletem a perspectiva do rating soberano do Brasil e também a expectativa de que a Eletrobras continuará desempenhando um papel essencial no setor elétrico brasileiro e, portanto, continuará recebendo suporte do governo. Consequentemente, qualquer ação de rating da empresa continua espelhando o rating soberano do país.

Agência	Classificação Nacional/Perspectiva	Último Relatório
Moody's Issuer Rating	["Ba3": / Estável]	04/12/2017
Moody's Senior Unsecured Debt	["Ba3": /Estável]	04/12/2017
Fitch LT National Currency Issuer	["B+": / RR4]	27/02/2018
Fitch LT Foreign Currency Issuer	["B+": / Estável]	27/02/2018
S&P LT Local Currency	["BB" / Negativa]	15/12/2017
S&P LT Foreign Currency	["BB" / Negativa]	15/12/2017

* Capacidade média de recuperação em caso de inadimplência: emissões classificadas em RR4 têm características compatíveis com títulos que historicamente apresentam recuperação entre 31% e 50% do principal e juros.

10.4. Empréstimo Compulsório

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei 4.156/1962 com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1983, que fixou a data de 31 de dezembro de 1993 como o prazo final de arrecadação.

Na primeira fase desse Empréstimo Compulsório, encerrada com o advento do Decreto-Lei 1.512/1976, a cobrança do tributo alcançou diversas classes de consumidores de energia, e os créditos dos contribuintes foram representados por Obrigações ao Portador emitidas pela Companhia. As Obrigações ao Portador, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório, não constituem títulos mobiliários, não são negociáveis em Bolsa de Valores, não têm cotação e são inexigíveis. Desta forma, a Administração da Companhia esclarece que a Companhia não possui debêntures em circulação.

No segundo momento, iniciado com as disposições contidas no referido Decreto-Lei, o Empréstimo Compulsório em questão passou a ser cobrado somente de indústrias com consumo mensal de energia superior a 2.000 kwh, e os créditos dos contribuintes deixaram de ser representados por títulos, passando

Relatório da Administração

a ser simplesmente escriturados pela Companhia. Os valores do principal desses créditos podem ser pagos com ação preferencial classe B, conforme autoriza a legislação aplicável.

Em 2017, foram implantadas no sistema escritural do Bradesco, o montante de 319.418 ações preferenciais classe B, que correspondiam, em 30 de dezembro de 2017, avaliadas a valor de mercado, a R$ 7,2 milhões, e enviou às empresas de distribuição de energia elétrica, para repasse aos consumidores industriais, o montante de R$ 2,8 milhões, referente aos juros do créditos do empréstimo compulsório que ainda não foram convertido em ações.

Informações detalhadas sobre o empréstimo compulsório podem ser obtidas através do email institucional **emprestimo-compulsorio@eletrobras.com**.

Existem processos judiciais ajuizadas pelos industriais que cobram da Eletrobras especialmente a aplicação de juros diferente daquele prevista na legislação que criou e regulamentou o empréstimo compulsório. A Eletrobras vem apresentando vigorosa em todos esses processos.
Quanto ao montante da provisão de processos judiciais envolvendo empréstimo compulsório, verificar tabela a seguir:

Saldo inicial (31 de dezembro de 2016) em R$ mil	**R$ 13.901.603**
Constituição de provisão	3.423.045
Atualização monetária	1.182.607
Reversão de provisão	-1.314.196
Pagamentos efetuados	-596.792
Saldo final (31 de Dezembro de 2017) em R$ mil	**R$ 16.596.267**
Variação no período	**R$ 2.694.665**

* Além dos valores acima referentes ao empréstimo compulsório, existem valores da ordem de 67.994 mil referentes a obrigações ao portador que estão classificadas como causas cíveis.

10.5. Relacionamento com Acionistas e Investidores

Em conformidade com sua política de prestação de informações ao mercado e às regras do Nível 1 de Governança Corporativa da B3 – Brasil, Bolsa, Balcão, a Companhia realizou, em 2017, reuniões com analistas e investidores da Associação dos Analistas e profissionais de Investimento no Mercado de Capitais – Apimec – nas principais praças do país: Rio de Janeiro, São Paulo e Brasília.

Para apresentar a companhia a investidores estrangeiros, foi realizado um *roadshow* nos Estados Unidos (Mineápolis, Chicago, Boston e Nova Iorque) e na cidade canadense de Toronto.

Dentre as 03 conferências que a Eletrobras participou no ano de 2017, apenas 01 foi no exterior (Nova Iorque); as demais foram em São Paulo.

No mês de outubro, a empresa realizou o "Eletrobras' Day" com a presença do Diretor Presidente e do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

Em 2017, a Eletrobras realizou 04 teleconferências públicas para o mercado com tradução simultânea em tempo real e acesso à ferramenta *webcast*.

Relatório da Administração

Ombudsman de RI

O Ombudsman de RI da Eletrobras é um dos mais importantes instrumentos de atendimento da Companhia e conta com diversos canais de contato para recebimento e encaminhamento de sugestões, reclamações, elogios e solicitações, visando a melhoria dos processos internos de Relações com Investidores, o fortalecimento da Governança Corporativa, assim como a melhoria da reputação e da transparência da Eletrobras no que se refere ao mercado de capitais. Na busca pela excelência no atendimento ao agente de mercado, o Ombudsman de RI assume um papel ímpar, pois, mais do que o cumprimento dos dispositivos legais, absorve as melhores práticas no âmbito de Ouvidorias e, principalmente, de Ouvidorias de RI.

Em 2017, o Ombusdman de RI recebeu 617 manifestações através de 376 manifestantes, sendo 113 estrangeiros. Os manifestantes foram classificados como agentes autônomos, investidores institucionais, de empresas e pessoas físicas, agências de ratings órgãos reguladores e outros agentes de mercado.

Das 617 manifestações, 614 foram relacionadas a consultas sobre assuntos relacionados à privatização, realização de assembleias de acionistas, informações financeiras e PDNG. Além disso, houve 2 elogios e 1 reclamação.

Informações completas sobre os Relatório do Ombudsman de RI para o ano de 2017 estão disponibilizadas no nosso site de RI.

O Ombudsman de RI oferece os seguintes canais de contato aos agentes de mercado:

Internet:
www.eletrobras.com/ri

E-mail:
ombudsman-ri@eletrobras.com

Endereço:
Avenida Presidente Vargas, 409 – 9º andar. Centro, Rio de Janeiro-RJ CEP 20071-003

Telefones:
+55 21 2514-6333 | 2514-4627

Visita agendada:
de 9:00h a 18:00h

Ressaltamos que manifestações sobre corrupção, fraudes contábeis e financeiras, e ações que possam afetar os controles internos das empresas Eletrobras devem ser realizadas por meio do Canal de Denúncias em nosso site.

Comunicação com o Mercado

Em 2017, foram divulgados 82 Comunicados ao Mercado, 13 Fatos Relevantes e 10 Avisos aos Acionistas, em conformidade com a Instrução CVM 358/02. Todos estes documentos podem ser acessados no site do órgão fiscalizador. Desse total, 24 foram em virtude de solicitação pela CVM ou pela B3, 1 por solicitação do MME enquanto que 57 foram divulgados voluntariamente.

Relatório da Administração

11. AUDITORES INDEPENDENTES

11.1. Serviços de Auditoria Externa

Em 2017, todas as Empresas Eletrobras tiveram como Auditor Independente exclusivo a KPMG Auditores Independentes. Itaipu Binacional teve como auditor independente a PriceWaterhouseCoopers. O contrato com a KPMG Auditores Independentes foi assinado em 2014, com vigência de 36 meses e foi renovado em outubro 2017 por mais 24 meses.

Remuneração (Honorários e Serviços) Relacionada aos Serviços de Auditoria Externa (em R$)			
Auditor Independente	**2017**	**2016**	**2015**
PricewaterhouseCoopers (R$)	-	-	299.780,00
KPMG Assessores LTDA	7.486.083,29	29.310.891,00	4.010.874,00
KPMG Auditores Independentes (R$)	11.947.781,11	16.989.274,58	11.764.219,86
Total	**19.433.864,40**	**46.300.165,58**	**16.074.873,86**
Auditor Independente - Itaipu	**2017**	**2016**	**2015**
PricewaterhouseCoopers (R$)	479.910,00	214.500,00	-
KPMG Auditores Independentes (R$)		234.148,64	82.092,70
Total	**479.910,00**	**448.648,64**	**82.092,70**

A Eletrobras não consolida Itaipu em suas demonstrações financeiras consolidadas.

Realizamos alguns procedimentos que visam evitar o conflito de interesse ou a perda de independência e objetividade por parte dos referidos auditores externos independentes. Nos termos da Instrução CVM nº 308, de 14 de maio de 1999, é obrigatória a substituição dos Auditores Independentes responsáveis pela Eletrobras, no máximo, a cada cinco anos, sendo que os mesmos auditores não podem ser recontratados por um período de três anos. Em 2013, efetuamos a substituição de nossos auditores independentes em atendimento ao disposto na referida regulamentação. Ainda, nos termos do Estatuto Social da Eletrobras, no artigo 36, cabe ao Conselho de Administração a escolha e destituição dos Auditores Independentes. Por fim, com o objetivo de uniformizar as demonstrações financeiras das empresas Eletrobras, o mesmo auditor é responsável pela auditoria de todas as empresas, exceto Itaipu.

Relatório da Administração

12. BALANÇO SOCIAL

Informações de Natureza Social e Ambiental				
(valores expressos em milhares de reais)	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
I. Recursos Humanos				
a. Remuneração	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	R$ 265.695	R$ 244.115	R$ 6.112.598	R$ 5.904.794
- Empregados	R$ 258.738	R$ 239.524	R$ 6.069.747	R$ 5.862.563
- Administradores	R$ 4.166	R$ 4.591	R$ 40.060	R$ 42.231
Relação entre a maior e a menor remuneração:				
- Empregados	14,62	13,59	-	-
- Administradores	1,16	1,05	-	-
b. Benefícios Concedidos	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Encargos Sociais	R$ 74.655	R$ 78.904	R$ 1.480.097	R$ 1.491.320
Alimentação	R$ 16.621	R$ 18.869	R$ 373.128	R$ 404.011
Transporte	R$ 632	R$ 629	R$ 31.361	R$ 27.821
Previdência Privada	R$ 49.869	R$ 58.933	R$ 366.886	R$ 463.923
Saúde	R$ 25.934	R$ 23.603	R$ 618.742	R$ 572.458
Segurança e Medicina do Trabalho	R$ 1.645	R$ 5.853	R$ 40.284	R$ 41.573
Educação ou Auxílio-creche	R$ 2.652	R$ 2.896	R$ 62.794	R$ 67.464
Cultura	R$ -	R$ -	R$ 2.155	R$ 2.046
Capacitação e Desenvolvimento Profissional	R$ 774	R$ 1.159	R$ 33.360	R$ 41.603
Outros	R$ 67.959	R$ 40.828	R$ 928.983	R$ 373.067
Total	**R$ 240.740**	**R$ 231.675**	**R$ 3.937.789**	**R$ 3.485.286**
c. Composição do Corpo Funcional	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Nº de empregados no final do exercício	816	982	21.235	24.701
Nº de admissões	3	5	399	1268
Nº de demissões	104	8	2.034	226
Nº de estagiários no final do exercício	154	244	1.385	2.444
Nº de empregados portadores de necessidade especiais no final do exercício	9	10	607	681
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício	426	555	6.618	14.472
Nº de empregados por sexo:				
- Masculino	531	636	17.368	20.206
- Feminino	285	346	3.867	4.495

Relatório da Administração

Nº de empregados por faixa etária:				
- Menores de 18 anos	0	0	0	0
- De 18 a 35 anos	116	172	4.044	4.932
- De 36 a 60 anos	648	706	14.852	17.187
- Acima de 60 anos	52	104	2.339	2.582
Nº de empregados por nível de escolaridade:				
- Analfabetos	0	0	0	0
- Com ensino fundamental	8	31	1.776	2.172
- Com ensino médio	67	194	4.435	5.328
- Com ensino técnico	0	0	5.405	6.347
- Com ensino superior	386	385	7.104	8.249
- Pós-graduados	355	372	2.515	2.605
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:				
- Masculino	71%	73%	-	-
- Feminino	29%	27%	-	-
d. Contingências e Passivos Trabalhistas	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade	1.562	1.488	11.191	14.112
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes	231	5	1.972	2.504
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes	217	454	2.597	1.581
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça	R$ 6.879	R$ 5.784	R$ 168.679	R$ 220.424
II. Interação da Entidade com o Ambiente Externo				
2.1. Relacionamento com a Comunidade	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Totais dos investimentos em:				
Educação	R$ -	R$ -	R$ 10.139	R$ 6.716
Cultura	R$ 1.106	R$ 1.085	R$ 13.257	R$ 9.533
Saúde e Infraestrutura	R$ -	R$ -	R$ 85.639	R$ 102.244
Esporte e Lazer	R$ -	R$ -	R$ 1.947	R$ 2.153
Alimentação	R$ -	R$ -	R$ 339	R$ 303
Geração de Trabalho e Renda	R$ -	R$ -	R$ 2.001	R$ 3.677
Reassentamento de Famílias	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -
Outros	R$ -	R$ -	R$ 36.609	R$ 32.897
Total dos investimentos	**R$ 1.106**	**R$ 1.085**	**R$ 149.931**	**R$ 157.523**
Tributos (excluídos encargos sociais)	R$ -	R$ -	R$ 5.553.372	R$ 17.210.181
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	R$ -	R$ -	R$ 285.730	R$ 366.903

Relatório da Administração

Total de Relacionamento com a Comunidade	**R$ 1.106**	**R$ 1.085**	**R$ 5.989.033**	**R$ 17.734.607**

2.2. Interação com os Fornecedores

Critérios de responsabilidade social utilizados para a seleção de seus fornecedores:

Em todos os editais de licitação, a empresa proponente apresentam as seguintes declarações:

DECLARA, sob as penas da lei que:

1.1. Para fins do disposto no inciso V, do artigo 27, da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993, acrescido pela Lei nº 9.854, de 27 de outubro de 1999, não emprega menor de dezoito anos em trabalho noturno, perigoso ou insalubre e não emprega menor de dezesseis anos, salvo na condição de aprendiz, a partir de quatorze anos;
1.2. Não possui, em sua cadeia produtiva, empregados executando trabalho degradante ou forçado, observando o disposto nos incisos III e IV, do artigo 1º, e no inciso III, do artigo 5º, da Constituição da República Federativa do Brasil, de 5 de outubro de 1988.

1.3. Não está sob os efeitos de sanção restritiva de direito decorrente de infração administrativa ambiental, nos termos do artigo 72, § 8º, inciso V, da Lei nº 9.605/98 – Lei de Crimes Ambientais.

2. DECLARA, outrossim, conhecer e comprometer-se a respeitar, cumprir e fazer cumprir, no que couber, o Código de Ética das Empresas ELETROBRAS. Não permitindo principalmente, a prática ou a manutenção de discriminação limitativa ao acesso na relação de emprego, ou negativa com relação a sexo, origem, raça, cor, condição física, religião, estado civil, idade, situação familiar ou estado gravídico;

Quando da apresentação da proposta, o proponente deverá apresentar também: prova de regularidade com a Seguridade Social (CND), com o Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (CRF) e com a Justiça do Trabalho (CNDT).

Caso o proponente deixe de apresentar quaisquer dos documentos mencionados acima, sua proposta é desclassificada.

O fornecedor é fiscalizado quanto ao cumprimento da legislação trabalhista e previdenciária, tendo de demonstrar situação regular no cumprimento dos encargos sociais e trabalhistas instituídos por lei, por meio da apresentação das provas de regularidade fiscal e trabalhista, relativas à Seguridade Social, Justiça do Trabalho e ao Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS), nos atos da habilitação, da adjudicação e durante a vigência do referido instrumento contratual.
Algumas companhias inseriram em seus contratos cláusulas de responsabilidade socioambiental com o intuito de compartilhar o compromisso com o desenvolvimento sustentável do país.

Ressaltamos ainda que, de acordo com a Norma ABNT NBR 16001:2012, um dos dispositivos que moldaram o escopo do “Balanço Social”, respeitamos em nosso critério todos os onze temas da boa prática de responsabilidade social:

- boas práticas de governança;
- combate à pirataria, sonegação, fraude e corrupção;
- práticas leais de concorrência;
- direitos da criança e do adolescente, incluindo o combate ao trabalho infantil;
- direitos do trabalhador, incluindo o de livre associação, de negociação, a remuneração justa e benefícios básicos, bem como o combate ao trabalho forçado;
- promoção da diversidade e combate à discriminação (por exemplo: cultural, de gênero, de raça/etnia, idade, pessoa com deficiência);
- compromisso com o desenvolvimento profissional;
- promoção da saúde e segurança;
- promoção de padrões sustentáveis de desenvolvimento, produção, distribuição e consumo, contemplando fornecedores, prestadores de serviço, entre outros;
- proteção ao meio ambiente e aos direitos das gerações futuras;
- ações sociais de interesse público.

III. Interação com o Meio Ambiente

3.1. Investimentos	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	R$ -	R$ -	R$ 217.855	R$ 205.309
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	R$ -	R$ -	R$ 58.069	R$ 96.148
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	R$ 2	R$ 35	R$ 475	R$ 400
Investimentos e gatos com educação ambiental para a comunidade	R$ -	R$ -	R$ 5.088	R$ 3.703
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	R$ 1.491	R$ 1.129	R$ 170.040	R$ 12.208
Total dos investimentos	**1.494**	**1.164**	**451.528**	**317.767**
3.2. Passivo Ambiental	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**

Relatório da Administração

Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	R$ -	R$ -	R$ 9.972	R$ 98.769
Passivos e contingências ambientais	R$ -	R$ -	R$ 40.591	R$ 316
Total dos passivos ambientais	**0**	**0**	**50.563**	**99.085**
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	**16**	**17**	**475**	**1.304**
IV. Outras Informações				
4.1 - Informações financeiras	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Receita Operacional Líquida (ROL)	**R$ 4.511.268**	**R$ 3.449.345**	**R$ 37.476.700**	**R$ 60.748.465**
Resultado Operacional (RO)	**-R$ 697.024**	**R$ 3.452.678**	**-R$ 247.521**	**R$ 11.987.427**

Notas Explicativas

Eletrobras

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.
Eletrobras
(Companhia Aberta)
CNPJ 00.001.180/0001-26

Notas explicativas às demonstrações financeiras dos exercícios findos em de dezembro de 2017 e de 2016
(Em milhares de Reais)

NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras ou Companhia) é uma companhia de capital aberto, com sede em Brasília - DF - Setor Comercial Norte, Quadra 6, Conjunto A, Bloco Asa Norte, registrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM e na *Securities and Exchange Commission* – SEC, com ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (BOVESPA) – Brasil, Madri (LATIBEX) – Espanha e Nova York (NYSE) – Estados Unidos da América. A Companhia é uma sociedade de economia mista controlada pela União Federal. Tem como objeto social realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas geradoras, de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. Tem como objeto, também, conceder financiamentos, prestar garantias, no País e no exterior, a empresas do serviço público de energia elétrica e que estejam sob seu controle acionário e em favor de entidades técnico-científicas de pesquisa; promover e apoiar a pesquisa de interesse do setor de energia elétrica, em especial ligadas às atividades de geração, transmissão e distribuição, bem como realizar estudos de aproveitamento de bacias hidrográficas para fins múltiplos; contribuir na formação do pessoal técnico necessário ao setor elétrico brasileiro, bem como na preparação de operários qualificados, mediante cursos especializados, podendo, também, conceder auxílio aos estabelecimentos de ensino do País ou bolsas de estudo no exterior e firmar convênios com entidades que colaborem na formação de pessoal técnico especializado; colaborar, técnica e administrativamente, com as empresas das quais participa acionariamente e com o Ministério de Minas e Energia (MME).

A Companhia exerce a função de holding, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto em dez empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, abaixo relacionadas:

- Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS;
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE;
- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF;
- ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.;
- Eletrobras Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR;
- Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE;
- Eólica Hermenegildo I S.A – Hermenegildo I;
- Eólica Hermenegildo II S.A – Hermenegildo II;
- Eólica Hermenegildo III S.A – Hermenegildo III;e
- Santa Vitória do Palmar Holding S.A. - Santa Vitória do Palmar.

Além do controle de empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, acima listadas, a Companhia detém o controle acionário direto de seis empresas distribuidoras de energia elétrica:

Notas Explicativas

- Boa Vista Energia S.A. – Boa Vista (*);
- Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre(*);
- Centrais Elétricas de Rondônia – Ceron(*);
- Companhia Energética de Alagoas – Ceal;
- Companhia Energética do Piauí – Cepisa(*); e
- Amazonas Distribuidora de Energia S.A. – Amazonas Distribuidora.

(*)Distribuidoras classificadas como Ativo Mantido para Venda vide nota 44.

Em 1º de julho de 2015, a controlada Amazonas Energia iniciou o processo de desverticalização, no qual as atividades de geração e transmissão de energia elétrica ora exercida pela Amazonas Distribuidora foram segregadas de sua atividade de distribuição. Dessa forma, constitui-se uma nova empresa no âmbito do Sistema Eletrobras, com o nome de Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. ("Amazonas GT"). Em 27 de fevereiro de 2018, a ANEEL anuiu o processo desverticalização aqui apresentado através da resolução autorizativa nº 6.883.

Em 22 de julho de 2016, a 165ª Assembleia Geral Extraordinária deliberou a não prorrogação das concessões das controladas distribuidoras de energia do grupo Eletrobras. Na referida Assembleia Geral Extraordinária foi deliberada a transferência do controle acionário, até 31 de dezembro de 2017, das distribuidoras de energia da Eletrobras, desde que, até a transferência da distribuidora para o novo controlador, a distribuidora receba diretamente, da União Federal ou através de tarifa, todos os recursos e remuneração necessários para operar, manter e fazer investimentos que forem relacionados aos serviços públicos da respectiva distribuidora. Em 28 de dezembro de 2017, a 169ª Assembleia Geral Extraordinária aprovou a prorrogação do prazo de assinatura do contrato de transferência do controle acionário das distribuidoras do grupo Eletrobras até 31 de julho de 2018. (Vide Nota 2)

Em 14 fevereiro de 2017, foi alienada a totalidade da participação societária da Eletrobras na Companhia Celg Distribuição – CELG-D para a ENEL BRASIL S/A.

Em 29 de setembro de 2017, o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou o início do processo de reestruturação societária entre as controladas Eletrosul e a CGTEE, visando obtenção de sinergia operacional, tributária, econômico-financeira e societária. Até a presente data este processo não foi finalizado.

A Companhia ainda detém o controle acionário da Eletrobras Participações S.A – Eletropar. Adicionalmente, detém participação acionária da Itaipu Binacional – Itaipu (em regime de controle conjunto nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai), da Inambari Geração de Energia S.A. e da Rouar S.A (em regime de controle conjunto com a estatal uruguaia *Usinas y Transmissiones Elétricas de Uruguay* – UTE).

A Companhia é controladora indireta ou participa de forma minoritária direta ou indiretamente em diversas outras sociedades nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (vide Nota 15).

A Companhia é autorizada, diretamente ou por meio de suas subsidiárias ou controladas, a associar-se, com ou sem aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, com ou sem poder de controle, no exterior, que se destinem direta ou indiretamente à exploração da produção ou transmissão ou distribuição de energia elétrica.

Notas Explicativas

A Companhia era responsável pela gestão de recursos setoriais da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e da Reserva Global de Reversão – RGR. Em conformidade com a Lei n° 13.360/2016, regulamentada pelo Decreto n° 9.022/2017, e com o Despacho da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL n° 1.079, de 18 de abril de 2017, a responsabilidade pelo orçamento, gestão e movimentação desses Fundos Setoriais foi transferida para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, desde 1º de maio de 2017.

A Companhia atua, também, como agente de comercialização de energia elétrica da Itaipu Binacional e dos agentes participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 26 de março de 2018.

NOTA 2 – CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas e parceiros, possui 48,134 GW* de capacidade instalada em empreendimentos de geração, 71,684 mil km* de linhas de transmissão e seis distribuidoras de energia que atendem cerca de 4,4 milhões* de consumidores.

A Companhia, por intermédio de empresas controladas, detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento estão listados a seguir:

Notas Explicativas

Eletrobras

I – Concessões em Regime de O&M – renovadas - Lei 12.783/13

- Geração de Energia Elétrica

Concessões em Regime de O&M - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)*	Vencimento
UHE Paulo Afonso I	BA	180	31/12/2042
UHE Paulo Afonso II	BA	443	31/12/2042
UHE Paulo Afonso III	BA	794	31/12/2042
UHE Paulo Afonso IV	BA	2.462	31/12/2042
UHE Apolônio Sales	BA	400	31/12/2042
UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)	BA	1.480	31/12/2042
UHE Xingó	SE	3.162	31/12/2042
UHE Furnas	MG	1.216	07/07/2045
UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	SP / MG	1.050	07/07/2045
UHE Marimbondo	SP / MG	1.440	07/03/2047
UHE Porto Colômbia	SP / MG	320	16/03/2047
UHE Funil	MG	216	07/07/2045
UHE Corumbá I	GO	375	31/12/2044
UHE Serra da Mesa	GO	1.275	12/11/2039
UHE Funil	BA	30	31/12/2042
UHE Pedra	BA	20	31/12/2042
UHE Boa Esperança	PI	237	31/12/2042
UHE Coaracy Nunes	AP	78	31/12/2042

*Não examinado pelos auditores independentes

- Transmissão de Energia Elétrica

	Concessões em Regime de O&M - TRANSMISSÃO			
Nome	Contrato	Titular	Prazo (anos)	Vencimento
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	057/2001	Eletrosul	30	31/12/2042
	058/2001	Eletronorte	30	31/12/2042
	061/2001	Chesf	30	31/12/2042
	062/2001	Furnas	30	31/12/2042

Notas Explicativas

Eletrobras

II – Principais Concessões em Regime de Exploração

- Geração de Energia Elétrica e Autorização

Concessões em Regime de Exploração GERAÇÃO

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
UHE Sobradinho	BA	1050	2022
UTE Camaçari (7)	BA	347	2027
UHE Belo Monte (12)	PA	11233	2045
UHE Tucuruí	PA	8535	2024
UHE Samuel	RO	217	2029
UTE Rio Madeira	RO	119	2018
UTE Santana	AP	178	2024
UTE Santarém	PA	19	2044
UTE Electron (7)	AM	121	2020
UHE Dardanelos	MT	261	2042
UTE Mauá	PR	178	2042
UHE Jirau (1)	RO	3750	2043
UTE Presidente Médici – Candiota I e II (2)	RS	446	2015
UTE Candiota III	RS	350	2041
UTE Tabatinga (13)	AM	316	2016
UTE Belem de Simões (13)	AM	316	2016
UHE Balbina	AM	250	2027
UHE Aparecida	AM	283	2020
UTE Mauá (5)	AM	260	2020
UTE Santa Cruz (6)	RJ	500	2015
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476	2023
UHE Itumbiara	MG / GO	2082	2020
UHE Manso	MT	210	2035
UHE Simplício/Anta	RJ / MG	334	2041
UHE Peixe Angical	TO	499	2036
UHE Baguari (11)	MG	140	2041
UHE Foz do Chapecó	Uruguai	855	2036
UTN Angra I	RJ	640	2024
UTN Angra II	RJ	1350	2041
UTN Angra III	RJ	1405	40 anos
UHE Araras (7)	CE	4	2015
UHE Curemas	PB	4	2024
EOL São Pedro do Lago	BA	30	2046
EOL Pedra Branca	BA	30	2046
EOL Sete Gameleiras	BA	30	2046
EOL Caiçara I	RN	27	2047
EOL Junco I	RN	24	2047
EOL Junco II	RN	24	2047
EOL Caiçara II	RN	18	2047

Notas Explicativas

Eletrobras

Concessões em Regime de Exploração GERAÇÃO

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
EOL Casa Nova I	BA	180	2043
EOL Casa Nova II	BA	28	2049
EOL Casa Nova III	BA	24	2049
EOL Baraúnas I	BA	33	2049
EOL Morro Branco I	BA	33	2049
EOL Mussambê	BA	33	2049
EOL Santa Joana XI	PI	30	2049
EOL Santa Joana XVI	PI	29	2049
EOL Santa Joana X	PI	30	2049
EOL Santa Joana XIII	PI	30	2049
EOL Santa Joana XII	PI	29	2049
EOL Santa Joana XV	PI	29	2049
EOL Santa Joana IX	PI	30	2049
EOL Acauã Energia	BA	6	2049
EOL Arapapá Energia	BA	4	2049
EOL Angical 2	BA	10	2049
EOL Teiú 2	BA	8	2049
EOL Caititú 2	BA	10	2049
EOL Carcará	BA	10	2049
EOL Corrupião 3	BA	10	2049
EOL Caititú 3	BA	10	2049
EOL Papagaio	BA	10	2049
EOL Coqueirinho 2	BA	16	2049
EOL Santa Joana IV	PI	27	2049
EOL Serra das Vacas I	PE	24	2049
EOL Santa Joana V	PI	29	2049
EOL Serra das Vacas II	PE	22	2049
EOL Serra das Vacas III	PE	22	2049
EOL Serra das Vacas IV	PE	22	2049
EOL Santa Joana III	PI	30	2049
EOL Santa Joana I	PI	29	2049
EOL Santo Augusto IV	PI	29	2049
EOL Santa Joana VII	PI	29	2049
EOL Tamanduá Mirim 2	BA	16	2049
EOL Banda de Couro	BA	33	2049
EOL Baraúnas II	BA	26	2049
UHE Curuá-Una	PA	30	2028
UTE Rio Acre	AC	45	2025
UTE Rio Branco I	AC	19	2020
UTE Rio Branco II	AC	33	2020
UTE Senador Arnon Afonso Farias	RR	86	2024
UTE Serra do Navio	SE	23	2037
EOL Miassaba 3	RN	68	2045

Notas Explicativas

Eletrobras

Concessões em Regime de Exploração GERAÇÃO

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
EOL Rei dos Ventos 3	RN	60	2045
UHE Passo São João	RS	77	2041
UHE São Domingos	MS	48	2037
PCH Barra do Rio Chapéu	SC	16	2034
PCH João Borges	SC	19	2035
PCH Coxilha Rica (4)	SC	18	2042
PCH Santo Cristo (3)	SC	20	2042
EOL Capão do Inglês	RS	10	2049
EOL Coxilha Seca	RS	30	2049
EOL Galpões	RS	8	2049
EOL Chuí I	RS	24	2047
EOL Chuí II	RS	22	2047
EOL Chuí IV	RS	22	2047
EOL Chuí V	RS	30	2047
EOL Chuí VI	RS	22	2047
EOL Chuí VII	RS	24	2047
EOL Chuí 09	RS	18	2049
EOL Cerro Chato IV (10)	RS	10	2047
EOL Cerro Chato V (10)	RS	12	2047
EOL Cerro Chato VI (10)	RS	24	2047
EOL Cerro dos trindades (10)	RS	8	2047
EOL Ibirapuitã	RS	25	2047
EOL Verace 24	RS	20	2049
EOL Verace 25	RS	7	2049
EOL Verace 26	RS	14	2049
EOL Verace 27	RS	16	2049
EOL Verace 28	RS	13	2049
EOL Verace 29	RS	18	2049
EOL Verace 30	RS	18	2049
EOL Verace 31	RS	9	2049
EOL Verace 34	RS	14	2049
EOL Verace 35	RS	13	2049
EOL Verace 36	RS	22	2049
EOL Geribatu I	RS	20	2047
EOL Geribatu II	RS	20	2047
EOL Geribatu III	RS	26	2047
EOL Geribatu IV	RS	30	2047
EOL Geribatu V	RS	30	2047
EOL Geribatu VI	RS	18	2047
EOL Geribatu VII	RS	30	2047
EOL Geribatu VIII	RS	26	2047
EOL Geribatu IX	RS	30	2047
EOL Geribatu X	RS	28	2047

Notas Explicativas

Eletrobras

Concessões em Regime de Exploração GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
Megawatt Solar	SC	1	-
EOL Cerro Chato I	RS	30	2045
EOL Cerro Chato II	RS	30	2045
EOL Cerro Chato III	RS	30	2045
UTE São Jerônimo (7)	RS	20	2015
UTE Nutepa (7)	RS	24	2015
UTE Cidade Nova (7)	AM	30	2015
UTE Iranduba	AM	50	2020
UTE Distrito (7)	AM	125	2015
UTE São José	AM	50	2017
UTE Flores	AM	95	2017
UTE Roberto Silveira	RJ	30	2027
UHE Batalha	MG / GO	53	2041
UHE Retiro Baixo	MG	82	2041
Três Irmãos	Tietê	808	2044
Serra do Facão	GO	213	2036
EOL Rei dos Ventos 1	RN	58	2045
EOL Famosa I	RN	23	2047
EOL Pau Brasil	CE	15	2047
EOL Rosada	RN	30	2048
EOL São Paulo	CE	18	2047
EOL Bom Jesus	CE	18	2049
EOL Cachoeira	CE	12	2049
EOL Pitimbu	CE	18	2049
EOL Jandaia	CE	29	2047
EOL Jandaia I	CE	19	2047
EOL São Caetano	CE	25	2049
EOL São Caetano I	CE	18	2049
EOL São Clemente	CE	19	2047
EOL São Galvão	CE	18	2049
EOL Carnaúba I	RN	22	2049
EOL Carnaúba II	RN	18	2049
EOL Carnaúba III	RN	16	2049
EOL Carnaúba V	RN	24	2049
EOL Cervantes I	RN	16	2049
EOL Cervantes II	RN	12	2049
EOL Punaú I	RN	24	2049
EOL Arara Azul	RN	28	2049
EOL Bentevi	RN	15	2049
EOL Ouro Verde I	RN	28	2049
EOL Ouro Verde II	RN	30	2049
EOL Ouro Verde III	RN	25	2049

Notas Explicativas

Eletrobras

Concessões em Regime de Exploração GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
EOL Santa Rosa	CE	20	2049
EOL Uirapuru	CE	28	2049
EOL Ventos de Angelim	CE	24	2049
EOL Serra do Mel I	RN	28	2049
EOL Serra do Mel II	RN	28	2049
EOL Serra do Mel III	RN	28	2049
EOL Itaguaçu da Bahia	BA	28	2049
EOL Ventos de Santa Luiza	BA	28	2049
EOL Ventos de Santa Madalena	BA	28	2049
EOL Ventos de Santa Marcella	BA	28	2049
EOL Ventos de Santa Vera	BA	28	2049
UHE Santo Antônio (11)	BA	28	2049
UHE Santo Antônio Mesa (8)	BA	3568	2043
EOL Ventos de Santo Antônio	BA	28	2049
EOL Ventos de São Bento	BA	28	2049
EOL Ventos de São Cirilo	BA	28	2049
EOL Ventos de São João	BA	28	2049
EOL Ventos de São Rafael	BA	28	2049
EOL São Januário	CE	19	2047
EOL Nsa Sra de Fátima	CE	29	2047
UHE Sinop	MT	408	2049
UHE São Manoel	PA	700	2049
EOL Brasventos Eolo	RN	58	2045
UHE Teles Pires (9)	MT	1820	2046
UTE Araguaia	MT	23	2019

(1) Em 22 de novembro de 2016, houve a liberação das últimas Unidades Geradoras. Em 16 de dezembro de 2016, foi inaugurada a UHE Jirau com capacidade total instalada.

(2) Os contratos de venda de energia vinculados a Usina Presidente Médici finalizaram em 31 de dezembro de 2016. A CGTEE procedeu o desligamento da Fase B da Usina supracitada a partir de 01/03/17. A Fase A deverá ser desativada em dezembro de 2017.

(3) Em fase de licença de Instalação, início da operação 22 meses após emissão da Licença de Instalação

(4) Início de construção e operação indefinido em função de parecer negativo do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional

(5)Os Blocos 1 e 2 encontram-se desativados

(6) Usina ainda não prorrogada.

(7) Usina encontra-se desativada.

(8) Em 31/12/2016 havia 44 geradoras em operação comercial de um total de 50 usinas.

(9) Foi concluída, em Agosto/2016, a implantação da UHE Teles Pires, em regime de SPE, com a entrada em operação comercial das últimas três unidades geradoras, totalizando 1.819,80 MW(*) de potência instalada.

(10) A suspensão da operação dos parques eólicos está em discussão judicial, em virtude de sinistro ocorrido em 12/2014.

(11) Empreendimentos ainda em implantação

(12) Usina em operação parcial

(13) Portaria nº 25, de 11 de fevereiro de 2016, do Ministério de Minas e Energia, autorizando a locação para atendimento de localidades dos sistemas isolados atendidos pela Amazonas D.

* SPE/Consórcio. Os valores expressos na tabela referem-se a capacidade instalada total dos empreendimentos, não representa a participação da companhia em tais empreendimentos.

**Não examinado pelos auditores independentes

***Licença de operação concedida por 40 anos após entrada em operação.

Notas Explicativas

O contrato de concessão nº 067/2000, das UTE's Presidente Médici (Fases A e B), São Jerônimo e Nutepa da controlada CGTEE se encerrou em 07 de julho de 2015.

Conforme estabelecido no contrato de concessão e na legislação atinente ao assunto, a controlada CGTEE formalizou, no tempo devido, o interesse na renovação da concessão das usinas.

Até o presente momento não há posição final do Poder Concedente sobre a manifestação da controlada, e, portanto, até que o processo esteja encerrado, a controlada CGTEE permanece explorando estas unidades nas bases atuais da referida concessão. O Poder Concedente não manifestou estimativa de prazo para conclusão do processo.

A decisão sobre a renovação da concessão deverá ser objeto de análise pela Controlada CGTEE, após apresentação da posição do Poder Concedente.

III- Transmissão de Energia Elétrica

Concessões em Regime de Exploração - TRANSMISSÃO

Contrato	Nome	%	Km	SE	Localidade	Prazo (anos)	Vencimento
002/2006	INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	12%	695	-	TO, GO	30	2036
004/2010	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49%	156	-	MA /CE	30	2040
005/2004	STN - Sistema de Transmissão Nordeste	49%	546	-	PI, CE	30	2034
005/2007	LT Funil - Itapebi, C3	100%	223	-	BA	30	2037
005/2008	LT Jardim - Penedo - 230 kv , C1	100%	110	-	SE, AL	30	2038
005/2012	LT Jardim - Nossa Senhora do Socorro - 230 Kv; LT Messias - Maceió II - 230 kV; SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 kV ; SE Maceió II,	100%	21	-	SE/AL/BA	30	2042
006/2004	SE Elev . Usina de Curemas; SE Elev . Usina Term. Camaçari; SE Elev . Usina de Sobradinho	100%	-	1	PB/BA	30	2027
006/2009	LT Pirapama II - Suape II - 230 kv , C1, C2; LT Suape III - Suape II - 230 kv , C1, C2; SE Suape II - 500/230 kV (600 MVA); SE Suape III - 230/69 kV	100%	49	-	PE	30	2039
007/2005	LT Milagres - Tauá - 230 kv , C1; SE Tauá II - 230 kV	100%	208	1	CE	30	2035
007/2010	SE Camaçari IV - 500/230 kV	100%	-	1	BA	30	2040
008/2005	LT Milagres - Coremas - 230 kv , C2	100%	120	-	CE, PB	30	2035
008/2011	Extremoz Transmissora do Nordeste	100%	285	-	RN/PB	30	2041
009/2011	LT Morro do Chapéu II - Irecê - 230 kV; SE Morro do Chapéu II 230 kV	100%	64	1	BA	30	2041
010/2007	LT Ibicoara - Brumado - 230 kv , C1	100%	95	-	BA	30	2037
010/2008	Manaus Transmissora de Energia S.A .	20%	559	-	PA , AM	30	2038
010/2011	LT Paraíso - Lagoa Nova II - 230 kV ;; SE Lagoa Nova II 230 kV; SE Ibiapina II 230 kV	100%	65	2	RN/CE	30	2041
012/2007	LT Paraíso - Açu II - 230 kv , C2; LT Picos - Tauá II - 230 kv , C1	100%	316	-	PI, CE, RN	30	2037
013/2010	SE Arapiraca III - 230/69 kv	100%	-	1	AL	30	2040
014/2008	LT 230 kV Eunápolis - Teixeira de Freitas II, C1; SE Teixeira de Freitas II - 230/138 kv	100%	145	1	BA	30	2038
014/2010	SE Pólo 230/69 kV	100%	0	1	BA	30	2040
015/2009	Interligação Elétrica do Madeira S.A .	25%	2375	-	RO, SP	30	2039
015/2012	LT Camaçari IV - Pirajá - 230 kV; LT Pituaçu - Pirajá - 230 kV; SE Pirajá 230/69 KV	100%	50	1	BA	30	2042
017/2009	LT Paulo Afonso III - Zebu II - 230 kv , C1, C2; LT Pau Ferro - Santa Rita II - 230kV; SE Santa Rita II - 230/69kV ; SE Zebu - 230/69kV ; SE Natal III -	100%	108	3	PE, PB, AL, RN	30	2039
017/2011	LT Teresina II - Teresina III - 230 kV; SE Teresina III em 230/69 kV	100%	46	1	PI	30	2041
017/2012	SE Mirueira II 230/69 Kv; SE Jaboatão II 230/69 kV	100%	-	2	PE	30	2042
018/2009	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II - 230 kV , C2	100%	152	-	BA	30	2039
018/2011	LT Recife II - Suape II - 500 kV - C2	100%	44	-	PE	30	2041
018/2012	LT Mossoró II - Mossoró IV - 230 kV; LT Ceará-Mirim II - Touros II - 230 kV; LT Russas II - Banabuiu C2- 230 kV; SE Touros II, 230 kV ; SE Mossoró IV , 230 kV .	100%	210	2	RN	30	2042
019/2010	LT C. Mirim II - João Camara II - 230 kv , C1; LT Extremoz II - C. Mirim - 230 kv , C1; LT Paraíso - Açu II - 230 kV , C3; LT Paraíso - Açu II - 230 kV , C3; LT Açu II - Mossoró II - 230 kV , C2; SE Extremoz II - 230 kv; SE João Câmara - 230 kv	100%	299	2	RN	30	2040
019/2011	LT Camaçari IV - Sapeaçu - 500 kV; LT Sapeaçu - Sto. Antonio de Jesus - 230 kV	100%	136	-	RN	30	2041
225/2014	LT Casa Nova II - Sobradinho - C1	100%	67	-	BA	35	2049
019/2012	LT Igaporã II - Igaporã III - 230 KV , C1, C2; LT Igaporã III - Pindaí II - 230 kV; SE Igaporã III 500/230 KV ; SE Pindaí II 230 KV	100%	60	2	BA	30	2042
020/2010	LT Bom Jesus da Lapa II - Igaporã II - 230 kv; SE Igaporã - 230 kv	100%	115	1	BA	30	2040
021/2010	LT Sobral III - Acaraú II, - 230 kV; SE Acaraú II - 230 kv	100%	91	1	CE	30	2040
022/2011	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49%	666	-	AL/PE/PB	30	2041

Notas Explicativas

Concessões em Regime de Exploração - TRANSMISSÃO

Contrato	Nome	%	Km	SE	Localidade	Prazo (anos)	Vencimento
061/2001	Diversos Empreendimentos	100%	18912	-	PE, CE, SE, BA , AL, PI, MA , PB, RN	30	2042
034/2001	Expansão da Interligação Sul - Sudeste	100%	664	-	PR/ SP	30	2031
001/2009	LT 230 kv - SE Ribeiro Gonçalves / SE Balsas	100%	-	-	PI / MA	30	2039
007/2008	LT 230 kv - SE São Luis II / São Luis III	100%	-	-	MA	30	2038
057/2001	Diversos Empreendimentos	100%	9457	-	-	30	2042
005/2009	SE Missões - 230/69 kV (150 MVA)	100%	150	1	-	30	2039
008/2014	SE 230/138 kV Ivinhema 2, 2 x 150 MVA	100%	300	7	-	30	2044
012/2010	LT Monte Claro - Garibaldi	100%	33	-	RS	30	2040
004/2008	LT P. Médici - Santa Cruz 1 230kV	100%	237	-	RS	30	2038
009/2010	LT 500 kv - LT Jorge Texeira / Lechuga, Circuito Duplo	100%	-	-	AM	30	2040
002/2009	LT 500 kv - LT Presidente Dutra-São Luis II /SE Miranda II	100%	-	-	MA	30	2039
010/2005	LT Campos Novos - Blumenau C2	100%	358	-	SC	30	2035
005/2006	LT Campos Novos - Pólo 525kV	100%	929	-	SC,RS	30	2036
004/2004	LT Salto Santiago - Ivaiporã - Cascavel Oeste	100%	372	-	PR	30	2034
003/2009	LT Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2	100%	180	1	MG	30	2039
006/2005	LT Macaé - Campos 3	100%	90	-	RJ	30	2035
006/2010	LT Mascarenhas - Linhares; SE Linhares	100%	99	1	ES	30	2040
007/2006	LT Tijuco Preto - Itapeti - Nordeste	100%	100	-	SP	30	2036
004/2005	Centroeste Minas	49%	63	-	MG	30	2035
002/2010	Goiás Transmissão	49%	259	1	GO	30	2040
013/2009	IE Madeira	25%	2375	-	RO	30	2039
028/2009	Transenergia Goiás	99%	180	-	GO	30	2039
009/2009	Transenergia Renovável	49%	763	5	MS/GO	30	2039
024/2009	Transenergia São Paulo	49%	-	1	SP	30	2039
012/2005	Transirapé	25%	65	2	MG	30	2035
005/2005	Transudeste	25%	140	-	MG	30	2035
003/2011	Caldas Novas Transmissão S.A.	50%	-	1	GO	30	2041
010/2012	Luziana - Niquelândia Transmissora S.A	49%	-	2	GO	30	2042
007/2013	Paranaíba Transmissora	25%	967	-	BA/MG/GO	30	2043
004/2013	Triângulo Mineiro	49%	297	-	SP/MG	30	2043
014/2013	Vale do S. Bartolomeu	39%	95	1	DF	30	2043
001/2014	Mata de Sta. Genebra Transmissora	50%	847	3	SP/PR	30	2044
003/2014	Lago Azul	50%	69	-	GO	30	2044
014/2014	Belo Monte	25%	2093	4	PA/TO/GO/MG	30	2044
014/2011	LT Xavantes-Pirineus	100%	90	-	GO	30	2041

Notas Explicativas

Concessões em Regime de Exploração - TRANSMISSÃO

Contrato	Nome	%	Km	SE	Localidade	Prazo (anos)	Vencimento
011/2010	SE Ijuí 2 SE Nova Petrópolis 2 SE Lajeado Grande SE Caxias 6	100%	729	1	RS	30	2040
002/2011	SE Foz do Chapecó	100%	231	1	SC	30	2041
016/2012	SE Zona Oeste	100%	-	1	RJ	30	2012
082/2002	SPE Etau	27%	188	-	SC/RS	30	2032
002/2005	SPE Uirapuru	75%	120	-	PR	30	2035
016/2009	SPE Norte Brasil	49%	2375	-	RO/SP	30	2039
001/2012	Costa Oeste Transmissora de Energia	49%	152	-	PR	30	2042
008/2012	Marumbi Transmissora de Energia S.A.	20%	29	-	PR	30	2042
007/2014	Fronteira Oeste	51%	273	-	-	30	2044
004/2012	TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S/A	80%	788	-	RS	30	2042
020/2012	TSBE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S/A	51%	468	-	RS	30	2042
058/2001	Transmissão Rede Básica	100%	-	-	PA,MA,PI,TO,MT	30	2042
013/2011	SE Nobres 230/138 kv	100%	-	-	MG	30	2041
012/2011	SE Miramar 230/69 kv	100%	-	-	Amazonas e Roraima	30	2041
004/2011	SE Lucas do Rio Verde 230/138 kv	100%	-	-	Mato Grosso	30	2031
014/2012	LT Lechuga - Jorge Teixeira, C3, 230 kv, 3x150 MVA	100%	-	-	Amazonas	30	2043
015/2009	Estação Retificadora nº 01 CA/CC, 800/+-600kv 310MW Estação Inversora nº 01 CC/CA +-600/500 kv -2950 MW	100%	-	-	RO/SP	30	2039
009/2014	LT 230 kv Rio Branco 1 - Feijó/ LT 230kv Feijó - Cruzeiro do Sul	100%	-	-	AC	30	2034
008/2004	Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia	49%	193	-	MT	30	2034
003/2008	Brasnorte Transmissora de Energia S.A	50%	402	-	MT	30	2038
002/2006	Integração Transmissora de Energia	37%	695	-	TO/GO	30	2036
023/2009	Transmissora Matogrossense de Energia S.A	49%	348	-	MT	30	2039
010/2008	LT Oriximiná - Silves - Lechunga (AM), em 500 Kv; SE Silves (ex-Itacoatiara) 500/138 kV	20%	559	-	PA/AM	30	2038
022/2009	Norte Brasil Transmissora de Energia	-	2375	-	RO	30	2039
021/2009	Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	100%	987	-	RO/MT	30	2039
014/2014	Rio Branco Transmissora de Energia	25%	2093	-	PA/TO/GO/MG	30	2044
003/2012	Transnorte Energia S.A	49%	715	-	AM/RR	30	2032
554/2010	Interconexão Brasil-Uruguai	100%	63	-	-	30	2040
023/2014	1 Conversora de Frequência e Linhas de Transmissão de 132 kv	100%	13	-	-	30	2044
002/2015	Paraíso - Paraíso Transmissora de Energia S.A	100%	283	-	PR	30	2045
001/2015	LT Gravataí - subterrânea LT Porto Alegre	100%	1802	-	RS	30	2045
062/2001	Diversos Empreendimentos	100%	19063	62	RJ/SP/PR/MG/GO/TO/DF/ES/MT	30	2043
008/2010	MGE Transmissão	49%	258	1	MG/ES	30	2040
Energia Olímpica	Energia Olímpica	50%	95	1	Regime Especial		Regime Especial
010/2008	Manaus Transmissora de Energia S.A.	30%	586	-	AM	30	2038
009/2004	Transleste	24%	138	-	MG	30	2034

- Distribuição de Energia

Em 28 de dezembro de 2017 a 169ª Assembleia Geral Extraordinária aprovou a prorrogação do prazo para assinatura do contrato de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras, anteriormente definido na 165ª AGE em 22 de julho de 2016 até 31 de dezembro de 2017, nas referidas distribuidoras desde que ocorra até 31 de julho de 2018, sob pena de manutenção da decisão da 165ª Assembleia Geral Extraordinária que determinou o encerramento dos serviços temporários de distribuição, bem como a liquidação das referidas distribuidoras, o que também deverá ocorrer caso não seja garantido pela ANEEL e/ou pelo Poder Concedente, o direito à prestação de serviços de distribuição, de forma temporária, até a efetiva transferência do controle acionário, mediante remuneração adequada.

Os acionistas da Companhia avaliaram a modelagem de privatização proposta pelas Resoluções acima citadas, de acordo com suas condições financeiras e orçamentárias, e em 8 de fevereiro de 2018, por meio da realização da 170ª Assembleia Geral Extraordinária, aprovaram os seguintes tópicos:

- Venda da integralidade das ações da Eletroacre, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R$50 (cinquenta mil reais), associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Eletroacre e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R$113.779 (cento e treze milhões, setecentos e setenta e nove mil) prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE.

- Assunção pela Eletrobras de direitos da Eletroacre, referentes à conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da distribuidora na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de até R$296.167 (duzentos e noventa e seis milhões, cento e sessenta e sete mil), devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20 com as alterações das Resoluções números 28 e 29.

- Venda da integralidade das ações da Ceron, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R$50 (cinquenta mil reais) à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Ceron e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R$1.872.522 (um bilhão, oitocentos e setenta e dois milhões, quinhentos e vinte e dois mil) no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE.

- Assunção pela Eletrobras de direitos da Ceron, referentes à conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da distribuidora na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de até R$3.847.293 (três bilhões, oitocentos e quarenta e sete milhões, duzentos e noventa e três mil) devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20 com as alterações das Resoluções números 28 e 29.

Notas Explicativas

- Venda da integralidade das ações da Boa Vista Energia, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R$50 (cinquenta mil reais) associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Ceron e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R$342.120 (trezentos e quarenta milhões, cento e vinte mil) no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE.

- Assunção pela Eletrobras de direitos da Boa Vista Energia, referentes à conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da distribuidora na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de até R$278.360 (duzentos e setenta e oito milhões, trezentos e sessenta mil), devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20 com as alterações das Resoluções números 28 e 29.

- Venda da integralidade das ações da Amazonas Energia, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R$ 50 (cinquenta mil reais) associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Amazonas Energia e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R$8.911.866 (oito bilhões, novecentos e onze milhões, oitocentos e sessenta mil) no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE. A Amazonas Energia deverá atender as condições de realizar a desverticalização completa da Amazonas Geração e Transmissão S.A - Amazonas GT até 02 de março de 2018 e que a mesma transfira a integralidade das ações emitidas pela Amazonas GT para Eletrobras e/ou terceiros, visando à quitação parcial de suas dívidas e cujo valor será deduzido do montante de ajuste mencionando acima.

- Assunção pela Eletrobras de direitos da Amazonas Energia, referentes à conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da distribuidora na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de R$4.055.549 (quatro bilhões, cinquenta e cinco milhões e quinhentos e quarenta e nove mil), devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20 com as alterações da número 28 e 29.

- Venda da integralidade das ações da Cepisa, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R$50 (cinquenta mil reais) associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Cepisa e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até cinquenta mil reais no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE.

- Venda da integralidade das ações da Ceal, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R$50 (cinquenta mil reais) associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Ceal e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até cinquenta mil reais no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE, desde que ocorra a celebração da homologação judicial de acordo relativo ao pagamento de diferenças salariais decorrentes do Plano Bresser.

- Dissolução e liquidação das respectivas distribuidoras cuja transferência do controle acionário foi aprovada nos itens acima, em caso de não cumprimento das condicionantes previstas para a Amazonas Energia e Ceal ou, do prazo estabelecido pela 169ª Assembleia Geral Extraordinária (31 de julho de 2018) para a assinatura do contrato de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras nas Distribuidoras.

- A cessão gratuita, pela Eletrobras, do direito de preferência de subscrever novas ações a serem emitidas pelas distribuidoras cujas transferências do controle acionário forem aprovadas nos termos acima, no âmbito do aumento de capital a ser feito pelo(s) novo(s) controlador(es), vencedor(es) dos Leilões de Desestatização, para empregados e aposentados das respectivas distribuidoras;

- A delegação de poderes ao Conselho de Administração da Eletrobras para deliberar sobre o exercício de opção da Eletrobras de aumentar a sua participação, em até 30%, no capital social das distribuidoras cujas transferências do controle acionário forem aprovadas nos termos dos itens acima, no prazo de até 6 meses, contados da data de assinatura do respectivo contrato de transferência de controle acionário. O aporte para cada distribuidora, caso ocorra deverá respeitar os seguintes montantes, que serão atualizados monetariamente até a data efetiva do eventual aporte pelos índices das respectivas dívidas associadas:

Distribuidoras	Aporte Eletrobras (30%)
Amazonas Energia	210.587
Boa Vista Energia	75.428
Ceal	233.902
Cepisa	308.964
Ceron	103.329
Eletroacre	102.345
Total	1.034.555

(em milhares de reais)

Em 27 de fevereiro de 2018, a ANEEL editou a Resolução Autorizativa 6.883/18, que alterou a data da implementação da desverticalização da Amazonas Energia para 30 de abril de 2018.

Apresentamos a seguir um resumo dos impactos descritos acima para facilitar a visualização dos efeitos:

30/06/2017	ELETROACRE	CERON	Boavista Energia	Amazonas Energia	CEPISA	CEAL
Passivo a descoberto	(407.371)	(1.599.224)	(710.094)	(10.103.344)	(1.270.323)	(695.833)
Valor de venda	50	50	50	50	50	50
Conversão de dívida/ Aumento de Capital de até	113.780	1.872.522	342.120	(*)8.911.866	50	50
Assunção créditos CCC/CDE de até	296.167	3.847.293	278.360	4.055.549	-	-

(*) Esse valor terá um abatimento no montante referente a dação em pagamento das ações da Amazonas GT que a Amazonas Distribuidora realizará com a Eletrobras

(em reais mil)

Diante dessa definição as empresas de distribuição da Eletrobras procederam a rebifurcação da parcela do ativo financeiro na proporção correspondente, até 31 de julho de 2018, data

limite autorizada pela AGE 170 para permanecer como responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos das distribuidoras.

Os valores do direito de ressarcimento da CCC referente as distribuidoras que fazem parte do sistema isolado de energia são evidenciados no quadro abaixo:

	Eletroacre	Amazonas D	Ceron	Boa Vista
Adições no Período	941.804	30.233.292	6.382.055	981.893
Reembolso sobre Combustível - Res. 347/09	-	(304.690)	99.178	(389.122)
Reembolso PIS/COFINS CCC - ISOL - Lei 12.111/09 e Lei 13.299/16	121.817	784.692	16.110	98.372
Valor recebido da CCC - ISOL	(26.821)	(23.946.647)	(3.893.964)	(575.741)
Adiantamentos Recebidos	(828.942)	-	-	-
Atualização monetária	39.332	1.986.043	1.609.805	173.848
ICMS Recuparado	39.701	(618.558)	-	-
Provisão recebíveis CCC (PCLD)	-	(1.462.152)	(264.347)	-
Revisão do faturamento do Gás - parcela do transporte do gás	-	(2.988.797)	-	-
Diferença do preço do óleo - Resol ANEEL 427/2011	-	(100.081)	-	-
	286.891	3.583.102	3.948.837	289.250

A Companhia, baseada no laudo de avaliação complementar datado de 20 de fevereiro de 2018 (data-base de 30 setembro de 2017), demonstra a seguir os impactos da desverticalização da Amazonas Distribuidora em 31 de dezembro de 2017, cujo acervo líquido a ser vertido para a Amazonas GT é formado basicamente pelos ativos e passivos referentes aos Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIEs) atualmente reconhecidos na Amazonas Distribuidora:

Desverticalização da Amazonas Energia - Impactos na Amazonas Distribuidora	**31/12/2017**	**Valores a serem vertidos**	**31/12/2017 após desverticalização**
Ativo Financeiro	2.998.495	(45.455)	2.953.040
Imobilizado	1.185.412	(1.050.489)	134.923
Intangível	73.103	(720)	72.383
Ativos não afetados	7.248.136	-	7.248.136
Ativo Total	**11.505.146**	**(1.096.664)**	**10.408.482**
Arrendamento Mercantil	1.077.820	(1.077.820)	-
Provisão para Passivo a Descoberto em Controladas	362.792	(18.844)	343.948
Passivos não afetados	21.064.069	-	21.064.069
Passivo Total	**22.504.681**	**(1.096.664)**	**21.408.017**
Patrimônio Líquido Total	**(10.999.535)**	**-**	**(10.999.535)**

Notas Explicativas

Desverticalização da Amazonas Energia - Impactos na Amazonas GT	31/12/2017	Valores a serem vertidos	31/12/2017 após desverticalização
Imobilizado	1.943.631	1.096.664	3.040.295
Ativos não afetados	997.197	-	997.197
Ativo Total	**2.940.828**	**1.096.664**	**4.037.492**
Arrendamento Mercantil	-	1.077.820	1.077.820
Passivos não afetados	3.387.367	-	3.387.367
Passivo Total	**3.387.367**	**1.077.820**	**4.465.187**
Prejuízos Acumulados	(881.063)	18.844	(862.219)
Patrimônio Líquido não afetado	434.524	-	434.524
Patrimônio Líquido Total	**(446.539)**	**18.844**	**(427.695)**

Diante do exposto acima a Eletrobras considerou o Pronunciamento Técnico – CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda, e avaliou que, em 31 de dezembro de 2017, as distribuidoras Companhia Energética do Piauí, Companhia de Eletricidade do Acre, Boa Vista Energia S.A. e Centrais Elétricas de Rondônia S.A atingiram os critérios de classificação como mantidos para venda, maiores detalhes na nota explicativa 44.1.

Para as distribuidoras Companhia Energética de Alagoas e Amazonas Distribuidora de Energia S.A., a Eletrobras avaliou que os critérios definidos acima, que tratam, respectivamente: (i) da celebração da homologação judicial de acordo relativo ao pagamento de diferenças salariais decorrentes do Plano Bresser e, (ii) da realização da desverticalização completa da Amazonas Geração e Transmissão S.A - Amazonas GT e transferência integral das ações da mesma para a Eletrobras não foram atendidos na data-base de 31 de dezembro de 2017. Assim sendo, considerando que ambos os fatores eram condicionantes relevantes para a conclusão do processo de avaliação da Administração, ambas as distribuidoras não atingiram, principalmente o conceito de venda altamente provável e não foram classificadas como Ativos mantidos para venda.

A Companhia Energética de Alagoas atingiu o critério definido acima após a data destas demonstrações financeiras, conforme divulgado na nota explicativa 50.8.

Nova Estrutura da Operação de Transferência de ações

A Amazonas Distribuidora e a Amazonas GT interpuseram proposta alternativa para a transferência das ações da Amazoanas GT para a Eletrobras na ANEEL. A modelagem proposta para a reestruturação societária teve como diretrizes os termos das Resoluções CPPI nº 20 e 28/2017.

Em 27 de fevereiro de 2018, conforme Resolução Autorizativa nº 6.883 da ANEEL, Optou-se pela transferência de controle acionário da Amazonas GT da Amazonas Distribuidora para a Eletrobras por meio de Dação em Pagamento como proposta mais vantajosa tendo em conta a sua facilidade de implementação, adequação ao modelo proposto pelas Resoluções CPPI 20 e 28/2017 e a solidez nos argumentos técnicos para sustentação da opção pelo modelo. É importante destacar que a operação de Dação em Pagamento é neutra sob a perspectiva contábil para as empresas envolvidas, uma vez que as transações são realizadas entre empresas pertencentes ao mesmo grupo econômico, não resultando em ganho ou perda contábil na operação

Notas Explicativas

Nesse sentido, foi alterada a Resolução Autorizativa nº 4.244, de 2013, de modo a prever, dentre outras possibilidades, a possibilidade de dação das ações da Amazonas GT, detidas pela Amazonas Distribuidora, em pagamento à Eletrobras, em substituição à modelagem de emissão de debêntures conversíveis em ações, constante da versão vigente da resolução.

Cenário de Dissolução e Liquidação das Distribuidoras

Conforme divulgado na nota explicativa 44.1, a Companhia está comprometida com o plano de venda das Distribuidoras e espera concluí-lo até 31 de julho de 2018. Entretanto, atendendo a conceitos de divulgação requeridos pelo CPC 25, a Companhia apresenta no quadro abaixo os valores estimados de custo incremental de liquidação para cada uma das controladas de distribuição em questão para um eventual cenário de liquidação, que a Companhia considera como cenário remoto, uma vez que trata-se de uma das diretrizes previstas na proposta da Administração da 170ª AGE:

	Custo Liquidação – Em 31/12/2017
AmE D	13.415.119
Ceron	3.512.707
Eletroacre	665.599
Boa Vista	834.343
CEAL	1.380.945
CEPISA	1.744.357
Total	21.553.070

Para a estimativa acima referida, foram consideradas as seguintes premissas:

- Custo de desligamento de pessoal:

Para o exercício do custo de liquidação foi considerada multa de 50% do FGTS estimado para cada distribuidora adicionado de 2 vezes da folha projetada a título de aviso prévio resultando no montante de R$ 1,17 bilhão.

- Ativo financeiro da concessão - em curso:

O ativo financeiro da concessão foi tratado como ativo indenizável no cálculo da liquidação. Contudo, foi adotada como premissa uma glosa de 10% do valor do ativo financeiro em curso da posição de dezembro de 2017. Essa premissa foi estabelecida partindo-se do princípio que, em média, 5% desses ativos não são unitizados na média das distribuidoras do Brasil. Como as distribuidoras da Eletrobras possuem um histórico de desempenho inferior às demais, optou-se por considerar o dobro dessa glosa, resultando no montante de R$ 156 milhões.

- Clientes:

Para efeitos do cálculo de liquidação, a conta Clientes já líquida de Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa (PCLD) foi tratada como a realizar. Contudo, foram feitos ajustes uma vez que de acordo com o quanto de tempo as faturas estão vencidas, a probabilidade de realização desses ativos são menores. Desse modo, foram adotadas as seguintes premissas para a conta clientes já descontada a PCLD:

a) Vincendos – não foram realizados ajustes por se considerar faturas de recebimento corrente da distribuidora, ainda não virou dívida vencida;
b) Vencidos até 90 dias - glosa de 20%;
c) Vencidos a mais de 90 dias – glosa de 50%;
d) Créditos renegociados – glosa de 50%.

Nesse cenário o impacto estimado é de R$ 739 milhões.

•Contingências possíveis

Conforme normativo contábil, 100% das provisões de perdas originadas de obrigação presente resultante de evento passado e com provável desembolso de caixa para liquidação da obrigação devem ser registradas. Assim, não são registradas no passivo as provisões consideradas possíveis e remotas, apesar de estarem discriminadas nas notas explicativas das empresas. Dessa forma, além das provisões já registradas, foi adotada como premissa que 30% das provisões classificadas como possíveis serão incluídas no cálculo do custo de liquidação, como tentativa de quantificar eventuais mudanças de prognósticos em função de movimentações relevantes nos trâmites processuais.

2.1. Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

No dia 12 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória 579/2012 (MP 579) que regulamentou a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, outorgadas antes da publicação da Lei nº 8.987, de 1995, e alcançadas pela Lei nº 9.074 de 1995. Em 14 de setembro de 2012, foi publicado o Decreto 7.805/2012 que regulamentou a MP 579.

De acordo com a MP 579, as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, vencidas ou vincendas nos 60 meses subsequentes à publicação da referida MP, tinham a opção de ter o vencimento antecipado para dezembro de 2012, com prorrogação, a critério do Poder Concedente uma única vez pelo prazo de até 30 anos, entretanto, para a atividade de transmissão, a prorrogação dependeria da aceitação expressa, dentre outras, das seguintes principais condições: i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela ANEEL; ii) valores estabelecidos pela remuneração dos ativos; e iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Por meio das Resoluções Normativas 589 e 596, de dezembro de 2013, a ANEEL, para fins de remuneração, definiu os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) para os ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 ainda não depreciados (RBSE) e os critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, de aproveitamentos hidrelétricos, cujas concessões foram prorrogadas ou não, nos termos da então MP 579, convertida em 11 de janeiro de 2013 na Lei nº 12.783/13.

- Ativos de Geração de Energia

Em 11 de dezembro de 2014, a controlada Chesf apresentou à ANEEL, documentação comprobatória, dos investimentos vinculados aos bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, dos aproveitamentos hidroelétricos Xingó, Paulo Afonso I, II, III e IV, Apolônio Sales (Moxotó), Luiz Gonzaga (Itaparica), Boa Esperança, Pedra e Funil, com

potência total instalada de 9.208,5 MW, cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração. A documentação apresentada indica o valor de R$ 4.802.300 como valor base para a citada remuneração complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, em 11 de dezembro de 2014, era de R$ 487.822.

Em 2 de outubro de 2015, a controlada Furnas apresentou documentação comprobatória dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das usinas hidrelétricas Corumbá, Funil, Furnas, Luiz Carlos de Barreto de Carvalho, Maribondo e Porto Colômbia, com potência total instalada de 4.617 MW, cujas concessões foram renovadas à luz da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração. A documentação apresentada indica o valor de R$ 1.311.900 como valor base para a citada remuneração complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, em 2 de outubro de 2015, era de R$ 995.718.

Permanecem sem definição quanto a atualização e sem homologação pelo Poder Concedente as remunerações relacionadas a certos ativos das concessões prorrogadas nos seguintes montantes, razão pela qual são apresentadas com base no custo histórico:

	31/12/2017			
Descritivo	Chesf	Furnas	CGTEE	Total
Geração				
Modernizações e melhorias	487.822	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	454.064	356.937	811.001
	487.822	1.449.782	356.937	2.294.541

	31/12/2016			
Descritivo	Chesf	Furnas	CGTEE	Total
Geração				
Modernizações e melhorias	487.822	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	704.792	356.937	1.061.729
	487.822	1.700.510	356.937	2.545.269

- Ativos de Transmissão de Energia

De acordo com a Resolução Normativa 589, de 10 de dezembro de 2013, as controladas abaixo apresentaram à ANEEL, seus laudos de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 ("Laudo de Avaliação"), para fins do processo de remuneração das instalações da denominada Rede Básica do Sistema Existente – RBSE prevista no Artigo 15, §2º da Lei 12.783/13.

	Laudo de Avaliação	
Companhia	Data	R$
Eletrosul	14/07/2015	1.060.632
Chesf	06/03/2015	5.627.200
Furnas	21/05/2015	10.699.000
Eletronorte	03/09/2015	2.926.000

Notas Explicativas

A ANEEL apresentou, por meio de despachos, a homologação das remunerações dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 das controladas Eletrosul, Chesf, Furnas e Eletronorte conforme as regras da Resolução Normativa 589, na data base 31 de dezembro de 2012, conforme abaixo:

Homologação ANEEL		
Controlada	Data	R$
Eletrosul	14/07/2015	1.007.043
Chesf	03/08/2016	5.092.384
Furnas	15/12/2105	8.999.520
Eletronorte	18/10/2016	2.579.312

Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das remunerações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e demais Instalações de Transmissão - RPC, não depreciados e não amortizados, conforme parágrafo segundo do artigo 15 da Lei 12.783/2013.

A referida Portaria cita que os valores devidos vão compor a base de remuneração regulatória das empresas, ou seja, serão repassados às tarifas de energia dos consumidores e que isso será iniciado a partir do processo tarifário de 2017. Além de remunerar os ativos, a Portaria também estabelece que o custo de capital incorrido pelas empresas possa ser incluído nos referidos valores.

Em 14 de outubro de 2016, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 068/2016, a Nota Técnica nº 336/2016 de 06 de outubro de 2016 que estabeleceu os procedimentos a serem utilizados no cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida (RAP) de cada concessionária de transmissão abrangida pela Lei nº 12.783/2013, em consonância com a Portaria MME nº 120/2016.

A remuneração desses ativos, de acordo com a Portaria nº 120 e a Nota Técnica nº 336/2016, é da seguinte forma:

(i) pelo custo do capital correspondente aos ativos, composto por remuneração e depreciação acrescidos dos devidos tributos a partir do processo tarifário de 2017; sendo a remuneração através do Custo Médio Ponderado de Capital e a depreciação será paga em função da vida útil de cada ativo incorporado a Base de Remuneração Regulatória;

(ii) o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário sendo atualizado e remunerado pelo custo de capital próprio; A partir do processo tarifário de 2017 o custo de capital sendo remunerado pelo Custo Médio Ponderado de Capital pelo prazo de oito anos;

Em 31 de dezembro de 2017, a estimativa dos valores atualizados dos gastos relacionados a investimentos, ampliações e/ou melhorias em certos ativos das concessões de transmissão prorrogadas, é conforme demonstrado a seguir:

Notas Explicativas

Eletrobras

Transmissão	31/12/2017				
	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	Total
Rede básica - RBSE - Saldo histórico	1.187.029	1.732.910	520.332	4.530.060	7.970.331
Atualização VNR - IPCA e remuneração	10.656.553	4.294.043	1.867.332	16.705.452	33.523.380
Recebimento do ativo financeiro	(975.039)	(482.186)	(242.624)	(1.555.847)	(3.255.696)
Valor total do ativo Financeiro atualizado	10.868.543	5.544.767	2.145.040	19.679.665	38.238.015
Efeito Resultado - 01/01/2017 a 31/12/2017					
Receita operacional	1.278.835	698.370	271.205	2.674.417	4.922.827
Provisão de IRPJ/CSLL	(434.804)	(237.446)	(92.210)	(909.302)	(1.673.762)
Efeito líquido	844.031	460.924	178.995	1.765.115	3.249.065

A contabilização foi realizada com base nas premissas acima definidas, considerando a interpretação no que se refere à Portaria MME 120/2016 e a Nota Técnica 336/2016.

Em virtude do repasse dos custos da RBSE para os consumidores, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) ingressou com ação na Justiça, com pedido de liminar, contra a ANEEL e a União Federal, questionando as indenizações às transmissoras que renovaram antecipadamente as concessões em 2013.

Em 10 de abril de 2017, foi proferida liminar, sem julgamento de mérito, a favor da ABRACE no âmbito do citado processo judicial atendendo parcialmente ao pleito da ABRACE determinando que "a ANEEL exclua a parcela dita de "remuneração" da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, calculada sobre os bens reversíveis, ainda não amortizados e nem depreciados, prevista no art. 15, § 2º, da Lei nº 12.783/2013, devendo incidir sobre o montante apenas a atualização".

Assim, em cumprimento à decisão liminar a ANEEL recalculou uma nova RAP para o ciclo tarifário 2017-2018, entre 1º de julho de 2017 e 30 de junho de 2018. No entanto, a exclusão da parcela objeto da liminar (a remuneração excedente à inflação) foi estendida a todos os usuários do sistema de transmissão e não apenas aos reclamantes, em razão da impraticabilidade alegada pela ANEEL de segregação dos componentes tarifários e da irreversibilidade dos efeitos provocados, segundo o Despacho n° 1.779 da ANEEL de 20 de junho de 2017.

Diante do exposto e em atendimento à citada liminar, com base nos valores homologados pela ANEEL, dos ativos reversíveis não amortizados previstos no art. 15 § 2º, da Lei nº 12.783/2013, nos critérios estabelecidos pela Resolução Normativa nº 762, de 2017 e no Despacho nº 1.779, de 2017, foi calculado o custo de capital de que trata a Portaria MME nº 120, de 2016, que passará a compor a RAP das concessionárias de transmissão abrangidas pela Lei nº 12.783, de 2013, a partir do ciclo 2017-2018. Tais valores estão demonstrados na Nota Técnica nº 183/2017 da ANEEL de 22 de junho de 2017.

Baseado na opinião legal dos advogados externos, a Companhia entende que as decisões tomadas até o momento não interferem no direito de receber a remuneração dos ativos estabelecida pela Lei 12.973/2013 e pela Portaria MME n° 120/2016, que concedeu o direito de receber tais montantes. Assim, a Companhia entende que não existe evidência objetiva para reconhecimento de *impairment* em relação a esses ativos reconhecidos.

Notas Explicativas

Eletrobras

NOTA 3 – PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras são as mesmas adotadas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2016. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios e períodos apresentados.

3.1. Base de preparação

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 do Sistema Eletrobras. Aquelas transações, divulgações ou saldos que requerem maior nível de julgamento, que possuem maior complexidade e para as quais premissas e estimativas são significativas, estão divulgadas na Nota 4.

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas na data das transações.

Essas demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia e de suas controladas, coligadas e controladas em conjunto. Todas as informações financeiras apresentadas em Real foram arredondadas para milhares, exceto quando indicado de outra forma.

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.

(a) Demonstrações financeiras individuais e consolidadas

As demonstrações financeiras da Companhia compreendem as demonstrações financeiras individuais da controladora, identificadas como Controladora, e as demonstrações financeiras consolidadas, identificadas como Consolidado, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRSs") emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB).* As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRSs não requerem apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelo IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras.

Nas demonstrações financeiras individuais, as controladas são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial.

Notas Explicativas

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

(b) Mudanças nas políticas contábeis e divulgações

O International Accounting Standards Board – IASB publicou ou alterou os seguintes pronunciamentos, orientações ou interpretações contábeis, cuja adoção obrigatória deverá ser feita em períodos subsequentes (a companhia não adotará antecipadamente):

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, com base em perdas esperadas, em substituição ao modelo atual de perdas incorridas; e
iii. Alteração 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 juros são geralmente mensurados ao custo amortizado.

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 unicamente 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 46, e não concluiu ainda a sua avaliação. Portanto, a Companhia ainda não quantificou o impacto na contabilização de seus ativos financeiros.

Ativo financeiro oriundos dos Contratos de Concessão:

De acordo com a ICPC 01, as infraestruturas de concessão não são reconhecidas pelo concessionário como ativo imobilizado, uma vez que se considera que o operador não controla tais ativos, passando a ser reconhecidas de acordo com um de dois modelos contábeis (ativo intangível e/ou ativo financeiro), dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo poder concedente no âmbito do contrato.

No segmento de transmissão a Companhia considera que não se encontra exposta a riscos de demanda e que a receita é auferida com base na disponibilidade da linha de transmissão, e, portanto, toda infraestrutura foi registrada como ativo financeiro.

Para todos os segmentos da Companhia, o ativo financeiro inclui ainda a indenização que será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

A Companhia ainda não concluiu sua avaliação relacionada aos ativos financeiros oriundos dos referidos contratos de concessão e, por conseguinte, não quantificou o possível impacto nas contabilizações a serem efetuadas.

- 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 um dos modelos a serem seguidos 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 Companhia não espera designar passivos financeiros como valor justo através do resultado. Porém, até este momento, a Companhia ainda não concluiu a mensuração do eventual impacto desta alteração.

- Contabilidade de *hedge*

Os novos requerimentos gerais para contabilidade de *hedge* mantiveram os três tipos de mecanismos de contabilização presentes do IAS 39/CPC 38 (*hedge* de fluxo de caixa, *hedge* de valor justo e *hedge* de investimento líquido no exterior). A IFRS 9/CPC48 traz maior flexibilidade para quais tipos de transação são elegíveis para a contabilidade de *hedge*, especialmente expandindo dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumento de *hedge* e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis para a contabilidade de *hedge*. Adicionalmente, o teste de efetividade foi revisado, não sendo mais requerida sua avaliação retrospectiva, e substituído pelo princípio da "relação econômica", assim como foi eliminada necessidade de avaliação de uma efetividade no intervalo de 80% a 125%. Ainda, foram introduzidas melhorias nos requerimentos de divulgação da administração dos riscos da Companhia.

A Companhia não terminou sua análise dos possíveis impactos nas transações atualmente designadas como *hedge accounting*, divulgadas na nota 46 e, assim, não quantificou quaisquer efeitos. A Companhia pretende manter a política contábil atual de hedge, conforme permitido pela 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 reapresentar 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:

Notas Explicativas

Eletrobras

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 aufere receitas provenientes principalmente das seguintes fontes:

a) Suprimento e fornecimento de energia elétrica (geração e distribuição)

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que a energia é fornecida, mediante a multiplicação do consumo faturado medido pela tarifa vigente, além de reconhecer a receita não faturada através de estimativa, correspondente ao do consumo de energia medido na data da última leitura e o encerramento do período das demonstrações financeiras.

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 está avaliando se algum cliente seu se encontra nessa situação e espera que os eventuais impactos, se houver, e por isso não procedeu ainda com a mensuração dos impactos em suas demonstrações financeiras.

Quanto à receita de fornecimento do segmento de distribuição, a ANEEL avalia a qualidade do serviço oferecido aos consumidores. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação da duração e da frequência da interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC. Uma vez descumpridos os indicadores individuais, a Companhia é obrigada a ressarcir os clientes, através de desconto na fatura mensal de consumo de energia. Atualmente, essas penalidades são contabilizadas como despesa operacional. Desta forma, a Companhia procederá a reclassificação dos valores ressarcidos pelo descumprimento dos indicadores individuais para suas receitas com fornecimento em torno de R$ 15,5 milhões baseado nos valores de 2017, reduzindo os valores líquidos das receitas divulgadas nas demonstrações financeiras, devido a sua natureza de desconto. Quanto aos indicadores coletivos, por possuírem uma natureza de multa a ser recolhida pela Companhia, estes continuarão a ser tratados como uma despesa operacional.

b) Venda na Câmara de Comercialização de Energia – CCEE

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida para o sistema pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A Companhia não finalizou a sua avaliação, ainda em andamento, e, portanto, não quantificou os impactos em suas demonstrações financeiras relacionados sobre a receita em questão.

c) Receita pela disponibilidade da rede elétrica

Essa receita é constituída pelo serviço de disponibilização da rede de distribuição e remunera a Companhia pela prestação do serviço ao consumidor final, que compreende consumidores cativos e livres, com base na cobrança de uma tarifa homologada pela ANEEL. A Companhia não finalizou a avaliação de mensuração dos impactos, mas dada a natureza da receita em questão não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto nesta categoria de receitas em suas demonstrações financeiras.

d) Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros

Corresponde as variações de custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios, ocorridas no período entre reajustes tarifários e/ou revisões periódicas, de modo a permitir maior neutralidade no repasse dessas variações para as tarifas. A Companhia não finalizou a sua avaliação, ainda em andamento, e, portanto, não quantificou os impactos em suas demonstrações financeiras relacionados sobre a receita em questão.

e) Receita de construção da infraestrutura da concessão

Essa receita é constituída por investimentos em infraestrutura, com o objetivo de manutenção da operação até o término do contrato de concessão. A Companhia é remunerada principalmente por aprimoramento da infraestrutura para prestação dos serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é igual à zero, pois toda receita de construção está relacionada com construção de infraestrutura, para que na exploração desta obtenha-se as receitas da atividade fim. A Companhia não finalizou a sua avaliação, ainda em andamento, e, portanto, não quantificou os impactos em suas demonstrações financeiras relacionados sobre a receita em questão.

f) Receita de operação e manutenção

Corresponde a um percentual do faturamento da receita anual permitida - RAP, que é informado mensalmente pelo ONS e destinado para a remuneração dos serviços de operação e manutenção, a fim de evitar a interrupção da disponibilidade das instalações. A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o faturamento da RAP é informado. A Companhia não finalizou a sua avaliação, ainda em andamento, e, portanto, não quantificou os impactos em suas demonstrações financeiras relacionados sobre a receita em questão.

g) Outras receitas

A Companhia possui outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que podem ser inerentes aos seus segmentos ou receitas de atividades acessórias, conforme descrito na nota 39. A Companhia não finalizou a sua avaliação, ainda em andamento, e, portanto, não quantificou os impactos em suas demonstrações financeiras relacionados sobre a receita em questão.

- 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.

Outras Alterações

As demais normas e interpretações que sofreram alterações, mas não deverão ter um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia, são as seguintes:

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

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

Introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções opcionais estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

A Companhia possui contratos que se enquadrariam no escopo dessa nova norma e a análise dos impactos da adoção desse pronunciamento quanto ao método de transição para o reconhecimento do direito de uso dos ativos em contrapartida de uma obrigação ainda não foi concluída, devido à complexidade do novo pronunciamento e o número de contratos que possivelmente se enquadrariam no escopo dessa norma. Dessa forma, não foi possível estimar os impactos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

- Transição

Como arrendatário, a Companhia pode aplicar a norma utilizando uma: (i) abordagem retrospectiva; ou (ii) abordagem retrospectiva modificada com expedientes práticos opcionais.

Notas Explicativas

A Companhia pretende aplicar a IFRS 16 inicialmente em 1º de janeiro de 2019, utilizando a segunda abordagem. Sendo assim, o arrendatário pode eleger, para cada contrato de arrendamento, se aplicará uma série de expedientes práticos na transição. A Eletrobras está avaliando o impacto potencial dos referidos expedientes.

Revisão IFRS 10/CPC 36 (R3) e IAS 28/CPC 18 (R2)

Esclarece que em uma transação entre investidor e associado ou *joint venture*, o reconhecimento do ganho ou perda depende se os bens vendidos ou contribuídos constituem um negócio. A atualização do IASB é apenas para deixar claro que essa escolhe deverá ser realizada separadamente, para cada coligada ou *joint ventures* ao valor justo, por meio do resultado. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

Alterações IFRS 2

Esclarece que os efeitos das condições de aquisição de direitos sobre a mensuração de uma transação de pagamento baseada em ações liquidada em dinheiro; a classificação de uma transação de pagamento baseada em ações com características de liquidação pelo valor líquido para obrigações relacionadas a impostos retidos na fonte; e o tratamento contábil quando uma modificação nos termos e condições de uma transação de pagamento baseada em ações altera sua classificação de liquidação em dinheiro para liquidação com ações. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

Alterações IAS 40/CPC 28

Esclarece os requisitos relativos às transferências de ou propriedades de investimentos, refletindo situações em que ocorre uma venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua coligada ou *joint venture*. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após a 1º de julho de 2018.

Alterações ICPC 01/IFRIC 22

Essa interpretação auxilia na determinação da data de transação quando ela ocorre em moeda estrangeira. Abordando como deve ser definida a "data de transação" com o objetivo de determinar a taxa de cambio ao reconhecimento inicial de um ativo, despesa ou receita quando a contraprestação daquele item tiver sido paga ou recebida antecipadamente em moeda estrangeira, resultando no registro de ativos ou passivos não monetários. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

Alterações IFRIC 23

Essa interpretação aborda a determinação do lucro tributável (prejuízo fiscal), bases tributárias, prejuízos fiscais e créditos tributários não utilizados e taxas quando sobre os tratamentos fiscais de acordo com o *IAS 12 – Income Taxes*. Considera especificamente: (i) se os tratamentos fiscais devem ser considerados coletivamente; (ii) pressuposto de que as autoridades fiscais têm o direito de examinar qualquer montante reportado; (iii) determinação do lucro tributável (prejuízo fiscal), bases tributárias, prejuízos fiscais e créditos tributários não utilizados e taxas; e (iv) efeito das mudanças nos fatos e circunstâncias. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019.

Alterações à IFRS 1 e à IAS 28

Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2014 -2016. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

3.2. Bases de consolidação e investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas

As seguintes políticas contábeis são aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas que incluem as participações societárias da Companhia e suas controladas.

Nas demonstrações financeiras individuais as informações financeiras das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto, assim como das coligadas, são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidas pelo seu valor de custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes.

Quando necessário, as demonstrações financeiras das controladas, controladas em conjunto e coligadas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas adotadas pela Companhia.
As controladas, controladas em conjunto e coligadas estão substancialmente domiciliadas no Brasil.

a) Controladas

Controladas são todas as entidades nas quais o Sistema Eletrobras detém o controle. O Sistema Eletrobras controla uma entidade quando está exposto ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade.

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas.

Os resultados das controladas adquiridas ou alienadas durante o exercício estão incluídos nas demonstrações consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição até a data da efetiva alienação, conforme aplicável.

Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre as empresas da Companhia são eliminados integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas.

A Companhia adota as seguintes principais práticas de consolidação:

1- Eliminação dos investimentos da investidora nas empresas investidas, em contrapartida à sua participação nos respectivos patrimônios líquidos;
2- Eliminação de saldos a receber e a pagar intercompany;
3- Eliminação das receitas e despesas intercompany;
4- Destaque da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido e na demonstração do resultado das empresas investidas consolidadas.

Notas Explicativas

A Companhia utiliza os critérios de consolidação integral, conforme descrito no quadro abaixo.

A participação é dada sobre o capital total da controlada.

	31/12/2017		31/12/2016	
	Participação		Participação	
Controladas	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Amazonas Distribuidora	100,00%	-	100,00%	-
Amazonas GT	-	100,00%	-	100,00%
Boa Vista Energia	100,00%	-	100,00%	-
Ceal	100,00%	-	100,00%	-
CELG- D (1)	-	-	51,00%	-
Cepisa	100,00%	-	100,00%	-
Ceron	100,00%	-	100,00%	-
CGTEE	99,99%	-	99,99%	-
Chesf	99,58%	-	99,58%	-
Eletroacre	96,71%	-	96,71%	-
Eletronorte	99,48%	-	99,48%	-
Eletronuclear	99,91%	-	99,91%	-
Eletropar	83,71%	-	83,71%	-
Eletrosul	99,88%	-	99,88%	-
Furnas	99,56%	-	99,56%	-
Chuí IX (3)	99,99%	-	-	99,99%
Santa Vitoria do Palmar (3)	78,00%	-	-	-
Hermenegildo I (3)	99,99%	-	-	99,99%
Hermenegildo II (3)	99,99%	-	-	99,99%
Hermenegildo III (3)	99,99%	-	-	99,99%
Chuí Holding (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu I (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu II (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu III (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu IV (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu V (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu VI (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu VII (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu VIII (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu IX (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu X (3)	-	100,00%	-	-
Livramento	-	78,00%	-	-
Paraíso	-	100,00%	-	100,00%
Energia dos Ventos V	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VI	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VII	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VIII	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos IX	-	99,99%	-	99,99%
Extremoz Transmissora do Nordeste S.A.	-	100,00%	-	100,00%
Transenergia Goiás S.A	-	99,99%	-	99,99%
Brasil Ventos Energia S.A. (2)	-	100,00%	-	-
Complexo Eólico Pindaí I				
Acauã Energia S.A.	-	99,93%	-	99,93%
Angical 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Arapapá Energia S.A.	-	99,90%	-	99,90%
Caititu 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Caititu 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Carcará Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Corrupião 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Teiú 2 Energia S.A.	-	99,95%	-	99,95%
Complexo Eólico Pindaí II				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%	-	99,98%
Papagaio Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Complexo Eólico Pindaí III				
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	-	83,01%	-	83,01%

(1) Controlada vendida em fevereiro de 2017

(2) A Brasil Ventos Energia S.A. é uma subsidiária integral de Furnas e foi constituída para atuar como holding, tendo como objetivo principal, conforme Estatuto Social, as seguintes atividades: (i) participação em sociedades de geração de energia de fonte renovável, tais como eólica, solar e de biomassa, investimento nas sociedades titulares dos direitos de exploração dos empreendimentos eólicos que compõem os Complexo Eólico Acaraú e Complexo Eólico Famosa III, comercialização da energia elétrica gerada em seus empreendimentos e nas sociedades investidas.

(3) Transferência de SPEs da Eletrosul para a Eletrobras vide nota explicativa 15.6.

(a.1) Mudanças nas participações do Grupo em controladas existentes

Nas demonstrações financeiras, as mudanças nas participações da Companhia em controladas que não resultem em perda do controle do Grupo sobre as controladas são registradas como transações de capital. Os saldos contábeis das participações da Companhia e de não controladores são ajustados para refletir mudanças em suas respectivas participações nas controladas. A diferença entre o valor com base no qual as participações não controladoras são ajustadas e o valor justo das considerações pagas ou recebidas é registrada diretamente no patrimônio líquido e atribuída aos proprietários da Companhia.

Quando a Companhia perde o controle de uma controlada, o ganho ou a perda é reconhecido na demonstração do resultado e é calculado pela diferença entre: (i) a soma do valor justo das considerações recebidas e do valor justo da participação residual; e (ii) o saldo anterior dos ativos (incluindo ágio) e passivos da controlada e participações não controladoras, se houver. Todos os valores reconhecidos anteriormente em "Outros resultados abrangentes" relacionados à controlada são contabilizados como se a Companhia tivesse alienado diretamente os correspondentes ativos ou passivos da controlada (ou seja, reclassificados para o resultado ou transferidos para outra conta do patrimônio líquido, conforme requerido ou permitido pelas IFRSs aplicáveis). O valor justo de qualquer investimento detido na antiga controlada na data da perda de controle é considerado como o valor justo no reconhecimento inicial para contabilização subsequente pela IAS 39 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (equivalente ao CPC 38) ou, quando aplicável, o custo no reconhecimento inicial de um investimento em uma coligada ou *joint venture*.

(b) Investimentos em coligadas

Coligadas são todas as entidades sobre os quais a Companhia tem influência significativa, e que não se configura como uma controlada nem em uma controlada em conjunto.

Qualquer montante que exceda o custo de aquisição sobre a participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis da coligada na data de aquisição é reconhecido como ágio. O ágio é acrescido ao valor contábil do investimento. Qualquer montante da participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis que exceda o custo de aquisição, após a reavaliação, é imediatamente reconhecido no resultado.

Quando a parcela da Companhia no prejuízo de uma coligada excede a participação naquela coligada (incluindo qualquer participação de longo prazo que, na essência, esteja incluída no investimento líquido na coligada), a Companhia deixa de reconhecer a sua participação em prejuízos adicionais. Os prejuízos adicionais são reconhecidos somente se a Companhia tiver incorrido em obrigações legais ou construtivas ou tiver efetuado pagamentos em nome da coligada.

(c) Participações em empreendimentos controlados em conjunto (*joint venture*)

Uma *joint venture* é um acordo contratual através do qual a Companhia e outras partes exercem uma atividade econômica sujeita a controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da *joint venture* requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Quando a Companhia ou uma de suas controladas exerce diretamente suas atividades por meio joint venture, a participação da Companhia nos ativos controlados em conjunto e/ou quaisquer passivos incorridos em conjunto com os demais controladores é reconhecida nas Demonstrações Financeiras da respectiva controlada e classificada de acordo com sua natureza.

3.3. Caixa e equivalente de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo de alta liquidez com vencimentos originais de até três meses e com risco insignificante de mudança de valor.

3.4. Clientes e provisão para créditos de liquidação duvidosa

As contas a receber de clientes (consumidores e revendedores) são compostas por créditos provenientes do fornecimento e suprimento de energia elétrica faturado e não faturado, este por estimativa, incluídos aqueles decorrentes de energia transacionada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE contabilizado com base no regime de competência, e são reconhecidas inicialmente pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado menos a provisão para créditos de liquidação duvidosa.

O saldo inclui ainda o fornecimento de energia ainda não faturado, originado substancialmente da atividade de distribuição e que é mensurado com base em estimativas, tendo como base o histórico de consumo de MW/h.

As contas a receber são normalmente liquidadas em um período de até 45 dias, motivo pelo qual os valores contábeis representam substancialmente os valores justos nas datas de encerramento contábil.

Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante (Nota 7).

3.5. Cauções e Depósitos Vinculados

Os montantes registrados destinam-se ao atendimento legal e/ou contratual. Estão avaliados pelo custo de aquisição acrescido de juros e correção monetária com base nos dispositivos legais e ajustados por provisão para perda na realização quando aplicável. O resgate dos mesmos encontra-se condicionado a finalização dos processos judiciais a que esses depósitos se encontram vinculados.

3.6. Estoque de Almoxarifado e Combustível - CCC

Os estoques estão registrados ao custo médio de aquisição, líquido de provisões para perdas, quando aplicável, e não excedem ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização. O valor líquido de realização corresponde ao preço de venda estimado dos estoques, deduzido de todos os custos estimados para conclusão e custos necessários para realizar a venda.

Os materiais em estoque de almoxarifado e de combustível - CCC são classificados no ativo circulante e está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado líquido de realização.

3.7. Estoque de combustível nuclear

Composto pelo concentrado de urânio em estoque, os serviços correspondentes e os elementos de combustível nuclear utilizados nas usinas termonucleares Angra I e Angra II, e são registrados pelo custo de aquisição.

Na sua etapa inicial de formação, são adquiridos o minério de urânio e os serviços necessários à sua fabricação, classificados contabilmente no ativo não circulante - realizável a longo prazo, apresentado na rubrica Estoque de Combustível Nuclear. Depois de concluído o processo de fabricação, a parcela relativa à previsão do consumo para os 12 meses subsequentes é classificada no ativo circulante.

O consumo dos elementos de combustível nuclear é apropriado ao resultado do exercício de forma proporcional, considerando a energia mensal efetivamente gerada em relação à energia total prevista para cada elemento do combustível. Periodicamente são realizados inventários e avaliações dos elementos de combustível nuclear que passaram pelo processo de geração de energia elétrica e encontram-se armazenados no depósito de combustível usado.

3.8. Imobilizado

O imobilizado é mensurado pelo custo histórico deduzido da depreciação acumulada. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuídos à aquisição dos ativos, e também inclui, no caso de ativos qualificáveis, os custos de empréstimos capitalizados de acordo com a política contábil da Companhia. Tais imobilizações são classificadas nas categorias adequadas do imobilizado quando concluídas e prontas para o uso pretendido. A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso pretendido na mesma base dos outros ativos imobilizados.

A depreciação é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual após sua vida útil seja integralmente baixado (exceto para terrenos e construções em andamento). A Companhia considera que a vida útil estimada de cada ativo é semelhante às taxas de depreciação determinadas pela ANEEL, as quais são tidas pelo mercado como aceitáveis por expressar adequadamente o tempo de vida útil dos bens. Adicionalmente, em conexão com o entendimento da Companhia sobre o atual arcabouço regulatório de concessões, inclusive a Lei 12.783/2013, foi considerada a indenização ao fim da concessão com base no menor valor

entre o VNR ou o valor residual contábil, sendo esse fator considerado na mensuração do ativo imobilizado (Vide detalhes na Nota 16).

Ativos mantidos por meio de arrendamento mercantil financeiro são depreciados pela vida útil esperada da mesma forma que os ativos próprios ou por um período inferior, se aplicável, conforme termos do contrato de arrendamento em questão.

Um item do imobilizado é baixado após alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado do exercício.

3.8.1. Custos de empréstimos

Mensalmente são agregados ao custo de aquisição do imobilizado em formação os juros e quando aplicável, à variação cambial incorrida sobre os empréstimos e financiamentos considerando os seguintes critérios para capitalização:

a) O período de capitalização ocorre quando o ativo qualificável encontra-se em fase de construção, sendo encerrada a capitalização de juros quando o item encontra-se disponível para utilização;
b) Os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos e financiamentos vigentes na data da capitalização ou, para aqueles ativos nos quais foram obtidos empréstimos específicos, as taxas destes empréstimos específicos;
c) Os juros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização;
d) Os juros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil estimada determinados para o item ao qual foram incorporados.

Os ganhos sobre investimentos, decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos e financiamentos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável, são deduzidos dos custos com empréstimos e financiamentos elegíveis para capitalização, quando o efeito é material.

Todos os demais custos com empréstimos e financiamentos são reconhecidos no resultado do exercício em que são incorridos.

3.8.2 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.

O descomissionamento é feito em função da operação das usinas nucleares e referem-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.

3.9. Contratos de concessão e autorizações

A Companhia possui contratos de concessão e autorizações nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, firmados com o Poder Concedente (Governo Federal Brasileiro), por períodos que variam entre 20 anos e 35 anos, sendo todos os contratos, por segmento, bastante similares em termos de direitos e obrigações do concessionário e do poder concedente. Os prazos das principais concessões estão descritas na Nota 2.

Aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12) – Contratos de Concessão de Serviços, aplicável aos contratos de concessão público-privados (feito por analogia aos contratos de concessão público-público) nos quais a entidade pública:

a) Controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes;

b) Controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos;

c) Controla/detém um interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Uma concessão público-privada apresenta, tipicamente, as seguintes características:

a) Uma infraestrutura subjacente à concessão a qual é utilizada para prestar serviços;

b) Um acordo/contrato entre o poder concedente e o operador;

c) O operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;

d) O operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, quer diretamente do poder concedente, quer dos utilizadores da infraestruturas, ou de ambos;

e) As infraestruturas são transferidas para o poder concedente no final da concessão, tipicamente de forma gratuita ou também de forma onerosa.

De acordo com a ICPC 01, as infraestruturas de concessão enquadradas na norma não são reconhecidas pelo concessionário como ativo imobilizado, uma vez que se considera que o operador não controla tais ativos, passando a ser reconhecidas de acordo com um dos seguintes modelos contábeis, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo poder concedente no âmbito do contrato:

- Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pela concessão e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual foi classificado como empréstimos e recebíveis (geração e transmissão) ou disponível para venda (distribuição).

- Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização das infraestruturas (risco de demanda) em relação à concessão e resulta no registro de um ativo intangível.

- Modelo Misto

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui simultaneamente compromissos de remuneração garantidos pelo poder concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão.

Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia e nos requerimentos da norma, os seguintes ativos são reconhecidos sobre o negócio de distribuição elétrica:

a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e

b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) será classificada como um ativo intangível em virtude de sua recuperação estar sujeita à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

a) Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia e potência consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e

b) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do poder concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

As concessões de distribuição de energia elétrica de suas controladas não são onerosas. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

Para a atividade de transmissão de energia elétrica a Receita Anual Permitida - RAP é recebida das empresas que utilizam sua infraestrutura por meio de tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST). Essa tarifa resulta do rateio entre os usuários de transmissão de alguns valores específicos; (i) a RAP de todas as transmissoras; (II) os serviços prestados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS; e (iii) os encargos regulatórios.

O poder concedente delegou às geradoras, distribuidoras, consumidores livres, exportadores e importadores o pagamento mensal da RAP, que por ser garantida pelo arcabouço

regulatório de transmissão, constitui-se em direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro.

Considerando que a Companhia não se expõe a risco de demanda e que a receita é auferida com base na disponibilidade da linha de transmissão, toda infraestrutura foi registrada como ativo financeiro.

O ativo financeiro inclui ainda a indenização que será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

3.9.1 Sistema de Tarifação

a) O sistema de tarifação da distribuição de energia elétrica é controlado pela ANEEL e tais tarifas são reajustadas anualmente e revisadas a cada período de quatro anos, tendo como base a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, considerando os investimentos prudentes efetuados e a estrutura de custos e despesas da empresa de referência. A cobrança pelos serviços ocorre diretamente aos usuários, tendo como base o volume de energia consumido e a tarifa autorizada (Vide Nota 17)

b) O sistema de tarifação da transmissão de energia elétrica é regulado pela ANEEL e são efetuadas revisões tarifárias periódicas, sendo estabelecida uma Receita Anual Permitida – RAP, atualizada anualmente por um índice de inflação e, sujeita a revisões periódicas para cobertura de novos investimentos e eventuais aspectos de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

c) O sistema de tarifação da geração de energia elétrica foi baseado, de forma geral, em tarifa regulada até 2004 e, após essa data, em conexão com as mudanças na regulamentação do setor, foi alterado, parcialmente, de base tarifária para um sistema de preços, sendo que as geradoras de energia elétrica podem ter a liberdade de participar em leilões de energia elétrica destinados ao mercado regulado, havendo nesse caso um preço-base, sendo o preço final determinado através de competição entre os participantes do leilão. Adicionalmente as geradoras de energia elétrica podem efetuar contratos bilaterais de venda com os consumidores que se enquadrem na categoria de consumidores livres (definição com base na potência demandada em MW).

3.9.2 – Concessões de Transmissão e Distribuição

Os contratos de concessão regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição e de transmissão de energia elétrica pela Companhia, onde:

- Transmissão de energia elétrica

a) A tarifa é regulada e denominada Receita Anual Permitida (RAP). A transmissora de energia elétrica não pode negociar com usuários. Para alguns contratos, a RAP é fixa e atualizada monetariamente por índice de preços uma vez por ano. Para os demais contratos, a RAP é atualizada monetariamente por índice de preços uma vez ao ano e revisada a cada cinco anos. Geralmente, a RAP de qualquer empresa de transmissão de energia elétrica está sujeita a revisão anual devido ao aumento do ativo e de despesas operacionais decorrentes de modificações, reforços e ampliações de instalações.

b) Os bens são reversíveis no final da concessão, com direito a recebimento de indenização (caixa) do poder concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, determinado pelo valor novo de reposição - VNR. Ainda há ativos de concessões renovadas, pendentes de homologação da ANEEL, e, consequentemente, pendente de indenização (vide Nota 2.1).

3.9.3 Concessões e autorizações de Geração

a) Geração hidráulica e térmica – as concessões, não atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, não estão no escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), tendo em vista as características de preço e não de tarifa regulada. A partir de 1° de janeiro de 2013, as concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, até então fora do escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), passam a fazer parte do escopo de tais normativos, considerando a alteração no regime de preço, passando a ser tarifa regulada para essas concessões.

b) Geração nuclear – Possui um sistema de tarifação definido, porém difere dos demais contratos de geração, por ser uma autorização e não uma concessão. Não há prazo definido para o fim da autorização bem como as características de controle significativo dos bens por parte do poder concedente ao final do período de autorização.

3.9.4. Itaipu Binacional

a) Itaipu Binacional é regida por um Tratado Binacional de 1973 em que foram estabelecidas as condições tarifárias, sendo a base de formação da tarifa determinada exclusivamente para cobrir as despesas e o serviço da dívida dessa Companhia;

b) A base tarifária e os termos de comercialização estarão vigentes até 2023, o que corresponde à parte significativa da vida-útil da planta, quando então a base tarifária e os termos de comercialização deverão ser revistos;

c) A base tarifária de Itaipu foi estabelecida de forma preponderante a permitir o pagamento do serviço da dívida, que tem vencimento final em 2023, e a manter os seus gastos de operação e manutenção;

d) A comercialização de energia de Itaipu foi sub-rogada a Companhia, porém foi originada de contratos previamente assinados com as distribuidoras em que foram previamente definidas as condições de pagamento.

e) Através da Lei 10.438 de 26 de abril de 2002 foram sub-rogados à Companhia os compromissos de aquisição e repasse às concessionárias de distribuição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional firmados até então por Furnas e Eletrosul, subsidiárias da Companhia, com as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Dívidas oriundas de comercialização de energia de Itaipu Binacional foram renegociadas junto à Companhia dando origem a contratos de financiamento. Tais contratos foram inicialmente registrados a valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos.

f) Os termos do tratado garantem o reembolso a Companhia mesmo nos casos de falta de capacidade de geração de energia ou problemas operacionais com a planta.

3.9.5 Ativo financeiro – Concessões de Serviço Público.

A Companhia reconhece um crédito a receber do poder concedente (ou de quem o poder concedente tenha outorgado) quando possui direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização pelos investimentos efetuados pelas distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica, e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base na parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão. Os ativos de distribuição são remunerados com base na remuneração *Weighted Average Cost of Capital* – WACC (custo médio ponderado de capital) regulatório, sendo esse fator incluído na base tarifária e os de transmissão e os de geração são remunerados com base na taxa interna de retorno do empreendimento. No caso de geração, somente os ativos vinculados às concessões diretamente afetadas pela Lei 12.783/2013 e formados a partir da mencionada Lei, são considerados ativos financeiro que serão remunerados nos mesmos moldes das transmissoras, desde que a aquisição de tais ativos seja homologada pelo MME e ANEEL.

Estas contas a receber são classificadas entre circulante e não circulante considerando a expectativa de recebimento destes valores, tendo como base a data de encerramento das concessões.

3.10. Intangível

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar os usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia elétrica (para a geração a infraestrutura da Amazonas Energia, que possui vínculo exclusivo com a atividade de distribuição dessa mesma Companhia, também é classificada como intangível). O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizada pela Companhia e o valor do ativo financeiro referente ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização.

O ativo é apresentado liquido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável (*impairment*), quando aplicável.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia, ou o prazo final da concessão, o que ocorrer primeiro. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil econômica, considerando que os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão.

O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia. A amortização é cessada quando o ativo tiver sido totalmente consumido ou baixado, deixando de integrar a base de cálculo da tarifa de prestação de serviços de concessão, o que ocorrer primeiro.

A Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade dos seus ativos utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos, considerando que não há mercado ativo para os ativos vinculados à concessão, avaliando se há indicação de que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo. (Vide Nota 19).

Os ativos intangíveis compreendem basicamente os direitos de uso da concessão, mas incluem, também, ágio na aquisição de investimentos e gastos específicos associados à aquisição de direitos, acrescidos dos respectivos custos de implantação, quando aplicável.

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida, adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

3.10.1. Concessões Onerosas (Uso do Bem Público - UBP)

A Companhia e algumas controladas possuem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização dos potenciais hidráulicos, bem público, para a geração de energia elétrica em determinadas usinas.

Os valores identificados nos contratos estão a preços futuros e, portanto, a Companhia e essas controladas ajustaram a valor presente esses contratos com base na taxa de desconto apurada na data da obrigação.

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária, definida no contrato de concessão, é capitalizada no ativo, durante a construção das Usinas e, a partir da data da entrada em operação comercial, é reconhecida diretamente no resultado.

Esses ativos estão registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo não circulante.

3.10.2. Gastos com Estudos e Projetos

Os gastos efetuados com estudos e projetos, inclusive de viabilidade e inventários de aproveitamento hidroelétricos e de linhas de transmissão, são reconhecidos como despesa operacional, quando incorridos, e até que se tenha a comprovação efetiva da viabilidade econômica de sua exploração ou a outorga da concessão ou autorização. A partir da concessão e/ou autorização para exploração do serviço público de energia elétrica ou, da comprovação da viabilidade econômica do projeto, os gastos incorridos passam a ser capitalizados como custo do desenvolvimento do projeto. Atualmente, a Companhia não possui valores capitalizados referentes a gastos com estudos e projetos.

3.11. Reconhecimento dos valores a receber e obrigações de Parcela A e outros itens financeiros

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo de aditivo emitido pela ANEEL, o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

Como consequência, foi emitido pelo CPC a Orientação Técnica – OCPC08 que teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento aos Contratos de Concessão, representou um elemento novo que assegura, a partir da data de sua assinatura, o direito ou impõe a obrigação de o concessionário receber ou pagar os ativos e passivos junto à contraparte – Poder Concedente. Esse novo evento altera, a partir dessa data, o ambiente e as condições contratuais anteriormente existentes e extingue as incertezas quanto à capacidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo. São condições, assim, que diferem em essência das que ocorriam anteriormente.

Os efeitos do aditamento dos contratos de concessão e permissão não têm natureza de mudança de política contábil, mas, sim, a de uma nova situação e, consequentemente, sua aplicação foi prospectiva. Portanto, o registro dos valores a receber (obrigações) foi efetuado em contas de ativo (ou passivo financeiro), conforme o caso, em contrapartida ao resultado do exercício (receita de venda de bens e serviços).

3.12. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros, excluindo o ágio

Ao fim de cada exercício, a Companhia avalia se há alguma indicação de que seus ativos não financeiros sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda. Quando não é possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo.

Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada.

Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente por uma taxa de desconto, que reflita uma avaliação atual de mercado: do valor da moeda no tempo e dos riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros foi efetuada.

Se o valor recuperável de um ativo (ou unidade geradora de caixa) calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) é reduzido ao seu valor recuperável. A perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Quando a perda por redução ao valor recuperável é revertida, subsequentemente, ocorre o aumento do valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa), em função da estimativa revisada de seu valor recuperável. Tal aumento não pode exceder o valor contábil que teria sido determinado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo (ou unidade geradora de caixa) em exercícios anteriores. A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

3.13. Ágio

O ágio resultante de uma combinação de negócios é demonstrado ao custo na data da combinação do negócio, líquido da perda acumulada no valor recuperável, se aplicável.

Para fins de teste de redução no valor recuperável, o ágio é alocado para cada uma das unidades geradoras de caixa da Companhia (ou grupos de unidades geradoras de caixa) que irão se beneficiar das sinergias da combinação.

Considerando que as operações de investimento da Companhia estão atreladas a operações que possuem contratos de concessão, o resultado decorrente da aquisição de tais entidades representa o direito de concessão com vida útil definida, sendo reconhecido como ativo intangível da concessão, e a amortização efetuada de acordo com o prazo de concessão.

3.14. Ativos não circulantes mantidos para venda

Os ativos não circulantes e os grupos de ativos são classificados como mantidos para venda caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando o ativo (ou grupo de ativos) estiver disponível para venda imediata em sua condição atual, sujeito apenas a termos usuais e costumeiros para venda desse ativo (ou grupo de ativos), e sua venda for considerada altamente provável. A Administração deve estar comprometida com a venda, a qual se espera que, no reconhecimento, possa ser considerada como uma venda concluída dentro de um ano a partir da data de classificação.

Quando a Companhia está comprometida com um plano de venda que envolve a perda de controle de uma controlada, quando atendidos os critérios descritos no parágrafo anterior, todos os ativos e passivos dessa controlada são classificados como mantidos para venda nas demonstrações financeiras consolidadas, mesmo se após a venda a Companhia ainda retenha participação na empresa.

Os ativos não circulantes (ou o grupo de ativos) classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda. Os ativos e passivos relacionados são apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

3.15. Combinação de negócios

Nas demonstrações financeiras consolidadas, as aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição. A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é mensurada pelo valor justo. Tal valor justo é calculado pela soma dos valores justos dos ativos transferidos e dos passivos assumidos pela Companhia, na data de aquisição, com os antigos controladores e das participações emitidas pela Companhia em troca do controle da adquirida. Os custos relacionados à aquisição são geralmente reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Na data de aquisição, os ativos adquiridos e os passivos assumidos identificáveis são reconhecidos pelo valor justo na data da aquisição, exceto por:

• ativos ou passivos fiscais diferidos e ativos e passivos relacionados a acordos de benefícios com empregados que são reconhecidos e mensurados de acordo com a IAS 12 - Impostos

sobre a Renda e IAS 19 - Benefícios aos Empregados (equivalentes aos CPC 32 e CPC 33), respectivamente;

• passivos ou instrumentos de patrimônio, relacionados a acordos de pagamento baseado em ações da adquirida ou acordos de pagamento baseado em ações de Grupo, celebrados em substituição aos acordos de pagamento baseado em ações da adquirida que são mensurados de acordo com a IFRS 2 - Pagamento Baseado em Ações (equivalentes ao CPC 10(R1)) na data de aquisição; e

• ativos (ou grupos para alienação) classificados como mantidos para venda conforme a IFRS 5 - Ativos Não Correntes Mantidos para Venda e Operações Descontinuadas (equivalente ao CPC 31) que são mensurados conforme essa Norma.

O ágio é mensurado como o excesso da soma: (1) da contrapartida transferida; (2) do valor das participações não controladoras na adquirida e; (3) do valor justo da participação do adquirente anteriormente detida na adquirida (se houver) sobre os valores líquidos, na data de aquisição, dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis. Se, após a avaliação, os valores líquidos dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis na data de aquisição forem superiores à soma: (1) da contrapartida transferida; (2) do valor das participações não controladoras na adquirida e; (3) do valor justo da participação do adquirente anteriormente detida na adquirida (se houver), o excesso é reconhecido imediatamente no resultado como ganho.

As participações não controladoras, que correspondam a participações atuais e, conferem aos seus titulares o direito a uma parcela proporcional dos ativos líquidos da entidade, no caso de liquidação, poderão ser, inicialmente, mensuradas pelo valor justo. Poderão também ser mensuradas com base na parcela proporcional das participações não controladoras nos valores reconhecidos dos ativos líquidos identificáveis da adquirida. A seleção do método de mensuração é feita transação a transação. Outros tipos de participações não controladoras são mensurados pelo valor justo ou, quando aplicável, conforme descrito em outra IFRS e CPC.

Quando a contrapartida transferida pela Companhia, em uma combinação de negócios, inclui ativos ou passivos resultantes de um acordo de contrapartida contingente, a contrapartida contingente é mensurada pelo valor justo, na data de aquisição. As variações no valor justo da contrapartida contingente, classificadas como ajustes do período de mensuração, são ajustadas retroativamente, com os correspondentes ajustes no ágio. Os ajustes do período de mensuração correspondem a ajustes resultantes de informações adicionais obtidas durante o "período de mensuração" e relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição. O período de mensuração não poderá ser superior a um ano a partir da data de aquisição.

A contabilização subsequente das variações no valor justo da contrapartida contingente, não classificadas como ajustes do período de mensuração, depende da forma de classificação da contrapartida contingente. A contrapartida contingente classificada como patrimônio não é reavaliada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes e sua correspondente liquidação é contabilizada no patrimônio. A contrapartida contingente classificada como ativo ou passivo é reavaliada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes, de acordo com a IAS 39 (equivalente ao CPC 38), ou a IAS 37 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (equivalente ao CPC 25), conforme aplicável, sendo o correspondente ganho ou perda reconhecido no resultado.

Quando uma combinação de negócios é realizada em etapas, a participação anteriormente detida pela Companhia na adquirida é reavaliada pelo valor justo na data de aquisição (ou seja, na data em que a Companhia adquire o controle) e o correspondente ganho ou perda, se houver, é reconhecido no resultado. Os valores das participações na adquirida, antes da data de aquisição, que foram anteriormente reconhecidos em "Outros resultados abrangentes" são reclassificados no resultado, na medida em que tal tratamento seja adequado caso essa participação seja alienada.

Se a contabilização inicial de uma combinação de negócios estiver incompleta no encerramento do período no qual essa combinação ocorreu, a Companhia registra os valores provisórios dos itens cuja contabilização estiver incompleta. Esses valores provisórios são ajustados durante o período de mensuração (vide acima), ou ativos e passivos adicionais são reconhecidos para refletir as novas informações obtidas relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição que, se conhecidos, teriam afetado os valores reconhecidos naquela data.

3.16. Tributação

A despesa com imposto de renda e contribuição social representa a soma dos tributos correntes e diferidos. Adicionalmente, a opção de apuração dos impostos sobre o resultado da Companhia é pelo método do lucro real.

3.16.1. Tributos correntes

A provisão para imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL) está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado porque exclui receitas tributáveis ou despesas dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada empresa da Companhia com base nas alíquotas vigentes ao final do exercício.

3.16.2. Impostos diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos, no final de cada período de relatório, sobre as diferenças temporárias entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e nas bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os tributos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os tributos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a empresa apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas, sendo observado também o histórico de lucratividade.

A recuperação do saldo dos tributos diferidos ativos é revisada no final de cada período de relatório e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Tributos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada período de relatório, ou quando uma nova legislação tiver sido aprovada. A mensuração dos impostos diferidos ativos e passivos

reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual a Companhia espera, no final de cada período de relatório, recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos.

Os tributos correntes e diferidos são reconhecidos no resultado, exceto quando correspondem a itens registrados em outros resultados abrangentes, ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os tributos correntes e diferidos também são reconhecidos em outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente. Quando os tributos correntes e diferidos são originados da contabilização inicial de uma combinação de negócios, o efeito fiscal é considerado na contabilização da combinação de negócios.

3.17. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando uma entidade da Companhia for parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo.

Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

3.17.1. Ativos financeiros

Os ativos financeiros estão classificados nas seguintes categorias específicas: ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial.

1) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

a) For adquirido principalmente para ser vendido a curto prazo; ou

b) No reconhecimento inicial é parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados, que o Sistema Eletrobras administra em conjunto e, possui um padrão real recente de obtenção de lucros a curto prazo; ou

c) For um derivativo que não tenha sido designado como um instrumento de "hedge" efetivo.

d) Um ativo financeiro, além dos mantidos para negociação, pode ser designado ao valor justo por meio do resultado no reconhecimento inicial se:

e) Tal designação eliminar ou reduzir, significativamente, uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, surgiria; ou

f) O ativo financeiro for parte de um grupo gerenciado de ativos ou passivos financeiros ou ambos, e

g) Seu desempenho for avaliado com base no valor justo, de acordo com a estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento da Companhia, e quando as informações sobre o agrupamento forem fornecidas internamente com a mesma base; ou

h) Fizer parte de um contrato contendo um ou mais derivativos embutidos e a IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (equivalente ao CPC 38) permitir que o contrato combinado (ativo ou passivo) seja totalmente designado ao valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros são classificados ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação com o propósito de venda no curto prazo ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo e quaisquer ganhos ou perdas resultantes são reconhecidos no resultado. Ganhos e perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os dividendos ou juros auferidos pelo ativo financeiro, sendo incluídos na rubrica outras receitas e despesas financeiras, na demonstração do resultado.

2) Investimentos mantidos até o vencimento

Os investimentos mantidos até o vencimento correspondem a ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e data de vencimento fixa que a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Após o reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, menos eventual perda por redução ao valor recuperável.

3) Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda correspondem a ativos financeiros não derivativos designados como disponíveis para venda e não classificados como:

a) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado,

b) Investimentos mantidos até o vencimento, ou

c) Empréstimos e recebíveis.

As variações no valor contábil dos ativos financeiros monetários disponíveis para venda relacionadas a variações nas taxas de câmbio, as receitas de juros calculadas utilizando o método de juros efetivos e os dividendos sobre investimentos em ações disponíveis para venda são reconhecidos no resultado. As variações no valor justo dos ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidas em outros resultados abrangentes. Quando o investimento é alienado ou apresenta redução do valor recuperável, o ganho ou a perda acumulado anteriormente reconhecido na conta de outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado.

Notas Explicativas

4) Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não são cotados em um mercado ativo. Os empréstimos e recebíveis (inclusive contas a receber de clientes e outras, caixa e equivalentes de caixa, valores a receber de Parcela A e outros) são inicialmente registrados pelo seu valor de aquisição, que é o valor justo do preço pago, incluindo as despesas de transação. Após o reconhecimento inicial são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável.

A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva.

3.17.2. Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

No caso de investimentos patrimoniais classificados como disponíveis para venda, uma queda relevante ou prolongada no valor justo do título, abaixo de seu custo, também é uma evidência de que os ativos estão deteriorados. Se, qualquer evidência desse tipo, existir para ativos financeiros disponíveis para venda, o prejuízo cumulativo será retirado do patrimônio e reconhecido na demonstração consolidada do resultado. Tal prejuízo cumulativo é medido como a diferença entre o custo de aquisição e o valor justo atual, menos qualquer prejuízo por perda por valor recuperável, sobre o ativo financeiro reconhecido anteriormente no resultado. As perdas por valor recuperável reconhecidas na demonstração do resultado em instrumentos patrimoniais não são revertidas. Por sua vez,se, em um período subsequente, o valor justo de um instrumento da dívida classificado como disponível para venda aumentar, e o aumento puder ser objetivamente relacionado a um evento que ocorreu após a perda por valor recuperável ter sido reconhecido no resultado, a perda por valor recuperável é revertida por meio de demonstração do resultado.

Para certas categorias de ativos financeiros, tais como contas a receber, os ativos são avaliados coletivamente, mesmo se não apresentarem evidências de que estão registrados por valor superior ao recuperável, quando avaliados de forma individual. Evidências objetivas de redução ao valor recuperável para uma carteira de créditos podem incluir: a experiência passada da Companhia na cobrança de pagamentos e o aumento no número de pagamentos em atraso, após o período médio de recebimento, além de mudanças observáveis nas condições econômicas nacionais ou locais relacionadas à inadimplência dos recebíveis.

Para os ativos financeiros registrados ao custo amortizado, o montante da redução ao valor recuperável registrado corresponde: à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontado pela taxa de juros efetiva original do ativo financeiro.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão. Recuperações subsequentes de valores anteriormente provisionados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

Para ativos financeiros registrados ao custo amortizado, se em um período subsequente o valor da perda da redução ao valor recuperável diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente a um evento ocorrido após a redução ao valor recuperável ter sido reconhecida, a perda anteriormente reconhecida é revertida por meio do resultado, desde que o valor contábil do investimento na data dessa reversão não exceda o eventual custo amortizado se a redução ao valor recuperável não tivesse sido reconhecida.

3.17.3. Baixa de ativos financeiros

A Companhia baixa um ativo financeiro apenas quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa provenientes desse ativo expiram ou são transferidos juntamente com os riscos e benefícios da propriedade. Se a Companhia não transferir nem retiver substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do ativo financeiro, mas continuar a controlar o ativo transferido, a Companhia reconhece a participação retida e o respectivo passivo nos valores que terá de pagar. Se retiver substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo da propriedade do ativo financeiro transferido, a Companhia continua reconhecendo esse ativo.

Na baixa de um ativo financeiro, a diferença entre o valor contábil do ativo e a soma da contrapartida recebida e a receber e o eventual ganho ou a perda acumulado que foi reconhecido em Outros resultados abrangentes e acumulado no patrimônio é reconhecida no resultado.

3.17.4. Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

Instrumentos de dívida e de patrimônio emitidos por uma entidade do Sistema Eletrobras são classificados como passivos financeiros ou patrimônio, de acordo com a natureza do acordo contratual e as definições de passivo financeiro e instrumento de patrimônio. Um instrumento de patrimônio é um contrato que evidencia uma participação residual nos ativos de uma empresa após a dedução de todas as suas obrigações. Os instrumentos de patrimônio emitidos pelo Sistema Eletrobras são reconhecidos quando os recursos são recebidos ou recebíveis, líquidos dos custos diretos de emissão.

Os passivos financeiros são classificados como passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado ou outros passivos financeiros.

Os outros passivos financeiros, que incluem os empréstimos e financiamentos, fornecedores e outras contas a pagar, são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e prêmios pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

3.17.5. Baixa de passivos financeiros

A Companhia baixa passivos financeiros somente quando as obrigações da Companhia são extintas e canceladas ou quando expiram. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

3.17.6. Contratos de garantia financeira

Contrato de garantia financeira consiste em contrato que requer que o emitente efetue pagamentos especificados a fim de reembolsar o detentor por perda que incorrer devido ao fato de o devedor especificado não efetuar o pagamento na data prevista, de acordo com as condições iniciais ou alteradas de instrumento de dívida.

Garantias financeiras são inicialmente reconhecidas nas demonstrações financeiras pelo valor justo na data de emissão da garantia. Subsequentemente as obrigações em relação a garantias são mensuradas pelo maior entre o valor inicial menos a amortização reconhecida, e a melhor estimativa do valor requerido para liquidar a garantia.

Essas estimativas são definidas com base na experiência de transações similares e no histórico de perdas passadas e no o julgamento da administração da Companhia. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia. Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias são apresentadas quando ocorridas nas despesas operacionais (Vide Nota 22).

3.17.7. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua exposição a riscos de taxa de juros e câmbio, incluindo contratos swaps de taxa de juros. A Nota 46 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data de contratação, e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente, a menos que o derivativo seja designado e efetivo como instrumento de *hedge*; nesse caso, o momento do reconhecimento no resultado depende da natureza da relação de *hedge* (Vide item 3.17.9).

3.17.8. Derivativos embutidos

Os derivativos embutidos, em contratos principais não derivativos, são tratados como um derivativo, separadamente, quando seus riscos e suas características não forem estreitamente relacionados aos dos contratos principais e estes não forem mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

3.17.9. Contabilização de *hedge*

A Companhia possui política de contabilização de *hedge* e os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

No início da relação de *hedge*, a Companhia documenta a relação entre o instrumento de *hedge* e o item objeto de *hedge,* com seus objetivos na gestão de riscos e sua estratégia para assumir variadas operações de *hedge*. Adicionalmente, no início do *hedge* e de maneira continuada, a Companhia documenta se o instrumento de *hedge* usado em uma relação de *hedge* é altamente efetivo na compensação das mudanças de valor justo ou fluxo de caixa do item objeto de *hedge* atribuível ao risco sujeito a *hedge*.

Para os fins de contabilidade de *hedge*, a Companhia utiliza as seguintes classificações:

a) *Hedge*s de valor justo

Mudanças no valor justo dos derivativos designados e qualificados como *hedge* de valor justo são registradas no resultado com quaisquer mudanças no valor justo dos itens objetos de *hedge* atribuíveis ao risco protegido. As mudanças no valor justo dos instrumentos de *hedge* e no item objeto de *hedge,* atribuível ao risco de *hedge,* são reconhecidas na demonstração do resultado.

A contabilização do *hedge* é descontinuada prospectivamente quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou exercido, ou quando não se qualifica mais como contabilização de *hedge*. O ajuste ao valor justo do item objeto de *hedge*, oriundo do risco de *hedge*, é registrado no resultado a partir dessa data.

b) *Hedges* de fluxo de caixa

A parte efetiva das mudanças no valor justo dos derivativos, que for designada e qualificada como *hedge* de fluxo de caixa, é reconhecida em outros resultados abrangentes. Os ganhos ou as perdas relacionados à parte não efetiva são reconhecidos imediatamente no resultado.

Os valores anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado no exercício em que o item objeto de *hedge* é reconhecido no resultado.

A contabilização de *hedge* é descontinuada quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou exercido, ou não se qualifica mais como contabilização de *hedge*. Quaisquer ganhos ou perdas reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio, naquela data, permanecem no patrimônio e são reconhecidos quando a transação prevista for finalmente reconhecida no resultado. Quando não se espera mais que a transação prevista ocorra, os ganhos ou as perdas acumulados e diferidos no patrimônio são reconhecidos imediatamente no resultado.

A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos para sua gestão de riscos financeiros, conforme descrito na Nota 46. Com data inicial em 1° de outubro de 2013, a Companhia adotou procedimentos de contabilidade de *hedge* conforme as disposições do CPC 38 (IAS 39) objetivando a redução da volatilidade nas demonstrações financeiras gerada pela marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos e maior transparência das atividades da Gestão de Risco da Companhia.

Na data inicial, a Companhia designou os seus *hedge*s de taxas de juros como *Hedge* de Fluxo de Caixa, portanto, a variação efetiva do valor justo dos instrumentos de *hedge* será represada na conta de Outros resultados abrangentes. Conforme a dívida protegida é reconhecida no resultado financeiro, a variação de valor justo represada em Outros resultados abrangentes do *hedge* é reconhecida no resultado financeiro com base na taxa de juros efetiva. A cada trimestre são realizados testes de efetividade para avaliar se os instrumentos derivativos protegeram e se devem continuar protegendo efetivamente a dívida atrelada. Se durante o teste de efetividade houver parcela ineficaz, este valor será reconhecido imediatamente no resultado financeiro.

Cada relação de *hedge* é documentada de forma que seja identificada a dívida protegida, o derivativo designado, o objetivo, a estratégia da gestão de risco, os termos contratuais designados para Contabilidade de *Hedge* e a metodologia de aferição da eficácia prospectiva e retrospectiva.

3.18. Benefícios pós-emprego

3.18.1. Obrigações de aposentadoria

A Companhia e suas controladas patrocinam vários planos de pensão, os quais são geralmente financiados por pagamentos a estes fundos de pensão, determinados por cálculos atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida e variável. Nos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. Adicionalmente, não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições, se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida, visto que, em tais planos de benefício definido, é estabelecido um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração. Nesse tipo de plano, a Companhia tem a obrigação de honrar com o compromisso assumido, caso o fundo não possua ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano.

O passivo reconhecido no Balanço Patrimonial, com relação aos planos de benefício definido, é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método do crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa. As taxas de juros utilizadas nesse desconto são condizentes com os títulos de mercado, os quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência, nas mudanças das premissas atuariais e nos rendimentos dos ativos do plano, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado no período de ocorrência de uma alteração do plano.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia efetua o pagamento das contribuições de forma obrigatória, contratual ou voluntária. A Companhia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível.
3.18.2. Outras obrigações pós-emprego

Algumas empresas da Companhia oferecem benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados, além de seguro de vida para ativos e inativos. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado no emprego até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço, ou a invalidez do mesmo enquanto funcionário ativo.

Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período do emprego, dispondo da mesma metodologia contábil que é usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes, no período esperado de serviço remanescente dos funcionários. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

3.18.3 Benefícios de Rescisão

Os benefícios de rescisão são exigíveis quando o vínculo empregatício é encerrado pelo Sistema Eletrobras antes da data normal de aposentadoria, ou sempre que um empregado aceitar a demissão voluntária em troca desses benefícios. O Sistema Eletrobras reconhece os benefícios de rescisão na primeira das seguintes datas: (i) quando o Sistema Eletrobras não mais puder retirar a oferta desses benefícios; e (ii) quando a entidade reconhecer custos de reestruturação que estejam no escopo do CPC 25/IAS 37 e envolvam o pagamento de benefícios de rescisão. No caso de uma oferta efetuada para incentivar a demissão voluntária, os benefícios de rescisão são mensurados com base no número de empregados que, segundo se espera, aceitarão a oferta. Os benefícios que vencerem após 12 meses da data do balanço são descontados a valor presente.

3.19. Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, cuja liquidação seja provável e que seja possível estimar os valores de forma confiável. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos, requeridos para a liquidação de uma provisão, podem ser recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

3.19.1. Provisão para desmobilização de ativos

Conforme previsto no pronunciamento IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (equivalente ao CPC 25), é constituída provisão ao longo do tempo de vida útil econômica de usinas termonucleares. O objetivo de tal provisão é alocar ao respectivo período de operação os custos a serem incorridos com sua desativação técnico-operacional, ao término da sua vida útil, estimada em quarenta anos.

Os valores são apropriados ao resultado do exercício a valor presente, com base em quotas anuais, a razão de 1/40 dos gastos estimados e registrados imediatamente (vide Nota 31).

3.19.2. Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões para contingências judiciais são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou não formalizada) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. Nesse caso, tal contingência ocasionaria uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e os montantes envolvidos seriam mensuráveis com suficiente segurança, levando em conta a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e o posicionamento de tribunais (jurisprudência).

3.19.3. Contratos onerosos

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato.

3.20. Adiantamento para futuro aumento de capital

Adiantamentos de recursos recebidos do acionista controlador e destinados a aporte de capital são concedidos em caráter irrevogável. São classificados como passivo não circulante quando a quantidade de ações a serem emitidas não é conhecida e reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente atualizados pelo indexador estabelecido contratualmente.

3.21. Capital social

As ações ordinárias e as ações preferenciais são classificadas no patrimônio líquido.

Os custos incrementais, diretamente atribuíveis à emissão de novas ações, são demonstrados no patrimônio líquido como uma dedução do valor captado, líquida de impostos.

Quando a Companhia compra suas próprias ações (ações em tesouraria), o valor pago, incluindo quaisquer custos adicionais diretamente atribuíveis (líquidos do imposto de renda), é deduzido do capital atribuível aos acionistas da Companhia até que as ações sejam canceladas ou reemitidas. Quando essas ações são subsequentemente reemitidas, qualquer valor recebido, líquido de quaisquer custos adicionais da transação, diretamente atribuíveis e

dos respectivos efeitos do imposto de renda e da contribuição social, é incluído no capital atribuível aos acionistas da Companhia.

3.22. Juros sobre o capital próprio e dividendos

Alinhados com o Estatuto Social a política assegura a seus Acionistas o direito, em cada exercício, a dividendos e/ou juros de capital próprio não inferiores a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações e alterações posteriores e não autoriza que a reserva de capital possa ser usada para pagamentos de dividendos.
O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, são apresentados no Patrimônio Líquido, em conta específica denominada dividendos adicionais propostos.

Os juros sobre o capital próprio são imputados aos dividendos do exercício, sendo calculados tendo como limite uma porcentagem sobre o patrimônio liquido, usando a Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP estabelecida pelo Governo Brasileiro, conforme exigência legal, limitado a 50% do lucro líquido do exercício ou 50% das reservas de lucro, antes de incluir o lucro do próprio exercício, o que for maior.

3.23. Outros resultados abrangentes

Outros resultados abrangentes compreendem itens de receita e despesa que não são reconhecidos na demonstração do resultado. Os componentes dos outros resultados abrangentes incluem:

a) Ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido;

b) Ganhos e perdas derivados de conversão de demonstrações contábeis de operações no exterior;

c) Ajuste de avaliação patrimonial relativo aos ganhos e perdas na remensuração de ativos financeiros disponíveis para venda; e

d) Ajuste de avaliação patrimonial relativo à efetiva parcela de ganhos ou perdas de instrumentos de *hedge* em *hedge* de fluxo de caixa.

3.24. Reconhecimento de receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções e outras deduções similares.

3.24.1. Venda de energia e serviços

a) Geração e Distribuição

As receitas de distribuição são classificadas como: i) Suprimento (venda) de Energia Elétrica a distribuidoras; ii) Fornecimento de Energia Elétrica para o consumidor, e; iii) Energia Elétrica no mercado de Curto Prazo. A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre a mesma. A receita de venda de energia e serviços é reconhecida quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia; o valor da receita

pode ser mensurado com confiabilidade; os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação podem ser mensurados com confiabilidade; e a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida. Inclui também a receita de construção vinculada ao segmento de distribuição de energia elétrica e de parte da geração abrangida no escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

Para as concessões de geração renovadas à luz da Lei 12.783/2013, houve a alteração do regime de preço para tarifa, com revisão tarifária periódica nos mesmos moldes já aplicados à atividade de transmissão até então. A tarifa é calculada com base nos custos de operação e manutenção, acrescidos da taxa de 10%, sendo contabilizada a receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

b) Transmissão

1) Receita financeira decorrente da remuneração do ativo financeiro, até o final do período da concessão, auferida de modo pró-rata e que leva em consideração a taxa média de retorno dos investimentos.

2) Receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

3) A receita de desenvolvimento da infraestrutura é reconhecida no resultado na medida do estágio de conclusão da obra, de acordo com o que dita o pronunciamento técnico CPC 17 (R1) (equivalente a IAS 11) e mensurada com base nos seus valores justos. Os custos de desenvolvimento da infraestrutura são reconhecidos à medida que são incorridos. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que:

(i) A atividade fim da Companhia é a transmissão de energia elétrica;

(ii) Toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a transmissão de energia elétrica.

(iii) A Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

3.24.2. Receita de dividendos e juros

A receita de dividendos proveniente de investimentos é reconhecida quando o direito do acionista de receber tais dividendos é estabelecido e desde que seja provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita proveniente de ativo financeiro de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear, com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto. A taxa de juros efetiva é aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

3.25. Arrendamento Mercantil

Conforme orientações do Pronunciamento CPC 06 (R1) – Operações de Arrendamento Mercantil e da Interpretação Técnica ICPC 03- Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil, devem ser registrados no Ativo Imobilizado os direitos que a Companhia detenha sobre bens corpóreos destinados à manutenção de suas atividades, decorrentes de arrendamento mercantil financeiro que transfiram ao arrendatário os benefícios, riscos e controle sobre os bens. No início do arrendamento financeiro, estes bens são capitalizados pelo menor valor entre o valor justo do bem arrendado e o valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento.

Os arrendamentos financeiros são registrados como se fossem uma compra financiada, reconhecendo, no momento da aquisição, um ativo imobilizado e um passivo de financiamento (arrendamento). Cada parcela paga do arrendamento é alocada, parte no passivo e parte aos encargos financeiros, para que, dessa forma, seja obtida uma taxa constante sobre o saldo da dívida em aberto. As obrigações correspondentes, líquidas dos encargos financeiros, são incluídas em outros passivos a longo prazo.

Os juros e outras despesas financeiras são reconhecidos na demonstração do resultado durante o período do arrendamento, para produzir uma taxa periódica constante de juros sobre o saldo remanescente do passivo para cada período. O imobilizado adquirido por meio de arrendamento mercantil financeiro (a) está classificado no Ativo Não Circulante sendo amortizado durante a sua vida útil (Nota 22.5).

3.26. Subvenções governamentais

As subvenções governamentais não são reconhecidas até que exista segurança razoável de que a Companhia irá atender às condições relacionadas e que as subvenções serão recebidas. As subvenções governamentais são reconhecidas, sistematicamente, no resultado durante os exercícios nos quais a Companhia reconhece como despesas os correspondentes custos que as subvenções pretendem compensar. As subvenções governamentais recebíveis como compensação por despesas já incorridas, com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato à Companhia, sem custos futuros correspondentes, são reconhecidas no resultado do período em que forem recebidas e apropriadas à reserva de lucros e não são destinadas a distribuição de dividendos.

3.27. Paradas programadas

Os custos incorridos antes e durante as paradas programadas de usinas e linhas de transmissão são apropriados ao resultado no período em que forem incorridos.

3.28. Lucro básico e lucro diluído

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuído aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações em circulação (total de ações menos as ações em tesouraria). O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações em circulação, para presumir a conversão de todas as ações potenciais diluídas, de acordo com o CPC 41 (IAS 33).

3.29. Apresentação de relatórios por segmentos de negócio

Segmentos operacionais de uma Companhia são definidos como componentes que:
a) exerce atividades das quais podem obter receitas e incorrer em despesas;
b) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração, para tomar decisões sobre os recursos a serem alocados aos segmentos e avaliar seu desempenho; e
c) para os quais existem informações financeiras.

A Companhia determinou os seguintes segmentos operacionais:

I. Geração, cujas atividades consistem na geração de energia elétrica e a venda de energia para empresas de distribuição e para os consumidores livres, e comercialização;
II. Transmissão, cujas atividades consistem na transmissão de energia elétrica;
III. Distribuição, cujas atividades consistem na distribuição de energia elétrica para o consumidor final;
IV. Administração, cujas atividades representam principalmente a gestão de caixa de todo o Grupo Eletrobras, o gerenciamento do empréstimo compulsório e a gestão de negócios em SPEs, cujo monitoramento e gestão é feito de forma distinta dos investimentos corporativos;

Eliminações, cujas atividades representam as transações entre partes relacionadas eliminadas para fins de consolidação.

Transações entre estes segmentos operacionais são determinados por preços e condições definidas entre as partes, que levam em consideração os termos aplicados às transações com partes não relacionadas.

3.30. Demonstração do valor adicionado - DVA

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição, durante determinado período. É apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e como informação suplementar às demonstrações financeiras IFRS, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte, apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada:

- Pelas receitas - receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas, inclusive de construção, e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa;

- Pelos insumos adquiridos de terceiros - custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização; e

- Pelo valor adicionado recebido de terceiros - resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas.

A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios

NOTA 4 – ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração da Companhia deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações nas notas explicativas, na data base das demonstrações financeiras, para os quais não são facilmente obtidos através de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. As estimativas e premissas subjacentes são revisadas continuamente. Os efeitos decorrentes das revisões feitas às estimativas contábeis são reconhecidos no período em que as estimativas são revistas, se a revisão afetar apenas este período, ou também em períodos posteriores se a revisão afetar tanto o período presente como períodos futuros.

Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da Companhia e de suas controladas, a materialização sobre o valor contábil de receitas, despesas, ativos e passivos é inerentemente incerta, por decorrer do uso de julgamento. Como consequência, a Companhia pode sofrer efeitos em decorrência de imprecisão nestas estimativas e julgamentos que sejam substanciais em períodos futuros, que podem ter efeito material adverso na sua condição financeira, no resultado de suas atividades e/ou nos seus fluxos de caixa.

A seguir, são apresentadas as principais premissas das estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas pela Administração da Companhia e de suas controladas, a respeito do futuro e outras principais origens da incerteza utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos períodos:

I. Ativo e passivo fiscal diferidos

As estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, são baseadas nos orçamentos anuais e no plano estratégico, ambos revisados periodicamente e no histórico de lucratividade. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido (Vide Nota 10).

II. Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração

A Administração da Companhia considerou premissas e dados técnicos para elaboração do teste de determinação de recuperação de ativos, a fim de verificar se seus ativos imobilizado ou intangível não estão registrados contabilmente por valor superior ao passível de ser recuperável no futuro, situação na qual foi reconhecido *impairment,* a desvalorização por meio da constituição de provisão para perdas. Nesta prática são aplicadas premissas, baseadas na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, e práticas de avaliação comumente utilizadas no mercado. Tais premissas podem, eventualmente, não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada. Atualmente, a vida útil adotada pela Companhia está de acordo com as práticas determinadas pela ANEEL, aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão 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 concessão.

Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas pela Administração da Companhia e de suas controladas 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. Neste ponto, foi adotada a premissa de que a indenização está contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor novo de reposição (VNR), para geração e transmissão. Esses são os valores esperados de indenização ao final do prazo das concessões de geração e transmissão de energia elétrica (vide prática contábil na Nota 3.12 e movimentação das provisões efetuadas no exercício na Nota 19). A variável mais relevante foi a taxa de desconto utilizada nos fluxos de caixa, com a definição de uma taxa específica para o segmento de geração, 6,33%. A taxa utilizada para a Angra 3 levou em conta características peculiares do segmento nuclear, bem como premissas de financiamento, estrutura de capital específica do projeto e beta alavancado calculado com premissas da ANEEL. A taxa utilizada foi de 5,44%.

III. Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões

A Lei 12.783/2013, promulgada em 11 de janeiro de 2013, definiu o valor novo de reposição (VNR) como a base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público. A Companhia adotou, para as concessões ainda não prorrogadas, a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão. Seguindo essa premissa, para as concessões já prorrogadas, foram mantidos valores a receber do poder concedente, relacionados à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, aos investimentos realizados após o projeto básico das usinas e linhas de transmissão (modernização e melhorias) e aos ativos de geração térmica. Tais valores são objeto de homologação pela ANEEL conforme divulgado na Nota 2.1. A Companhia adotou o valor novo de reposição (VNR), como forma de mensuração do valor a ser indenizado pelo Poder Concedente, da parcela dos ativos de geração e transmissão não totalmente depreciada até o final da concessão. Para os ativos de distribuição foi definida a Base de Remuneração Regulatória – BRR para tal mensuração.

IV. Vida útil dos bens do imobilizado

A Administração da Companhia utiliza os critérios definidos na resolução ANEEL 367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado, limitado ao prazo de concessão, por entender que elas representam adequadamente a referida vida útil (Vide Nota 16).

V. Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termonucleares. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo estimado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos (Vide Nota 31). A estimativa dos custos é baseada nos requerimentos legais e ambientais para a desativação e remoção de toda a usina assim como os preços de produtos e serviços a serem utilizados no final da vida útil.

VI. Obrigações atuariais

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante (tábua AT-2000), idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente (Vide Nota 29).

VII. Provisão para riscos trabalhistas, tributários e cíveis

As provisões para riscos trabalhistas, tributários e cíveis, quando há obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, cuja liquidação seja provável e que seja possível estimar os valores de forma confiável,com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos das referidas contingências. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis. (Vide Nota 30).

VIII. Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD

A Companhia registra provisão sobre contas a receber, empréstimos concedidos e direitos de ressarcimento da CCC que a Administração entende haver incerteza quanto ao recebimento.

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

A PCLD de ressarcimento da CCC e de empréstimos concedidos é constituída com base nos valores a receber vencidos. A reversão desta PCLD é realizada uma vez que a dívida é quitada ou repactuada.

IX. Avaliação de instrumentos financeiros

Conforme descrito na Nota 46, a Administração da Companhia utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros. A Nota 46 apresenta as informações sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas. A Administração da Companhia e suas controladas acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

X. Contratos onerosos

A Companhia e as controladas utilizam-se de premissas relacionadas ao custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso. No caso de compromissos de longo prazo como compra e venda de energia, uma das estimativas críticas na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio histórico aprovado pela Administração da Companhia como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, exclusivamente para fins contábeis, assim como a taxa de desconto utilizada para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD e/ou dos elementos considerados dentro da taxa de desconto ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores aos das premissas utilizadas pela Companhia. Adicionalmente, a Companhia pode ter contratos onerosos em concessões onde o atual custo esperado para a operação e manutenção não é coberto integralmente pelas receitas (Vide Nota 33).

XI. Riscos relacionados ao cumprimento ("compliance") de leis e regulamentos

a) Lava Jato

Em 2015, em resposta às investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras e das sociedades de propósito específico (SPE) em que detém participações acionárias minoritárias, o Conselho de Administração da Empresa (CAE) decidiu por iniciar procedimento investigativo em face do risco de tais irregularidades apontadas na referida "Operação" poderem afetar alguns dos seus principais investimentos.

Para conduzir a investigação foi contratado escritório de advocacia norte-americano Hogan Lovells US LLP, com reconhecida especialização em ações investigativas e também instaurada a Comissão Independente de Gestão da Investigação (CIGI), composta por especialistas notórios e independentes, com a função de supervisionar o processo de investigação.

O procedimento investigatório seguiu os princípios adotados pela Securities and Exchange Commission (SEC) e pelo Department of Justice (DoJ) norte-amerianos 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 Depositary Receipts, tornou-se sujeita às leis norte-americanas que regulam o mercado de capitais, em especial, a toda a regulamentação fixada pelo U.S. Securities and Exchange Act em que se inclui 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 seis 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 inteiramente o Conselho de Administração, contratou 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 das suas subsidiárias.

No mesmo sentido a Eletrobras revisou contratos específicos em que as investigações identificaram possíveis irregularidades. Quando as suspeitas se confirmaram os contratos foram imediatamente suspensos.

Em relação aos empregados e diretores envolvidos em questões éticas identificadas na 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 de potenciais prejuízos causados à Companhia, frente aos ex-executivos e fornecedores acusados de corrupção, na esfera cível, tendo sido protocolado pela Eletronuclear – a quem cabe adotar as medidas judiciais de ressarcimento de prejuízos - 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), para preservação de direitos.

Em outubro de 2016, a investigação independente completou a etapa que tinha como objetivo identificar atos ilícitos que pudessem causar eventuais distorções significativas nas demonstrações contábeis da Companhia, levando em consideração fatos e circunstâncias conhecidos até aquele momento. Nessa etapa foram considerados certos valores estimados como relacionados a ilícitos 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 em que a Eletrobras não é controlador majoritário.

A Eletrobras registrou como baixa de custos capitalizados no ativo imobilizado o total de R$ 211.123 representando valores estimados pagos indevidamente em períodos anteriores. Desse montante R$ 143.957 já havia sido reconhecido como impairment em períodos anteriores, ocasionando a reversão dessa provisão. Houve também o reconhecimento de uma perda de R$ 91.464 no resultado de investimento na Norte Energia S.A., SPE não controlada pela Eletrobras e avaliada pelo método de equivalência patrimonial.

Achados da Investigação por empreendimento (subsidiárias Eletrobras)	Consolidado 31/12/2016
Angra 3	(141.313)
Mauá 3	(67.166)
Simplício	(2.644)
	(211.123)

O resumo desses ajustes no balanço patrimonial e na demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2016 é o seguinte:

Balanço Patrimonial	Controladora 31/12/2016	Consolidado 31/12/2016
Ativo Imobilizado		
Custos	-	(211.123)
Provisão de Impairment	-	143.957
Investimentos pelo Método de Equivalência	(91.464)	(91.464)
Ativo Não Circulante	(91.464)	(158.630)
Provisão para passivo a descoberto	(67.166)	-
Passivo Não Circulante	(67.166)	-

Demonstração de resultado do período	Controladora 31/12/2016	Consolidado 31/12/2016
Achados da Investigação	-	(211.123)
Provisão de *impairment* (Provisões Operacionais)	-	143.957
Provisão para passivo a descoberto (Provisões	(67.166)	-
Resultados de investimentos pelo método de equivalência	(91.464)	(91.464)
	(158.630)	(158.630)

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 - STF determinou que fossem iniciadas investigações sobre a conduta dos políticos citados nesses acordos. Essas investigações referem-se tão somente aos indivíduos com foro privilegiado sobre os quais o STF tem jurisdição exclusiva. Além disso outras investigações oficiais podem ser iniciadas contra indivíduos que estão sujeitos à jurisdição dos tribunais comuns.

Certas alegações de potenciais atos ilegais praticados por executivos da Odebrecht no âmbito do projeto Santo Antônio (Madeira Energia S.A) se tornaram públicas. A Eletrobras, por intermédio da controlada Furnas, participa com 39,0% nesse projeto. O efeito total estimado dos pagamentos considerados como ilícitos, conforme compilado pelo processo de investigação independente da Companhia acima citado, monta em R$ 314.978 e, considerando o percentual de participação societária da controlada Furnas de 39%, o impacto nas demonstrações contábeis representaria uma baixa contábil no investimento avaliado por equivalência patrimonial de R$ 122.841, uma vez que pagamentos dessa natureza não atendem aos critérios contábeis para registro nos ativos conforme CPC 27/IAS 16. Entretanto, conforme demonstrado no quadro abaixo, tal baixa contábil não impactou o resultado e nem o patrimônio líquido do exercício

findo em 31 de dezembro de 2017 uma vez que foi inferior ao montante de impairment de R$ 314.038 registrado conforme o CPC 01/IAS 36.

Achados da Investigação - Santo Antônio	31/12/2017
Madeira Energia S.A	122.841
Balanço Patrimonial	
Provisão de *Impairment* registrado - total	(314.038)
Reversão de *Impairment*	122.841
Baixa de Investimentos - Madeira Energia S.A	(122.841)
Demonstração de resultado do período	
Reversão de Provisão de *Impairment* (Provisões Operacionais)	(122.841)
Perda em Investimentos - Madeira Energia S.A	122.841

Como não havia 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, foi impraticável determinar os efeitos por períodos específicos anteriores relativos a tais pagamentos em suas demonstrações contábeis, tendo registrado o ajuste desses pagamentos indevidos e, portanto, incorretamente capitalizados, nos períodos em que tais informações relevantes chegaram ao conhecimento da Companhia.

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 contábeis.

A Eletrobras permanece com contrato em vigor com o escritório norte-americano Hogan Lovells visando o encerramento das ações de investigação independente em curso e consequente resolução do caso perante às autoridades norte-americanas.
Adicionalmente, o atual contrato com o escritório Hogan Lovells também prevê o acompanhamento das medidas de remediação, especialmente a implementação do programa de *compliance*, bem como as interações necessárias, com autoridades brasileiras e norte-americanas

b) Processos judiciais envolvendo a Empresa – Class Action

Em 22 de julho de 2015 e 15 de agosto de 2015, duas ações coletivas de títulos putativos foram protocoladas contra a Eletrobras e alguns de seus dirigentes no Tribunal Distrital dos Estados Unidos, no Distrito Sul de Nova York (SDNY) (Vide nota 30), alegando, basicamente, que os atos de corrupção e fraude envolvendo empresas nas quais a Eletrobras participa, teriam ocasionado um relevante prejuízo em relação aos títulos adquiridos, já que não haviam sido informados nos registros públicos da companhia.

Atualmente o processo encontra-se em fase de instrução, "*Discovery*" e até meados do ano de 2018 a Companhia estima que deverá haver uma decisão acerca das ações

coletivas incluídas na demanda, o que se denominada "*class certification*". (Vide Nota 30)

c) Processo de *resolution* com a SEC e DoJ

A Companhia entende que o processo de *resolution* junto as autoridades americanas ainda está em estágio preliminar. No momento, não há qualquer obrigação pecuniária para a Eletrobras relacionada a estas investigações, muito embora a Companhia siga buscando uma solução o menos gravosa possível, não é possível estimar, no momento, se haverá qualquer montante potencial de perda relacionada a esta questão.

NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	161.312	10.290	422.819	295.549
Aplicações Financeiras	14	3	369.433	200.306
	161.326	10.293	792.252	495.855
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	-	393.520	-	393.520
Comercialização - Itaipu	2.665	256.192	2.665	256.192
Comercialização - PROINFA	1.162.561	998.380	1.162.561	998.380
Recursos da RGR	50.132	33.254	50.132	33.254
PROCEL	114.518	-	114.518	-
	1.329.876	1.681.346	1.329.876	1.681.346
	1.491.202	1.691.639	2.122.128	2.177.201

I- As disponibilidades financeiras são mantidas no Banco do Brasil S.A., nos termos da legislação específica para as Sociedades de Economia Mista sob controle do Governo Federal, emanada do Decreto-Lei 1.290, de 03 de dezembro de 1973, com as alterações decorrentes da Resolução 4.034, de 30 de novembro de 2011, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu novos mecanismos para as aplicações das empresas integrantes da Administração Federal Indireta.

As aplicações financeiras, de liquidez imediata, encontram-se em fundos de investimento financeiro - extramercado, que têm como meta a rentabilidade em função da taxa referencial média do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC.

Os saldos considerados como equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, de liquidez imediata, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor e mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e são destinados ao atendimento da gestão de caixa da Companhia. Nenhum título público encontra-se classificado como caixa e equivalentes de caixa.

II - Caixa restrito – São os recursos arrecadados pelos respectivos fundos que são utilizados exclusivamente para atender às disposições regulamentares dos mesmos, não estando disponíveis para a Companhia.

NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Por meio da Resolução nº 3.284 do Banco Central do Brasil, de 25 de maio de 2005, foi estabelecido que as aplicações das disponibilidades oriundas de receitas próprias das empresas públicas e das sociedades de economia mista, integrantes da Administração Federal Indireta, somente podem ser efetuadas em fundos de investimento extramercado administrados pela Caixa Econômica Federal e pelo Banco do Brasil S.A, logo a Companhia e suas controladas aplicam seus recursos nos Fundos extramercados lastreados em títulos públicos substancialmente de vencimento de longo prazo, cuja utilização contempla tanto o programa de investimento corporativo no curto prazo e, ainda, a manutenção do caixa operacional da Companhia.

O detalhamento dos títulos e valores mobiliários se dá como se segue:

CONTROLADORA					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2017	31/12/2016
LFT	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	-	292.043
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	4.495.472	3.891.239
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	62.670	50.507
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	-	18.774
NTN- B	CEF	Após 90 dias	IPCA	-	14.325
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	18.356	187.770
NTN- F	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	18.552	17.296
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	458.408	-
Op. Compromissadas	CEF	-	-	6.499	-
TOTAL CIRCULANTE				5.059.957	4.471.954

NÃO CIRCULANTE		
Titulos	31/12/2017	31/12/2016
FINOR/FINAM (b)	1.426	876
PARTES BENEFICIÁRIAS (a)	267.715	244.420
TOTAL NÃO CIRCULANTE	269.141	245.296

Notas Explicativas

Eletrobras

CONSOLIDADO					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2017	31/12/2016
LFT	Banco do Brasil	Após 90 dias	SELIC	-	292.043
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	5.153.684	4.967.563
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	62.670	50.507
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	-	18.803
NTN- B	CEF	Após 90 dias	IPCA	-	14.325
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	100.313	247.449
NTN- F	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	18.583	17.296
TÍTULOS DE RENDA FIXA	Banco do Brasil	-	-	449.701	-
TÍTULOS DE RENDA FIXA	CEF	-	-	168.586	-
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	458.408	2.298
Op. Compromissadas	CEF	-	-	284.450	58.356
OUTROS	-	-	-	227.963	13.151
TOTAL CIRCULANTE				6.924.358	5.681.791

NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2017	31/12/2016
NTN- B	Banco do Brasil	01/01/2030	Pre-fixado	274	434
FINOR/FINAM (b)	-	-	-	1.426	876
PARTES BENEFICIÁRIAS (a)	-	-	-	267.715	244.420
REFERENCIADO - DI	BNDES	-	-	61.634	-
OUTROS	-	-	-	813	1.505
TOTAL NÃO CIRCULANTE				331.862	247.235

(a) PARTES BENEFICIÁRIAS - Títulos adquiridos em decorrência da reestruturação do investimento da Companhia na controlada INVESTCO S.A. Estes ativos garantem rendimentos anuais equivalentes a 10% do lucro das empresas citadas abaixo, pagos juntamente com os dividendos, e serão resgatados no vencimento previsto para outubro de 2032, mediante sua conversão em ações preferenciais do capital social das referidas empresas, esses títulos são ajustados a valor presente e estão demonstrados a seguir:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Lajeado Energia	451.375	451.375
Paulista Lajeado	49.975	49.975
Ceb Lajeado	151.225	151.225
Valor de face	652.575	652.575
Ajuste a valor presente	(384.860)	(408.155)
Valor presente	267.715	244.420

(b) Os certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais do Fundo de Investimento do Nordeste - FINOR e do Fundo de Investimentos da Amazônia - FINAM, estão ajustados por provisões para perdas na sua realização e, portanto, apresentados líquidos.

Notas Explicativas

Eletrobras

NOTA 7 – CLIENTES

	CONSOLIDADO					
	31/12/2017					31/12/2016
CIRCULANTE	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados (b)	Total	Total
AES ELETROPAULO	28.265	1.134	2	-	29.401	30.576
AES SUL	2.434	-	-	-	2.434	28.326
AMPLA	23.541	2.545	-	-	26.086	24.817
CEA	1.015	384	-	49.547	50.946	301.028
CEB	6.578	557	-	-	7.135	5.216
CEEE	15.832	242	-	-	16.074	27.147
CELESC	42.980	1.250	-	-	44.230	44.187
CELPA	29.079	698	8.478	603	38.858	63.804
CELPE	25.678	608	56	-	26.342	20.403
CEMAR	20.316	338	-	-	20.654	22.837
CEMIG	65.371	1.128	480	-	66.979	34.691
CESP	2.583	-	-	-	2.583	1.656
COELBA	40.434	946	58	-	41.438	32.619
COELCE	30.649	446	-	-	31.095	30.834
COPEL	46.166	1.064	-	-	47.230	79.278
CPFL	21.595	-	348	-	21.943	18.371
EBE	11.165	-	-	-	11.165	9.614
ELEKTRO	35.461	381	-	-	35.842	41.123
ENERGISA	36.437	2.347	84.239	-	123.023	110.045
ENERSUL	11.122	-	-	-	11.122	11.416
ESCELSA	9.589	-	-	-	9.589	18.843
LIGHT	51.529	1.697	123	-	53.349	52.072
PIRATININGA	7.821	253	-	-	8.074	2.505
RGE	24.144	407	7	-	24.558	27.633
Rolagem da Dívida (b)	-	-	-	-	-	23.601
Comercialização CCEE	359.288	27.771	3.851	-	390.910	499.735
Uso da Rede Elétrica	526.135	16.360	46.576	-	589.071	263.806
PROINFA (a)	287.728	28.007	-	186.500	502.236	355.030
Consumidor Residencial	208.568	215.867	89.469	139.638	653.542	984.551
Consumidor Industrial	288.301	35.366	265.960	120.576	710.203	587.683
Consumidor Rural	13.514	7.233	7.563	6.572	34.882	70.440
Comércio, serviços e outras atividades	138.882	63.627	49.450	58.327	310.286	435.284
Poder público	70.907	96.996	140.020	66.003	373.926	450.505
Outros	1.295.865	12.175	107.851	6.163	1.422.054	1.154.451
(-) PCLD (c)	(61.703)	(85.844)	(738.398)	(188.947)	(1.074.892)	(1.461.849)
	3.717.269	433.983	66.133	444.982	4.662.368	4.402.278
NÃO CIRCULANTE						
CEB	-	-	9.548	-	9.548	14.111
CELPA	-	-	-	-	-	368
CEA	-	-	-	207.403	207.403	-
Comercialização na CCEE	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Uso da Rede Elétrica	-	-	4.347	-	4.347	6.276
PROINFA (a)	-	-	-	30.576	30.576	76.441
Rolagem da Dívida (b)	-	-	-	-	-	568.635
Poder público	-	-	-	127.428	127.428	582.501
Consumidor Residencial	-	-	-	61.100	61.100	79.251
Consumidor Industrial	-	-	-	45.072	45.072	48.039
Consumidor Rural	-	-	-	2.510	2.510	5.921
Comércio, serviços e outras atividades	-	-	-	281.184	281.184	88.649
Outros	13.397	-	-	154	13.551	749.090
(-) PCLD (c)	-	-	(307.455)	(306.448)	(613.903)	(433.817)
	13.397	-	-	448.979	462.376	2.079.025
	3.730.666	433.983	66.133	893.961	5.124.744	6.481.303

(a) Comercialização de energia elétrica - PROINFA

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA geraram um saldo líquido positivo de R$ 353.933 no exercício de 2017 (um saldo líquido positivo de R$ 693.094 em 31 de dezembro de 2016), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento. No saldo de consumidores revendedores está registrado o valor de R$ 532.812 do PROINFA referente à controladora (R$ 431.471 em 31 de dezembro de 2016).

(b) Rolagem da dívida

Os créditos de rolagem da dívida são referentes a um contrato de cessão de crédito entre a União e as controladas Furnas e Eletrosul, em conformidade com o Programa de Saneamento das Finanças do Setor Público (Lei nº 8.727, de 5 de novembro de 1993). A União assumiu, refinanciou e reescalonou a dívida em 240 parcelas, vencíveis a partir de abril de 1994. Vencido o prazo de 20 anos e remanescendo saldo a pagar, uma vez que a União repassa somente os recursos recebidos dos estados que, por sua vez, está limitado por lei em níveis de comprometimento de receitas, o parcelamento será estendido por mais 120 meses.

Com base no art. 14 da Lei Complementar nº 156, de 2016, houve negociação relativa a tais créditos, que resultou em quitação da dívida pelo Tesouro Nacional, no montante atualizado de R$ 1.388.762, em 1º de agosto de 2017.

(c) Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD

As Controladas constituem e mantêm provisões, a partir de análise dos valores constantes das contas a receber vencidas e do histórico de perdas, cujo montante é considerado pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

O saldo da PCLD é composto como segue:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Consumidores	401.891	569.269
Revendedores	759.483	765.620
CEA (c.1)	233.861	267.217
CCEE - Energia de Curto Prazo (c.2)	293.560	293.560
	1.688.795	1.895.666

(c.1) Em 2015, constituiu-se uma provisão de créditos duvidosos relativa à terceira parcela de uma renegociação de dívidas com a CEA (parcela vencida em janeiro de 2015). O montante vem sendo corrigido mensalmente, e em 31 de dezembro de 2017 corresponde a R$ 233.861 (R$ 267.217 em 31 de dezembro de 2016).

(c.2) A controlada Furnas mantém registrada uma provisão, constituída em 2007, no montante de R$ 293.560 (R$ 293.560 em 31 de dezembro de 2016). Esta provisão representa valores históricos relativos à comercialização de energia no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia - MAE, referentes ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cuja liquidação financeira está suspensa, em função da concessão de liminares em ações judiciais propostas por concessionárias de distribuição de energia elétrica, contra a ANEEL e o MAE, hoje CCEE.

Notas Explicativas

Eletrobras

As movimentações na PCLD de contas de clientes de energia elétrica no consolidado são as seguintes:

	CONSOLIDADO
Saldo em 31 de dezembro de 2015	1.719.648
(+) Constituição	657.952
(-) Reversão	(337.719)
(-) Baixa	(144.215)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.895.666
(+) Constituição	782.289
(-) Reversão	(261.920)
(-) Baixa	(727.240)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.688.795

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do período como Provisões Operacionais (Nota 43). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

NOTA 8 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

	31/12/2017							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO
	Tx. Média	Valor		CIRCULANTE	Tx. Média	Valor		CIRCULANTE
FURNAS	7,23	23.038	688.392	2.709.137	-	-	-	-
CHESF	14,35	10.177	707.392	121.590	-	-	-	-
ELETROSUL	6,87	160	102.232	831.395	-	-	-	-
ELETRONORTE	5,88	23.914	387.360	1.822.550	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	8,68	13.168	382.597	1.284.025	-	-	-	-
CGTEE	8,29	290.315	731.131	2.054.865	-	-	-	-
CEAL	8,97	1.030	479.434	1.296.214	-	-	-	-
AMAZONAS	10,64	48.983	1.077.457	3.480.341	-	-	-	-
CEPISA*	8,21	123.803	630.875	1.261.668	-	-	-	-
ELETROACRE*	8,58	266	95.559	233.183	-	-	-	-
		534.854	5.282.429	15.094.968		-	-	-
ITAIPU	7,10	21.101	1.888.426	6.790.064	7,10	21.101	1.888.426	6.790.064
CEMIG	5,17	262	16.357	33.171	5,17	262	16.357	33.171
CEEE	5,00	116	4.465	15.642	5,00	116	4.465	15.642
AES ELETROPAULO	10,00	340.493	10.561	-	10,00	340.493	10.561	-
ENERGISA - TO	6,31	359	30.047	31.742	6,31	359	30.047	31.742
CELPA	5,93	252	7.467	628.313	5,93	252	7.467	628.313
CEMAR	0,43	462	27.679	103.860	0,43	462	27.679	103.860
CESP	5,10	57	5.569	4.752	5,10	57	5.569	4.752
COELCE	5,00	149	9.265	20.591	5,00	149	9.265	20.591
COELBA	5,00	185	7.340	29.620	5,00	185	7.340	29.620
ESCELSA	5,00	97	8.316	11.144	5,00	97	8.316	11.144
GLOBAL	-	118.544	44.100	-	0,00	118.544	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	180	17.577	14.959	5,00	180	17.577	14.959
OUTRAS		88.205	92.880	110.611		88.207	93.247	111.034
(-) PCLD		(205.676)	(63.244)	-		(205.676)	(63.244)	-
		364.786	2.106.805	7.794.469		364.788	2.107.172	7.794.892
		899.640	7.389.235	22.889.437		364.788	2.107.172	7.794.892

Notas Explicativas

	31/12/2016							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
FURNAS	8,40	30.226	716.663	3.127.050	-	-	-	-
CHESF	18,88	-	564.151	134.569	-	-	-	-
ELETROSUL	10,08	126.003	90.930	2.078.736	-	-	-	-
ELETRONORTE	6,86	28.025	571.404	2.159.118	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	10,06	17.705	314.350	1.259.511	-	-	-	-
CGTEE	13,37	7.691	373.149	2.291.668	-	-	-	-
CEAL	14,43	1.312	35.068	1.421.549	-	-	-	-
CERON	13,82	1.106	24.841	939.442	-	-	-	-
CEPISA	13,07	98.494	218.384	1.322.857	-	-	-	-
ELETROACRE	14,04	394	9.463	360.653	-	-	-	-
BOA VISTA	13,78	173	6.556	108.962	-	-	-	-
AMAZONAS	15,79	28.149	495.138	3.236.182	-	-	-	-
		339.279	3.420.097	18.440.298	-	-	-	-
ITAIPU	7,13	-	1.693.328	9.086.250	7,13	-	1.693.328	9.086.250
CEMIG	5,19	359	19.537	48.147	5,19	359	19.537	48.147
COPEL	5,03	255	14.187	36.398	5,03	255	14.187	36.398
CEEE	5,00	140	4.465	19.763	5,00	140	4.465	19.763
AES ELETROPAULO	5,00	339.278	10.561	-	5,00	339.278	10.561	-
ENERGISA - MT	9,62	2.255	94.468	168.000	9,62	2.255	94.468	168.000
ENERGISA - TO	11,31	879	30.047	59.486	11,31	879	30.047	59.486
ENERGISA - MS	5,22	161	11.341	18.510	5,22	161	11.341	18.510
CELPA	5,00	70.777	291.809	266.757	5,00	70.777	291.809	266.757
CEMAR	1,74	843	53.531	163.303	1,74	843	53.531	163.303
CESP	5,09	92	5.569	9.904	5,09	92	5.569	9.904
COELCE	5,00	191	9.860	28.337	5,00	191	9.860	28.337
COSERN	5,00	13	1.874	769	5,00	13	1.874	769
COELBA	5,00	423	22.788	61.749	5,00	423	22.788	61.749
ESCELSA	5,00	147	10.833	18.626	5,00	147	10.833	18.626
GLOBAL	5,00	106.275	44.100	-	5,00	106.275	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	327	27.435	30.973	5,00	327	27.435	30.973
OUTRAS		83.337	331.391	140.572		83.340	332.788	141.334
(-) PCLD		(184.080)	(74.258)	-		(184.080)	(74.258)	-
		421.671	2.602.866	10.157.544		421.675	2.604.263	10.158.306
		760.950	6.022.963	28.597.843		421.675	2.604.263	10.158.306

Os financiamentos e empréstimos concedidos são efetuados com recursos próprios da Companhia, além de recursos setoriais e de recursos externos captados através de agências internacionais de desenvolvimento, instituições financeiras e decorrentes do lançamento de títulos no mercado financeiro internacional.

Da totalidade dos empréstimos concedidos pela Eletrobras, em 31 de dezembro de 2017, R$ 4.848.676 (R$ 4.908.816 em 31 de dezembro de 2016) referem-se a repasses do fundo setorial RGR, incluídos na rubrica Financiamentos e Empréstimos.

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuarias. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 8,04% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos na controladora, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 28% do total da carteira (32% em 31 de dezembro de 2016). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 72% do saldo da carteira (68% em 31 de dezembro de 2016).

Os valores de mercado desses ativos são próximos aos seus valores contábeis, visto serem operações específicas do setor e formadas, em parte, através de recursos de Fundos Setoriais e que não encontram condições semelhantes como parâmetro de avaliação ao valor de mercado.

As parcelas de longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos, baseados nos fluxos de caixa previstos contratualmente, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023	Total
Controladora	5.349.016	5.233.868	5.111.967	2.127.991	1.546.042	3.520.552	22.889.437
Consolidado	1.365.931	2.853.010	1.834.559	416.118	770.073	555.201	7.794.891

Mais informações sobre o detalhamento dos saldos acima apresentados estão evidenciadas na nota explicativa 48, partes relacionadas.

8.1 – AES Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

A Companhia possui recebíveis junto à Eletropaulo Eletricidade de São Paulo S.A. vinculados a um processo judicial em andamento entre a AES Eletropaulo e CTEEP.

Em 18 de setembro de 2015, foi publicado laudo parcial no âmbito do processo que move em face da Companhia Eletropaulo, informando que a Eletropaulo é a responsável pelo pagamento dos valores devidos decorrentes de financiamentos não honrados nos seus respectivos vencimentos junto à Eletrobras e não a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("CTEEP").

Com isso, a Companhia passa a ter um crédito de R$ 1.400.000 em 31 de dezembro de 2017 (R$ 2.656.542 em 31 de dezembro de 2016), sendo R$ 351.054 (R$ 349.839 em 31 de dezembro de 2016) já reconhecidos em seu ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela Companhia.

Em 04 de outubro de 2017 a Eletrobras e a Eletropaulo celebraram um memorando de entendimento visando estabelecer os critérios para a instauração de procedimento de mediação para negociar as bases de um eventual acordo visando encerrar a disputa judicial. No âmbito deste memorando, a Eletrobras e a Eletropaulo solicitaram a suspensão do processo judicial pelo prazo de 60 dias, com o objetivo de concluírem, durante este período, o processo de mediação.

Em 9 de março de 2018 o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou os termos e condições, bem como a celebração pela Companhia, de um acordo com a Eletropaulo, visando encerrar a disputa judicial, vide nota 50.5.

8.2 - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R$ 268.920 (R$ 258.338 em 31 de dezembro de 2016) correspondente ao principal e ao serviço da dívida de devedores em inadimplência.

Tal volume de provisão é julgado suficiente pela administração da Companhia para fazer face a eventuais perdas nestes ativos, com base em análise do comportamento da carteira.

Notas Explicativas

Eletrobras

As movimentações na PCLD dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia são as seguintes:

	CONTROLADORA / CONSOLIDADO
Saldo em 31 de dezembro de 2015	241.047
(+) Complemento	20.521
(-) Reversões	(3.230)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	258.338
(+) Complemento	36.024
(-) Reversões	(25.442)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	268.920

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Vide Nota 43). Os valores reconhecidos como PCLD são levados às perdas definitivas (baixados) quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

NOTA 9 - REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOsocietárias

Os valores apresentados referem-se a dividendos e juros sobre o capital próprio a receber, líquidos de Imposto de Renda Retido na Fonte, quando aplicável, decorrentes de investimentos de caráter permanente mantidos pela Companhia.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
Furnas	298.680	298.680	-	-
Eletronorte	1.099.896	18	-	-
CGTEE	91.550	83.273	-	-
Eletrosul	81.408	89.755	-	-
Eletropar	7.797	7.085	-	-
Lajeado Energia	55.896	50.009	55.896	50.009
CEMAR	30.963	25.506	30.963	25.506
CTEEP	-	48.634	-	48.634
EMAE	12.753	6.213	12.753	6.213
Goiás Transmissão	-	-	22.030	17.936
STN - Sist. de Transm. Nordeste S.A.	-	-	7.839	8.974
Transenergia Renovável	-	-	6.851	14.762
MGE Transmissão	-	-	7.576	6.547
Manaus Construtora	-	-	9.229	9.178
Manaus Transmissora	-	-	1.993	3.934
Transenergia São Paulo	-	-	848	2.557
Retiro Baixo Energético S.A.	-	-	2.535	2.107
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - ETAU	-	-	3.163	5.616
Uirapuru	-	-	2.657	2.507
IE Madeira	-	-	20.737	30.630
IE Garanhuns	-	-	-	9.891
Caldas Novas Transmissão S.A	-	-	3.626	1.038
Enerpeixe	-	-	15.878	26.446
Chapecoense	-	-	25.674	24.625
EAPSA	-	-	4.675	4.743
Outros	17.544	9.393	10.654	16.602
	1.726.958	618.566	245.577	318.455

Notas Explicativas

Eletrobras

NOTA 10 – TRIBUTOS A RECUPERAR E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

10.1 - Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	620.782	603.648	931.847	886.598
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	2.517	70.593	78.470	119.057
ICMS a recuperar	-	-	13.263	48.368
Outros	-	-	42.627	31.497
	623.299	674.241	1.066.207	1.085.520
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar (a)	-	-	1.068.450	1.217.268
PIS/COFINS a recuperar (a)	-	-	547.205	469.764
Outros	-	-	19.487	18.382
	-	-	1.635.142	1.705.414

(a) ICMS, PIS/PASEP e COFINS a recuperar

A Companhia mantém registrado no ativo não circulante um montante de R$ 1.615.655 em 31 de dezembro de 2017 (R$ 1.687.032 em 31 de dezembro de 2016) referente à PIS, COFINS e ICMS a recuperar. Desse montante, R$ 1.062.634 (R$ 1.157.083 em 31 de dezembro de 2016) se refere a impostos e contribuições sobre aquisição de combustível da controlada Amazonas.

De acordo com o § 8º da Lei 12.111/2009, os referidos impostos e contribuições que fazem parte do cuso de aquisição de combustíveis reembolsados pelo fundo da CCC, deverão ser ressarcidos ao fundo quando realizados, deste modo é mantido um passivo de mesmo valor na rubrica Obrigações de Ressarcimento (vide Nota 11).

(a.1) Inconstitucionalidade do PIS/PASEP e COFINS

O Supremo Tribunal Federal - STF declarou a inconstitucionalidade do parágrafo 1º do artigo 3º da Lei 9.718/98, que ampliou a base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS e deu, naquela época, novo conceito ao faturamento. Tal conceito passou a abranger a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica, independente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada. Tal dispositivo não possuía previsão constitucional que o amparasse, tendo sido objeto de emenda constitucional posterior.

Com base no Código Tributário Nacional - CTN, as empresas do Sistema Eletrobras buscam o reconhecimento de seu direito ao crédito e a restituição do valor pago a maior em decorrência da inconstitucionalidade da ampliação da base de cálculo dessas contribuições. Até a conclusão destas demonstrações financeiras, não havia decisão final sobre a questão.

As empresas do Sistema Eletrobras possuem, portanto, créditos fiscais em potencial de PIS/PASEP e de COFINS, que estão em fase de determinação e, portanto, não reconhecidos nestas demonstrações financeiras, em virtude da ausência da apuração de forma definitiva, até que se promova judicialmente a liquidação da sentença.

Notas Explicativas

Eletrobras

10.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	1.436.175	769.541	1.874.475	1.086.367
Ativo não circulante:				
Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	471.568	1.488.158	471.568	1.488.158
IRPJ/CSLL Diferidos	-	-	1.010.810	839.708
	471.568	1.488.158	1.482.378	2.327.866
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	394.958	320.560	8.901.931	8.305.606

10.3 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2017			31/12/2016		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Eletronorte	2.278.753	(1.400.319)	878.434	2.203.754	(1.364.046)	839.708
Hermenegildo I	40.254	-	40.254	-	-	-
Hermenegildo II	43.118	-	43.118	-	-	-
Hermenegildo III	37.509	-	37.509	-	-	-
Chuí IX	11.495	-	11.495	-	-	-
	2.411.129	(1.400.319)	1.010.810	2.203.754	(1.364.046)	839.708
Eletrosul	362.655	(829.665)	(467.010)	649.997	(963.106)	(313.109)
Eletrobras	-	(394.958)	(394.958)	-	(320.560)	(320.560)
Furnas	611.808	(5.463.470)	(4.851.662)	680.613	(5.284.897)	(4.604.284)
Chesf	180.823	(3.331.821)	(3.150.998)	202.252	(3.254.553)	(3.052.301)
Eletropar	-	(4.408)	(4.408)	-	(15.352)	(15.352)
Amazonas GT	-	(32.895)	(32.895)	-	-	-
	1.155.286	(10.057.217)	(8.901.931)	1.532.862	(9.838.468)	(8.305.606)

Notas Explicativas

Eletrobras

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Impostos diferidos ativos:				
Provisão para Contingências	-	-	122.061	128.391
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	-	-	108.657	119.327
Provisões Operacionais	-	-	294.722	429.504
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	222.762	239.679
Provisão para não realização de créditos tributários	-	-	228.822	205.239
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa	-	-	2.503.633	2.394.400
Outros	-	-	85.758	220.076
Total Ativo	-	-	3.566.415	3.736.616
Impostos diferidos passivos:				
Instrumentos Financeiros Disponíveis para venda	394.958	320.560	394.958	320.560
Depreciação acelerada	-	-	350.531	113.793
Receita de atual. créditos energia renegociados	-	-	-	259.183
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	51.964	205.285
Débito tributário	-	-	410.698	-
Remuneração de Rede Básica de Sistemas Existentes	-	-	9.888.318	9.726.549
Outros	-	-	361.067	577.144
Total Passivo	394.958	320.560	11.457.536	11.202.514

10.4 - Imposto de renda e contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Impostos diferidos Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:				
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	(31.382)	(47.097)	(36.404)	(56.393)
Remensuração de planos de benefícios definidos				
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	-	-	5.023	9.296
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	(31.382)	(47.097)	(31.381)	(47.097)

A controlada Eletronorte preparou suas projeções de lucro tributável que apontam resultado tributável futuro os quais se realizam no prazo de 10 anos. O montante reconhecido reflete a melhor estimativa quanto sua realização no período mencionado e fundamenta-se em diferenças tributáveis e prejuízo fiscal de cada entidade.

NOTA 11 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Direitos de ressarcimento		
ATIVO CIRCULANTE		
CCC (a)	2.626.727	1.977.183
Provisão CCC -PECLD (b)	(1.439.090)	(741.624)
Reembolso CDE (c)	39.191	347.876
Remuneração setor elétrico	-	74.527
CCC - Ativo Mantido para Venda *	340.966	-
	1.567.794	1.657.962
ATIVO NÃO CIRCULANTE		
CCC (a)	5.416.975	9.871.342
Parcela do Transporte do Gás (a.1)	(2.988.797)	(2.364.318)
CCC - Ativo Mantido para Venda *	4.080.854	-
	6.509.032	7.507.024
Obrigações de ressarcimento		
PASSIVO CIRCULANTE		
CCC (a)	-	129.403
PROINFA	1.346.660	992.728
Reembolso CDE (c)	45.882	45.373
Remuneração setor elétrico	-	700.581
	1.392.542	1.868.085
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
CCC (a)	1.062.634	1.516.313
	1.062.634	1.516.313

*Valores que serão assumidos pela Companhia referente ao direito de ressarcimento da CCC das distribuidoras mantido para venda (vide nota 2).

a) Conta de consumo de combustível (CCC)

A conta de consumo de combustível refere-se aos valores a receber e a pagar nos respectivos períodos. A Companhia, em 31 de dezembro de 2017, apresenta um valor a receber de R$ 12.465.522 (R$ 11.848.525 em 31 de dezembro de 2016) e um passivo de R$ 1.062.634 (R$ 1.645.716 em 31 de dezembro de 2016) de obrigações de ressarcimento.

Após a promulgação da Lei nº 12.783, a Eletrobras não tem mais a obrigação de fazer contribuições à Conta CCC. Apesar disso, a Conta CCC não foi extinta. Os saldos disponíveis continuarão sendo distribuídos às empresas de geração e distribuição que incorram em despesas adicionais em razão do uso de usinas termelétricas em caso de condições hidrológicas desfavoráveis. De modo a assegurar a viabilidade da Conta CCC, a Lei nº 12.783 permite que sejam feitas transferências entre a Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e a Conta CCC.

Notas Explicativas

Eletrobras

a.1) Contrato de Fornecimento de Gás (CIGÁS Amazonas Distribuidora) - Diferença de Preço da Parcela do Transporte do Gás

O Contrato de Fornecimento de Gás prevê para a parcela de transporte a modalidade "*open book*". Esse tipo de contrato, como nome diz: "livro aberto", caracteriza-se pelo reembolso dos custos diretos e indiretos da contratada e a remuneração pelo investimento se dá através de uma taxa fixa a ser aplicada sobre o total dos custos comprovadamente incorridos.
Nesse contexto, após a consolidação de todos os investimentos, os gastos com a construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus deveriam ser apurados pelo Comitê de Revisão da Parcela de Transporte e repassado para a parcela de transporte. As variáveis que compunham o preço da parcela de transporte não estavam devidamente consolidadas entre as partes do Comitê, dentre as quais estão incluídos a comprovação de todos os investimentos na construção do gasoduto, taxa de retorno do investimento e aluguel do GLP-Duto Urucu. Diante disso praticava-se um valor médio entre os dois valores apresentados por cada empresa que compunham o Comitê para a parcela de transporte.

Diante da controvérsia, a ANEEL por sua vez, em função do repasse dos custos do contrato de gás ao fundo CCC, passou a deliberar sobre essa questão no processo nº 48500.000289/2014-66.

Em 15 de dezembro de 2015, mediante a Resolução Homologatória nº 2.005/2015, a ANEEL homologou o preço da parcela do transporte referente ao gás natural, no valor de R$ 11,4867/MMBtu* (base dez/2009), a decisão, no entanto recebeu recurso da Petrobras e da ABRACE.

A Agência Nacional de Petróleo - ANP em 14 de junho de 2016, mediante o Despacho nº 643, retificou a tarifa anteriormente calculada, aprovou e homologou a tarifa aplicável no valor de R$ 12,0371/MMBtu* (base dez/2009) a qual permite a remuneração de todos os investimentos, custos e despesas atribuíveis à prestação do serviço de transporte duto viário de gás.

Assim, a questão de definição de uma tarifa para o transporte de gás ficou regulada em 18 de outubro de 2016, mediante a Resolução Homologatória nº 2.159/2016, a ANEEL, que fixou o limite, para fins de reembolso pela CCC da parcela transporte do contrato de gás natural entre a Amazonas Distribuidora e a Cigás, em R$ 12,0371/MMBtu* (base dez/2009 e sem impostos), o qual deverá ser aplicado, com as devidas correções, desde o início do faturamento do referido contrato.

A Resolução Homologatória 2.159/2016, ao retroagir ao início do fornecimento do contrato com a nova tarifa de transporte aprovada, determina à Eletrobras, na função de administradora da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, que faça a contabilização dos valores reembolsados acima do preço definido e informe o resultado à ANEEL, no prazo de 60 dias, findos em dezembro de 2016. O contrato na cláusula 8.1.2.1.9.2 "b" e cláusula 10.8 trata da possibilidade de caso o valor praticado provisoriamente for superior ao definido final, a Cigás deverá devolver para a Amazonas Distribuidora o valor pago a maior devidamente acrescido dos encargos moratórios.

A Companhia, amparada com parecer jurídico emitido pelos seus consultores jurídicos externos, entende que em contrapartida ao direito de ressarcimento junto ao fundo CCC de R$ 2.988.797 haverá o direito de reembolso junto à Petrobras em igual valor reconhecido na rubrica de fornecedores (Nota 20).

b) Provisão CCC – PECLD

As distribuidoras são credoras da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – especialmente após 2009, segundo o regime da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, uma vez que são responsáveis pelo atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica no Sistema Isolado.

A partir da Lei 12.783/2013, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) ficou responsável por prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Entretanto, deixaram de ser repassados para as distribuidoras recursos suficientes para a cobertura dos subsídios previstos na Lei nº 12.111/2009. Como consequência, as distribuidoras não tiveram condições de efetuar os pagamentos aos seus fornecedores, em especial aqueles responsáveis pelo fornecimento de combustível para a geração de energia do Sistema Isolado.

Para equacionar as dívidas que a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) possuía com as distribuidoras, foram adotadas providências normativas e estruturais, como a edição do Decreto nº 8.370 (por meio do qual se alterou o art. 36, §§ 1º a 4º do Decreto nº 4.541, de 23.12.2002) e das Portarias Interministeriais do Ministério de Minas e Energia e Ministério da Fazenda nºs 652, de 10 de dezembro de 2014 e 372, de 04 de agosto de 2015, para permitir que fossem repactuados os referidos créditos devidos às distribuidoras, de forma parcelada e compatível com as condições orçamentárias da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Parte desses créditos servem de lastro para o pagamento das dívidas com fornecedores de combustível que foram repactuadas pelas distribuidoras, em 2014 e 2015, observando o fluxo de pagamento das Portarias Interministeriais MME/MF acima mencionadas.

Em 7 de fevereiro de 2017, a ANEEL emitiu a Resolução Homologatória nº 2.202 que aprovou o orçamento para o ano de 2017 da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e, assim fazendo, suspendeu o repasse de valores que foram previstos nas repactuações estabelecidas pelas Portarias Interministeriais MME/MF números 652/2014 e 372/2015 (denominados "1º e 2º CCD") entre as distribuidoras Amazonas Distribuidora, Ceron, Eletroacre e Boa Vista (denominadas "distribuidoras") e a Petrobras Distribuidora S.A., tendo como garantias os recebíveis da CCC, e garantia fidejussória de sua controladora, a Eletrobras.

As distribuidoras afetadas ingressaram com pedido de reconsideração, com efeito suspensivo, contra a Resolução Homologatória nº 2.202/2017.

Em 2 de março de 2017, o Ministério de Estado de Minas e Energia – MME publicou a Portaria nº 81, adicionando ao orçamento aprovado para o ano 2017 os valores referentes aos Contratos de Confissão de Dívidas firmados até 31 de dezembro de 2016 entre o fundo CDE e os beneficiários da CCC. Diante da publicação da portaria supracitada a ANEEL editou a Resolução Homologatória nº 2.204 de março de 2017 estabelecendo as diretrizes adotadas na referida portaria.

Considerando a Decisão exarada no Despacho ANEEL n°. 2.504/17 de 16 de agosto de 2017, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE suspendeu os desembolsos aos CCDs celebrados entre o CDE/CCC e a Amazonas Energia.

Com base nas suspensões de pagamentos acima descritos, as Distribuidoras participantes do Sistema Isolado provisionaram a título de Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação

Duvidosa - PECLD o valor de R$ 1.439.090 em Dezembro de 2017 (R$ 741.624 em dezembro de 2016).

A provisão foi realizada com base nos valores não incluídos no orçamento dos referidos CCDs, contemplando as parcelas dos recursos do 1º e 2º CCDs vencidas até a data de 31 de dezembro de 2017, bem como os valores a vencer até 31 de julho de 2018, prazo final da prestação de serviços das distribuidoras designadas. Além destes, para a Amazonas Distribuidora foram provisionados também os valores reconhecidos como direitos de ressarcimento no ano de 2017 não homologados pelo CCEE.

No âmbito do processo de fiscalização e reprocessamento mensal dos benefícios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, pagos à Amazonas Distribuidora dentre o período de 30 de julho de 2009 e 20 de junho 2016, em 28 de março de 2017, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 52/2017, na qual demonstrou a metodologia e o resultado atinente à respectiva fiscalização. A apuração da Nota Técnica Nº 52/2017 apontou uma diferença de R$ 3.699.228 a ser devolvida ao Fundo Setorial CCC.

Em 29 de maio de 2017, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 90/2017, na qual demonstrou a metodologia e o resultado atinente à fiscalização pagos à controlada Eletroacre do período de 30 de julho de 2009 e 20 de junho 2016. A apuração da Nota Técnica nº 90/2017 apontou uma diferença de R$ 275.257 a ser devolvida ao Fundo Setorial CCC.

Em 14 de julho de 2017, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 110/2017 na qual demonstrou a metodologia e o resultado atinente à fiscalização pagos à controlada Ceron do período de agosto de 2009 a junho de 2016. Tal apuração gerou um valor a devolver em R$ 733.257 de valores a devolver ao Fundo Setorial da CCC.

As controladas Amazonas Distribuidora, Ceron e Eletroacre apresentaram sua manifestação requerendo a revisão das premissas e metodologias adotadas na referidas Notas Técnicas buscando, no reprocessamento, levar em consideração os argumentos da Companhia já levantados em outras notas técnicas, bem como o reconhecimento da legitimidade dos CCDs firmados e requerendo a recomendação da revisão da Resolução Homologatória nº 2.204.

Adicionalmente, com relação a controlada Ceron, foi promulgada sentença pelo Tribunal Regional Federal da 1º Região, no qual julgou procedente o pedido da condenação da ANEEL determinando o reembolso integral referente aos custos de geração no sistema isolado.

Em 16 de agosto de 2017, a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 141/2017, na qual evoluiu favoravelmente em algumas questões que foram contestadas pela Amazonas Distribuidora quando da sua primeira conclusão contida na Nota Técnica nº 52/2017, reduzindo, dessa forma, o montante divergente para um total de R$ 2.998.848, atualizados até de 30 de junho de 2017. Entretanto, na visão da Eletrobras, o atual entendimento da ANEEL, ainda contrariam posições anteriormente praticadas pela mesma Agência, em anos anteriores, bem como de decisões judiciais favoráveis à Amazonas Distribuidora, por contrariar um direito de reembolso garantido por lei.

Em 28 de agosto de 2017 a Companhia ingressou com recurso administrativo com o pedido de efeito suspensivo das recomendações exaradas no despacho N° 2.504, de 16 de agosto de 2017.

Cabe ainda ressaltar que já foi protocolado no Mandado de Segurança nº 0026107-81.2012.4.01.3400 em curso, mais de uma petição comunicando o descumprimento por parte

da ANEEL das decisões judiciais prolatadas, a fim de intimar à abstenção da prática de atos que visem limitar os reembolsos efetuados a título de CCC, sob pena de multa diária em valor expressivo e/ou prisão da autoridade coatora por descumprimento de ordem judicial.

Em 27 de outubro de 2017, nos autos do Mandado de Segurança nº 0026107-81.2012.4.01.3400, foi proferido decisão determinando à ANEEL o cumprimento do acórdão proferido em 18 de maio de 2015, no qual foi decidido que não é possível limitar o ressarcimento dos valores de combustíveis, composto a partir de parâmetros que não consideram o custo da infraestrutura necessária à condução e entrega de combustível em localidades distantes, e que o direito de reembolso vindicado está amparado em dispositivo de lei, e qualquer norma administrativa que se oponha ou reduza a sua aplicação, extrapolará de sua finalidade regulatória. Através da Nota Técnica da ANEEL nº 188/2017 emitida na mesma data, foi retificado o montante divergente disposto pela Nota Técnica nº 141/2017 para um total de R$ 2.906.095, atualizado até junho de 2017.

Conforme despacho nº 149 de 22 de janeiro de 2018, a ANEEL suspendeu o item (i) do despacho 2.504/17, o qual determinou a Companhia o ressarcimento ao fundo CCC do valor de R$ 2.906.095, no prazo de até 90 dias a partir da publicação do referido despacho.

c) Reembolso CDE

A Lei 12.783/13, o Decreto 7.945/13 alterado pelo Decreto nº 8.203/14 e posterior Decreto 8.221/14, promoveram algumas alterações sobre a contratação de energia e os objetivos do encargo setorial, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e também instituíram (i) o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição de custos relacionados a risco hidrológico, exposição involuntária, ESS – Segurança Energética e CVA ESS e Energia para o período de 2013 e janeiro de 2014, e (ii) o repasse através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE às concessionárias de distribuição de custos relacionados à exposição involuntária e despacho das usinas termelétricas a partir de fevereiro de 2014.

Os efeitos destes itens foram registrados como redução de custo com energia elétrica comprada para revenda (Nota 42) em contrapartida a direitos de ressarcimento – Reembolso CDE/CCEE, de acordo com o CPC 07 (R1) / IAS 20 - Subvenção e Assistência Governamentais.

NOTA 12 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

Abaixo, está apresentada a composição do estoque de longo prazo de combustível nuclear destinado à operação da UTN Angra 1 e UTN Angra 2:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE		
Elementos prontos	465.152	455.737
	465.152	455.737
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	318.229	523.501
Concentrado de urânio	194.047	50.965
Em curso - combustível nuclear	318.732	100.803
	831.008	675.269
	1.296.160	1.131.006

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, sendo apropriado ao resultado do exercício em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica.

NOTA 13 - ADIANTAMENTOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

A Companhia e suas controladas apresentam, no ativo não circulante, valores correspondentes a adiantamentos para futuro aumento de capital nas seguintes investidas:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Controladas:				
Furnas	54.727	49.772	-	-
CGTEE	781.790	483.858	-	-
Hermenegildo I	11.681	-	-	-
Hermenegildo II	19.082	-	-	-
Hermenegildo III	8.494	-	-	-
CHUÍ IX	2.723	-	-	-
ED Alagoas	180.142	159.155	-	-
ED Roraima	89.975	80.089	-	-
ED Piauí	346.357	295.402	-	-
ED Acre	77.115	69.462	-	-
Amazonas D	129.189	117.446	-	-
SPEs:				
Energia Sustentável do Brasil	-	-	734.400	535.200
Chuí Holding S.A. - Eolicas do Sul	-	-	-	431.913
Livramento Holding S.A. - Eolicas do Sul	-	-	-	220.027
TDG Transmissora Delmiro Gouveia	-	-	101.000	101.000
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia	-	-	-	87.394
Geradora Eólica Itaguaçu da Bahia SPE S.A.	-	-	72.814	67.130
Santa Vitória do Palmar Holding S.A. - Eólicas do Sul	-	-	-	37.946
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A.	-	-	37.467	16.144
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	9.800	43.099
Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	-	-	35.213
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	-	-	9.442
	1.701.275	1.255.184	955.481	1.584.508
Outros investimentos	-	-	4.357	33.408
	1.701.275	1.255.184	959.838	1.617.916

NOTA 14 – RISCO HIDROLÓGICO

Nos anos de 2014 e 2015 o país enfrentou condições hidrológicas adversas, fato que desencadeou uma série de consequências para o setor elétrico. Especificamente para as geradoras participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, a baixa geração de energia das usinas hidráulicas em patamares abaixo da Garantia Física do MRE ocasionou a redução do fator de ajuste do MRE ou *Generation Scaling Factor* – GSF.

Notas Explicativas

Eletrobras

Essa redução interferiu diretamente na entrega de energia para cumprimento dos contratos de fornecimento, pois devido à insuficiência de energia, as geradoras ficam expostas ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD no Mercado de Curto Prazo, onde a energia de reposição representa valores muito acima daqueles praticados em seus contratos de longo prazo, para conseguirem honrar com seus contratos, incorrendo efeitos econômico-financeiros negativos, devido ao custo elevado.

A Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, dentre outras questões estabelece as condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica aos agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. De acordo com o disposto no art. 1º da norma, o risco hidrológico pode ser repactuado, desde que haja anuência da ANEEL, e com efeitos retroativos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração de energia elétrica.

A ANEEL, em função do disposto na Lei, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios e as demais condições para a repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. As Companhias Eletronorte, Eletrosul, Furnas e Amazonas GT aderiram à repactuação.

A composição dos valores contabilizados em decorrência da repactuação do risco hidrológico, referente aos contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulado – ACR são os seguintes:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
UHE Tucuruí	162.602	195.840
UHE Serra da Mesa	119.530	154.449
UHE Mascarenhas de Moraes	47.296	63.186
UHE Itumbiara	17.873	42.680
UHE Simplício	30.206	42.289
UHE Batalha	17.106	20.175
UHE Balbina	7.490	13.262
UHE Mauá	12.709	13.839
UHE Manso	4.979	10.743
UHE Passo São João	5.024	5.471
UHE São Domingos	4.846	5.277
	429.662	567.212
Total do Ativo Circulante	104.530	109.535
Total do Ativo Não Circulante	325.132	457.677
TOTAL	429.662	567.212

Notas Explicativas

Eletrobras

NOTA 15 – INVESTIMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Furnas	19.949.366	19.165.618	-	-
Chesf	13.781.383	12.529.022	-	-
Eletrosul	5.824.553	5.394.615	-	-
Eletronorte	16.268.119	15.351.617	-	-
Eletropar	168.291	157.900	-	-
Chui IX	26.051	-	-	-
Santa Vitória do Palmar	574.902	-	-	-
Hermenegildo I	98.858	-	-	-
Hermenegildo II	92.576	-	-	-
Hermenegildo III	78.860	-	-	-
	56.862.959	52.598.772	-	-
b) Coligadas				
CTEEP	3.420.726	2.543.906	3.485.985	2.592.701
Lajeado Energia	64.103	218.262	64.103	218.262
CEB Lajeado	49.153	72.989	49.153	72.989
Paulista Lajeado	30.436	26.143	30.436	26.143
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	224.668	216.294
EMAE	319.915	282.091	331.556	292.355
CEMAR	821.010	729.888	821.010	729.888
Outros	1.263.614	1.071.106	1.263.614	1.071.106
	5.968.957	4.944.385	6.270.525	5.219.738
c) Controlada em conjunto				
Mangue Seco II	18.594	17.934	18.594	17.934
Norte Energia (Belo Monte)	1.776.786	1.600.637	5.868.703	5.358.861
Rouar	105.413	97.157	105.413	97.157
Madeira Energia S.A. (MESA)	-	-	2.077.575	2.503.260
ESBR Participações S.A.	-	-	3.297.141	3.331.923
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	-	-	1.314.514	1.090.107
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	1.046.172	975.886
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	691.021	650.961
Enerpeixe S.A.	-	-	292.002	375.174
Teles Pires Participações	-	-	764.559	799.926
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	-	-	389.981	493.555
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	1.478.019	1.069.359
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	356.302	360.072
Mata de Santa Genebra	-	-	459.169	230.685
Goiás Transmissão S.A.	-	-	181.481	170.313
Companhia Energética Sinop S.A.	-	-	539.498	430.751
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	216.741	202.898
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	210.592	201.033
Transnorte Energia S.A.	-	-	148.453	148.748
Chapada Piauí II Holding S.A.	-	-	137.715	117.701
MGE Transmissão S.A.	-	-	115.039	111.344
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	-	-	257.441	277.474
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	-	-	154.498	153.390
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	-	-	124.386	127.229
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	123.527	127.338
Chapada Piauí I Holding S.A.	-	-	126.385	104.060
Empresa de Energia São Manoel	-	-	649.731	418.460
Paranaíba Transmissora	-	-	160.191	147.656
Vale do São Bartolomeu	-	-	123.131	72.755
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	-	123.182	106.480
Triângulo Mineiro Transmissora	-	-	163.637	128.765
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	-	-	198.174	140.280
Serra do Facão Energia S.A.	-	-	26.212	23.670
Transenergia São Paulo S.A.	-	-	93.433	92.138
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	131.635	92.452
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	-	96.172	94.614
Outros	165.449	163.013	890.785	1.006.681
	2.066.242	1.878.741	23.151.204	21.851.090
SUBTOTAL	64.898.158	59.421.898	29.421.729	27.070.828
Provisão para perdas em investimentos	(49)	(56)	(2.132.024)	(1.897.217)
TOTAL	64.898.109	59.421.842	27.289.705	25.173.611

Notas Explicativas

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Investimentos mantidos a valor justo				
AES Tietê	398.161	437.197	398.161	437.197
Coelce	270.825	251.938	270.825	251.938
Energisa S.A.	218.432	148.661	218.432	148.661
Cesp	133.709	129.096	133.709	129.096
Celpa	38.556	48.895	38.556	48.895
Celesc	112.396	65.920	112.396	65.920
CELPE	18.258	21.688	18.258	21.688
COPEL	32.759	29.207	32.759	29.207
CGEEP	17.551	15.895	17.551	15.895
CEB	8.339	8.305	8.339	8.305
AES Eletropaulo	-	-	34.264	23.660
Energias do Brasil	-	-	25.491	26.229
CPFL Energia	-	-	-	45.431
Outros	12.248	12.133	109.918	105.801
	1.261.234	1.168.935	1.418.659	1.357.923

15.1 – Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	381.719	362.939
Empresa de Energia São Manoel	-	-	349.748	71.916
Madeira Energia S.A. (*)	-	-	314.037	93.932
Norte Brasil Transmissora S.A.	-	-	294.580	323.202
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	239.742	334.580
ESBR Participações S.A.	-	-	223.656	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	88.878	-
Goiás Transmissão	-	-	54.640	-
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	-	-	43.686	-
Triângulo Mineiro Transmissora	-	-	41.161	-
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	24.965	-
Companhia Energética Sinop	-	-	17.166	324.250
Teles Pires Participações	-	-	13.333	325.388
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	7.028	-
Inambari	49	56	54	101
Outros	-	-	37.631	60.909
	49	56	2.132.024	1.897.217

(*) Vide efeito da investigação independente na nota 4.XI

15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
CTEEP	464.334	1.034.733
CEEE-GT	-	34.695
	464.334	1.069.428

A Companhia efetuou ajustes nos resultados das empresas investidas, a fim de padronizar as políticas contábeis dessas empresas com as adotadas pela Companhia para a elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas e individuais.

Notas Explicativas

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia optou por não realizar parte do ajuste contábil da CTEEP em razão de acórdão favorável à mesma do TJ/SP proferido em agosto/2017, onde o pagamento da obrigação construtiva atuarial (razão que constituía o ajuste) foi suspenso no período de setembro a novembro de 2017.

15.3 - Mutação dos investimentos

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Aquisição de SPEs (*)	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ajustes de exercícios anteriores	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2017
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA								
Furnas	19.165.618	-	(316.169)	-	-	(298.680)	1.398.597	19.949.366
Chesf	12.529.022	-	243.051	-	-	(30.471)	1.039.781	13.781.383
Eletrosul	5.394.615	-	133.465	-	-	(81.408)	377.882	5.824.553
Eletronorte	15.351.617	-	(23.229)	-	-	(1.099.877)	2.039.608	16.268.119
Eletropar	157.900	-	(14.642)	-	-	(7.797)	32.830	168.291
Chui IX	-	26.051	-	-	-	-	-	26.051
Santa Vitória do Palmar	-	574.902	-	-	-	-	-	574.902
Hermenegildo I	-	98.858	-	-	-	-	-	98.858
Hermenegildo II	-	92.576	-	-	-	-	-	92.576
Hermenegildo III	-	78.860	-	-	-	-	-	78.860
Mangue Seco II	17.934	-	-	-	-	(959)	1.619	18.594
Norte Energia (Belo Monte)	1.600.637	-	-	173.700	-	-	2.449	1.776.786
Rouar	97.157	-	1.679	-	-	-	6.577	105.413
CTEEP	2.543.906	-	-	-	-	(176.991)	1.053.811	3.420.726
Lajeado Energia	218.262	-	5	-	(24.431)	(179.631)	49.899	64.103
CEB Lajeado	72.989		3	(13.372)	(6.025)	(22.745)	18.302	49.153
Paulista Lajeado	26.143	-	-	-	-	(6.168)	10.460	30.436
EMAE	282.091	-	4.320	-	-	(12.986)	46.491	319.915
CEMAR	729.888	-	-	-	-	(73.144)	164.267	821.010
Outros	1.234.118	- -	105.269	-	4.648	(45.127)	130.156	1.429.063
TOTAL DE INVESTIMENTOS	59.421.897	871.247	133.751	160.328	(25.808)	(2.035.985)	6.372.729	64.898.158

(*) Transferência de SPEs da Eletrosul para a Eletrobras vide nota explicativa 15.6.

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Ajustes de exercícios anteriores	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2017
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO									
Mangue Seco II	17.934	-	-	-	-	-	(959)	1.619	18.594
Norte Energia (Belo Monte)	5.358.861	405.068	-	173.700	-	-	-	(68.926)	5.868.703
CTEEP	2.592.701	-	-	-	-	-	(180.287)	1.073.571	3.485.985
Lajeado Energia	218.262	-	5	-	-	(24.431)	(179.631)	49.899	64.103
CEB Lajeado	72.989	-	3	(13.372)	-	(6.025)	(22.745)	18.302	49.153
Paulista Lajeado	26.143	-	-	-	-	-	(6.168)	10.460	30.436
Rouar	97.157	-	1.679	-	-	-	-	6.577	105.413
EMAE	292.355	157	4.320	-	-	-	(13.388)	48.112	331.556
CEMAR	729.888	-	-	-	-	-	(73.144)	164.267	821.010
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.503.260	-	-	-	-	-	-	(425.685)	2.077.575
ESBR Participações S.A.	3.331.923	-	-	-	-	-	-	(34.782)	3.297.141
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	1.090.107	-	-	-	-	-	30.629	193.778	1.314.514
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	975.886	-	-	-	-	-	-	70.286	1.046.172
Manaus Transmissora de Energia S.A.	650.961	-	-	-	-	-	1.389	38.671	691.021
Enerpeixe S.A.	375.174	(100.000)	-	-	-	-	(40.680)	57.508	292.002
Teles Pires Participações	799.926	78.396	-	-	-	-	-	(113.763)	764.559
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	493.555	-	-	-	-	-	(211.674)	108.100	389.981
Belo Monte Transmissora de Energia	1.069.359	382.689	-	-	-	-	(3.955)	29.926	1.478.019
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	360.072	-	-	-	-	-	9.891	(13.661)	356.302
Mata de Santa Genebra	230.685	180.079	-	30.000	-	-	(3.251)	21.656	459.169
Energética Águas da Pedra S.A.	216.294	-	-	-	-	-	(35.215)	43.589	224.668
Goiás Transmissão S.A.	170.313	-	-	-	-	-	(6.054)	17.222	181.481
Empresa de Energia São Manoel	418.460	233.330	-	-	-	-	-	(2.059)	649.731
Companhia Energética Sinop S.A.	430.751	322.028	-	-	-	-	-	(213.281)	539.498
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	202.898	-	-	-	-	-	(21.430)	35.273	216.741
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	201.033	-	-	-	-	-	(19.214)	28.773	210.592
Transnorte Energia S.A.	148.748	-	-	-	-	-	-	(295)	148.453
Chapada Piauí II Holding S.A.	117.701	26.919	-	-	-	-	-	(6.905)	137.715
MGE Transmissão S.A.	111.344	-	-	-	-	-	(3.971)	7.666	115.039
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	277.474	-	-	-	-	-	-	(20.033)	257.441
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	153.390	-	-	-	-	-	1.541	(433)	154.498
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	127.229	-	-	-	-	-	(13.515)	10.672	124.386
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	127.338	-	-	-	-	-	(7.805)	3.994	123.527
Chapada Piauí I Holding S.A.	104.060	-	-	34.534	-	-	-	(12.209)	126.385
Paranaíba Transmissora	147.656	-	-	-	-	-	(7.093)	19.628	160.191
Vale do São Bartolomeu	72.755	38.999	-	-	-	-	-	11.377	123.131
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	106.480	5.880	-	-	-	-	(1.961)	12.783	123.182
Triângulo Mineiro Transmissora	128.765	10.689	-	-	-	-	-	24.183	163.637
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	140.280	-	-	50.929	-	-	(1.385)	8.350	198.174
Serra do Facão Energia S.A.	23.670	-	-	-	-	-	-	2.542	26.212
Transenergia São Paulo S.A.	92.138			-			(5)	1.300	93.433
Vamcruz I Participações S.A.	92.452			33.299			(2.130)	8.014	131.635
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	94.614			6.581			-	(5.023)	96.172
Outros	2.077.787	(1.078.841)	- (172.645)	708.665	380.322	37.983	(138.058)	339.187	2.154.399
TOTAL DE INVESTIMENTOS	27.070.828	505.393	(166.639)	1.024.336	380.322	7.527	(950.267)	1.550.229	29.421.729

Notas Explicativas

Eletrobras

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Alienação *	Saldo em 31/12/2016
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA									
Furnas	10.171.122	-	(134.156)	-	-	-	9.128.652	-	19.165.618
Chesf	8.811.169	-	(250.684)	-	-	-	3.968.537	-	12.529.022
Eletrosul	4.385.308	-	(55.287)	-	-	(45.686)	1.110.280	-	5.394.615
Eletronorte	11.912.412	-	3.512	-	-	(70.122)	3.505.815	-	15.351.617
Eletropar	120.338	-	17.950	-	-	(10.451)	30.063	-	157.900
Mangue Seco II	16.889	-	-	-	-	(191)	1.236	-	17.934
CHC *	98.513	-	(8.713)	-	-	-	(1.969)	(87.831)	-
Norte Energia (Belo Monte)	1.039.632	-	-	600.000	-	-	(38.995)	-	1.600.637
Inambari	115	-	-	-	-	-	(59)	-	56
CEEE-GT	448.274	-	(73.004)	-	-	-	301.062	-	676.332
EMAE	296.828	-	(29.977)	-	-	3.438	11.802	-	282.091
CTEEP	924.185	-	-	56.854	(22.413)	(87.541)	1.672.821	-	2.543.906
CEMAR	653.419	-	-	-	-	(57.661)	134.130	-	729.888
Lajeado Energia	219.173	(1)	-	-	-	(59.291)	58.381		218.262
CEB Lajeado	80.353	-	(2)	-	-	(21.501)	14.139	-	72.989
Paulista Lajeado	23.507	-	-	-	-	(1.739)	4.375	-	26.143
Rouar	111.775	-	(18.751)	-	-	-	4.133	-	97.157
Energisa MT	385.318	-	(1.146)	-	(17.536)	(4.555)	32.694	-	394.774
Outros	195.241	-	(32.285)	-	-	-	-	-	162.956
TOTAL DE INVESTIMENTOS	39.893.571	(1)	(582.543)	656.854	(39.950)	(355.300)	19.937.096	(87.831)	59.421.897

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Alienação *	Saldo em 31/12/2016
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO									
Mangue Seco II	16.889	-	-	-	-	(191)	1.236	-	17.934
CHC *	98.513	-	(8.713)	-	-	-	(1.969)	(87.831)	-
Norte Energia (Belo Monte)	3.469.789	1.399.201	-	600.000	-	-	(110.129)	-	5.358.861
Inambari	115	-	-	-	-	-	(14)	-	101
CEEE-GT	448.274	-	(73.004)	-	-	-	301.062	-	676.332
EMAE	307.195	-	(31.068)	-	-	3.211	13.017	-	292.355
CTEEP	942.732	1.116	-	56.854	(22.888)	(89.171)	1.704.057	-	2.592.701
CEMAR	653.419	-	-	-	-	(57.661)	134.130	-	729.888
Lajeado Energia	219.173	(1)	-	-	-	(59.291)	58.381	-	218.262
CEB Lajeado	80.353	-	(2)	-	-	(21.501)	14.139	-	72.989
Paulista Lajeado	23.507	-	-	-	-	(1.739)	4.375	-	26.143
Rouar	111.775	-	(18.751)	-	-	-	4.133	-	97.157
Energisa MT	385.318	-	(1.146)	-	(17.536)	(4.555)	32.694	-	394.774
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.896.068	152.100	-	-	(304.200)	-	(240.708)	-	2.503.260
ESBR Participações S.A.	2.807.626	-	-	-	-	-	524.297	-	3.331.923
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	912.098	-	-	-	-	(31.069)	209.078	-	1.090.107
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	887.528	-	-	-	-	-	88.358	-	975.886
Manaus Transmissora de Energia S.A.	621.873	-	-	-	-	(3.885)	32.973	-	650.961
Enerpeixe S.A.	561.282	-	-	-	(140.000)	(96.630)	50.522	-	375.174
Teles Pires Participações	662.564	196.982	-	-	-	-	(59.620)	-	799.926
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	415.501	-	-	-	-	(24.625)	102.679	-	493.555
Belo Monte Transmissora de Energia	391.058	667.869	-	-	-	-	10.432	-	1.069.359
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	318.972	735	-	-	-	(4.111)	44.476	-	360.072
Mata de Santa Genebra	30.336	207.084	-	-	-	-	(6.735)	-	230.685
Energética Águas da Pedra S.A.	208.795	-	-	-	-	(47.313)	54.812	-	216.294
Goiás Transmissão S.A.	190.245	-	-	-	-	-	(19.932)	-	170.313
Empresa de Energia São Manoel	103.314	418.987	-	-	-	-	(103.841)	-	418.460
Companhia Energética Sinop S.A.	179.052	127.489	-	127.488	-	-	(3.278)	-	430.751
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	176.941	-	-	-	-	(50.837)	76.794	-	202.898
Integração Transmissora de Energia S.A.	175.572	-	-	-	-	(6.263)	31.724	-	201.033
Transnorte Energia S.A.	148.373	-	-	-	-	-	375	-	148.748
Chapada Piauí II Holding S.A.	142.187	-	-	-	-	-	(24.486)	-	117.701
MGE Transmissão S.A.	136.755	-	-	-	-	-	(25.411)	-	111.344
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	270.252	-	-	-	-	-	7.222	-	277.474
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	128.418	-	-	-	-	(4.703)	29.675	-	153.390
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	121.774	-	-	-	-	(2.107)	7.562	-	127.229
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	120.873	-	-	-	-	(4.225)	10.690	-	127.338
Chapada Piauí I Holding S.A.	109.497	-	-	14.040	-	-	(19.477)	-	104.060
Paranaíba	100.726	24.441	-	12.250	-	-	10.239	-	147.656
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	97.374	-	-	4.551	-	-	(7.311)	-	94.614
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	97.154	-	-	-	-	-	9.326	-	106.480
Triângulo Mineiro Transmissora	82.555	29.253	-	-	-	-	16.957	-	128.765
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	134.739	-	-	-	-	-	5.541	-	140.280
Outros	1.280.582	20.689	19.903	24.386	(55.474)	(49.731)	47.240	-	1.287.595
TOTAL DE INVESTIMENTOS	21.267.136	3.245.945	(112.781)	839.569	(540.098)	(556.397)	3.015.285	(87.831)	27.070.828

Notas Explicativas

Eletrobras

15.4 Informações do valor de mercado das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*) 31/12/2017	Valor de Mercado (*) 31/12/2016
CTEEP	Equivalência Patrimonial	36,05%	3.848.829	3.744.704
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	1.377.138	1.363.366
AES Tiete	Valor de mercado	7,94%	398.161	437.197
ENERGISA MT	Equivalência Patrimonial	22,01%	418.862	397.129
COELCE	Valor de mercado	7,06%	270.825	251.938
ENERGISA S.A	Valor de mercado	2,31%	218.432	148.661
CESP	Valor de mercado	2,05%	133.709	129.096
CEEE-GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	516.139	259.193
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	94.872	93.076
EMAE	Equivalência Patrimonial	40,44%	131.189	123.692
CELPA	Valor de mercado	0,99%	38.556	48.895
CELESC	Valor de mercado	10,75%	112.396	65.920
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	34.264	23.660
CPFL Energia	Valor de mercado	0,00%	-	45.431
CELPE	Valor de mercado	1,56%	18.258	21.688
COPEL	Valor de mercado	0,56%	32.759	29.207
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	25.491	26.229
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	17.551	15.895
CEB	Valor de mercado	2,10%	8.339	8.305
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	321	207

(*) Baseado na cotação das ações na data-base.

15.5 Resumo das informações dos principais empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

31/12/2017

		ATIVO					PASSIVO					
		Circulante		Não Circulante			Circulante		Não Circulante			
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Total Ativo	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Patrimônio líquido	Total Passivo
Norte Energia S.A	49,98%	6.662	758.559	39.112.347	1.198.015	41.075.583	1.707.983	1.616.848	25.546.587	651.068	11.553.097	41.075.583
Madeira Energia S.A. (MESA)	39,00%	54.517	502.221	21.610.727	1.983.133	24.150.598	700.368	1.329.966	14.351.964	2.441.185	5.327.115	24.150.598
ESBR Participações	40,00%	34.942	853.131	21.112.677	609.424	22.610.174	366.460	575.246	10.696.889	2.728.727	8.242.852	22.610.174
Teles Pires Participações	49,44%	16.073	163.415	5.130.567	253.434	5.563.489	195.417	200.595	3.213.780	389.116	1.564.581	5.563.489
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	405	661.310	-	5.964.864	6.626.579	112.149	102.184	2.539.617	856.262	3.016.367	6.626.579
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	49,00%	313	173.300	5.659.537	107.676	5.940.826	220.000	88.492	1.973.559	976.093	2.682.682	5.940.826
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	98.638	314.214	-	3.615.305	4.028.157	75.597	133.354	797.490	913.135	2.108.581	4.028.157
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	40,00%	116.427	213.292	2.810.636	153.695	3.294.050	138.788	287.902	1.172.181	720.226	974.953	3.294.050
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	190.995	9.296	3.240.312	317.981	3.758.584	22.569	70.849	1.651.347	64.607	1.949.212	3.758.584
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	61.494	173.981	-	2.386.043	2.621.518	74.449	95.821	688.775	374.384	1.388.089	2.621.518
Serra do Facão Energia S.A.	49,47%	2	102.870	1.849.919	145.906	2.098.697	49.633	165.764	327.914	1.502.405	52.981	2.098.697
Companhia Energética Sinop	49,00%	216.130	10.709	-	1.908.867	2.135.706	22.292	101.362	887.364	23.673	1.101.015	2.135.706
Enerpeixe S.A.	40,00%	188.574	262.377	1.520.658	170.111	2.141.720	178.570	487.881	492.997	252.267	730.005	2.141.720
Paranaíba Transmissora	24,50%	14.677	22.608	1.558.028	54.330	1.649.643	53.318	43.298	638.779	260.406	653.842	1.649.643
Mata de Santa Genebra	49,90%	9.877	12.089	1.501.117	66.825	1.589.908	554.688	25.218	-	83.311	926.691	1.589.908
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	47.547	96.294	1.064.527	15.612	1.223.980	33.443	37.042	249.996	176.353	727.146	1.223.980
Santa Vitória do Palmar	49,00%	145.618	34.224	1.776.548	25	1.956.415	56.866	76.985	1.000.913	144.597	677.055	1.956.415
Transmissora Sul Litorânea de Energia (TSLE)	51,00%	6.723	121.200	848.967	42.018	1.018.908	41.838	36.960	528.565	22.968	388.577	1.018.908
Chapada Piauí I Holding S.A.	49,00%	17.896	23.310	839.914	21.543	902.663	39.237	41.743	503.967	7.331	310.385	902.663
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	32.155	50.486	-	741.313	823.954	35.400	55.976	277.707	13.333	441.538	823.954
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	19.376	19.779	761.511	24.153	824.819	24.239	22.141	543.917	93.801	140.721	824.819
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	15.414	210.299	505.402	30.803	761.918	21.377	47.282	101.172	149.760	442.327	761.918
Chuí	49,00%	61.103	11.743	682.376	17.062	772.284	27.097	26.938	300.431	25.340	392.478	772.284
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	80,00%	27.050	29.554	570.103	32.757	659.464	212.619	8.226	106.174	10.644	321.801	659.464
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	10.099	6.607	650.360	13.456	680.522	17.240	54.636	184.702	53.574	370.370	680.522
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	32.554	168.610	417.904	11.432	630.500	31.763	22.742	60.294	88.707	426.994	630.500
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	2.586	4.671	462.875	-	470.132	23.109	3.663	106.680	2.726	333.954	470.132
Vamcruz I	49,00%	52.902	31.929	472.194	-	557.025	16.679	42.355	206.984	22.361	268.646	557.025
Serra das Vacas Holding	49,00%	7.013	8.989	488.798	14.743	519.543	19.216	7.706	250.101	61.897	180.623	519.543
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	49,00%	14.620	6.226	447.099	5.664	473.609	12.363	18.071	95.063	32.811	315.301	473.609
Vale do São Bartolomeu	39,00%	1.052	2.176	459.597	-	462.825	20.068	27.431	104.182	425	310.719	462.825
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	49,00%	6.831	72.110	-	336.922	415.863	13.273	41.239	109.784	37.302	214.265	415.863
Lajeado Energia	40,07%	106.662	104.197	1.571.997	99.808	1.882.664	160.517	243.212	527.096	100.277	851.562	1.882.664
CTEEP	36,05%	6.585	2.637.124	60.241	14.548.223	17.252.173	451.440	337.664	1.491.548	3.771.865	11.199.656	17.252.173
Transnorte Energia S.A.	49,00%	8.168	7.502	-	291.903	307.573	-	1.388	-	3.367	302.818	307.573
MGE Transmissão S.A.	49,00%	5.843	4.037	352.728	8.176	370.784	9.282	19.336	75.028	32.366	234.772	370.784
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	49,00%	14.256	9.619	353.676	11.886	389.437	13.564	13.618	94.943	13.462	253.850	389.437
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71%	122	29.634	-	290.151	319.907	-	8.926	-	62.486	248.495	319.907
Rouar	50,00%	87.655	4.972	286.181	2.499	381.307	9.812	1.102	155.945	3.660	210.787	381.306
Paulista Lajeado	40,07%	24.086	23.951	13	120.664	168.714	36.453	6.072	-	258	125.931	168.714
Mangue Seco II	49,00%	20.321	1.906	89.227	3.124	114.578	3.147	1.988	67.800	3.688	37.955	114.578
CEB Lajeado	2,10%	5.448	30.394	88.402	192.830	317.074	-	43.182	-	-	273.892	317.074
CEMAR	33,55%	1.742.518	1.135.366	3.253.642	421.814	6.553.340	683.850	768.721	2.305.917	347.053	2.447.799	6.553.340
EMAE	40,44%	71.319	148.013	169.982	740.777	1.130.091	6.994	85.975	83.380	223.316	730.426	1.130.091

Notas Explicativas

I - Ativo e Passivo

31/12/2016

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO					PASSIVO					
		Circulante		Não Circulante			Circulante		Não Circulante			
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Total Ativo	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Patrimônio líquido	Total Passivo
Norte Energia S.A.	49,98%	205.796	577.981	36.345.981	409.376	37.539.134	630.932	989.348	24.984.318	435.958	10.498.578	37.539.134
Madeira Energia S.A. (MESA)	39,00%	57.974	1.461.991	22.440.401	1.116.717	25.077.083	602.359	2.528.667	14.466	15.512.974	6.418.617	25.077.083
ESBR Participações S.A.	40,00%	74.219	560.964	22.175.679	886.818	23.697.680	340.189	906.710	10.904.779	3.216.193	8.329.809	23.697.680
Teles Pires Participações	49,44%	27.907	143.105	5.145.968	441.642	5.758.622	357.288	196.203	3.175.138	412.000	1.617.993	5.758.622
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	49,00%	188.838	536.105	4.948.367	75.684	5.748.994	199.759	188.943	1.660.706	1.394.465	2.305.121	5.748.994
Belo Monte Transmissora	49,00%	216.126	11.936	4.012.330	-	4.240.392	1.730.241	297.513	-	82.518	2.130.120	4.240.392
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	52.759	302.936	3.704.987	-	4.060.682	81.504	162.467	1.133.913	691.192	1.991.606	4.060.682
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	40,00%	280.082	297.214	2.895.327	185.466	3.658.089	137.753	253.650	1.292.239	732.750	1.241.697	3.658.089
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	38.909	171.939	42.199	2.607.266	2.860.313	73.426	168.352	741.918	556.510	1.320.107	2.860.313
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	38.221	510	2.383.308	259.447	2.681.486	3.928	64.665	1.014.509	342.992	1.255.392	2.681.486
Serra do Facão Energia S.A.	49,47%	31.248	44.680	1.950.905	149.492	2.176.325	46.135	181.816	366.117	1.534.414	47.843	2.176.325
Enerpeixe S.A.	40,00%	81.402	54.031	1.571.686	55.652	1.762.771	2.299	212.062	348.332	262.143	937.935	1.762.771
Companhia Energética SINOP S.A.	49,00%	119.037	5.742	1.377.142	5.449	1.507.370	-	66.050	540.128	21.153	880.039	1.507.370
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	23.631	95.674	1.190.415	26.622	1.336.342	33.209	69.845	282.910	215.537	734.841	1.336.342
Chapada Piauí I Holding S.A.	49,00%	27.445	18.502	883.960	392.127	1.322.034	34.224	159.296	462.236	470.946	195.332	1.322.034
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	15.640	20.228	788.559	492.512	1.316.939	22.354	19.646	559.680	549.622	165.637	1.316.939
Paranaíba	24,50%	6.107	20.870	1.228.931	42.042	1.297.950	45.624	8.235	564.667	76.745	602.679	1.297.950
Santa Vitória do Palmar	49,00%	8.830	15.903	1.071.713	31.878	1.128.324	23.903	47.291	719.797	159.335	177.998	1.128.324
TSLE	51,00%	6.208	52.774	2.389	915.427	976.798	37.231	54.633	417.621	192.255	275.058	976.798
Mata de Santa Genebra	49,90%	13.567	11.326	859.203	36.111	920.207	481.894	25.772	-	30.246	382.295	920.207
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	49.380	52.713	733.188	30.765	866.046	34.944	79.854	311.061	13.046	427.141	866.046
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	15.357	207.636	527.763	14.959	765.715	20.327	63.515	122.497	145.298	414.078	765.715
TSBE	80,00%	23.295	28.669	57	644.361	696.382	25.153	8.796	308.860	6.730	346.843	696.382
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	10.190	5.900	632.207	9.794	658.091	16.787	42.929	196.031	54.767	347.577	658.091
Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	35.157	121.899	460.389	11.739	629.184	31.514	19.563	90.735	88.147	399.225	629.184
Chuí	49,00%	29.813	13.843	552.147	15.780	611.583	24.094	28.560	324.800	448.533	(214.404)	611.583
Vamcruz I Participações S.A.	0,00%	59.333	21.630	502.591	-	583.554	18.784	11.065	241.956	123.069	188.680	583.554
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	0,00%	12.695	7.599	511.454	-	531.748	16.069	60.117	224.145	53.972	177.445	531.748
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	615	904	496.575	4.853	502.947	17.942	9.651	138.349	79.219	257.786	502.947
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	49,00%	15.542	7.127	469.052	4	491.725	12.089	27.037	106.116	33.443	313.040	491.725
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	49,00%	19.222	10.998	363.575	13.073	406.868	13.418	11.325	107.348	11.097	263.680	406.868
CTEEP	36,05%	4.524	1.675.820	67.300	12.168.997	13.916.641	71.679	526.292	432.472	5.514.529	7.371.669	13.916.641
Lajeado Energia	47,07%	184.658	102.337	1.643.236	108.816	2.039.047	11.228	312.652	76.219	370.633	1.268.315	2.039.047

31/12/2017

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Norte Energia S.A	2.598.916	98.227	(754.831)	(17.520)	16.326	(417.645)
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.971.019	114.973	(1.551.186)	48.676	(1.091.502)	(838.814)
ESBR Participações	2.846.855	40.182	(1.260.501)	40.718	(86.957)	(791.802)
Teles Pires Participações	828.490	34.545	(371.793)	79.749	(231.419)	(177.517)
Belo Monte Transmissora de Energia	2.236.720	13.712	(347.477)	(198.322)	67.960	(167)
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	623.807	26.088	(201.868)	(83.763)	230.932	(7.122)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	313.543	10.787	(118.060)	(63.522)	111.421	(870)
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	839.787	27.510	(183.248)	(135.394)	270.251	(86.112)
Empresa de Energia São Manoel	-	500	(187)	3.183	(6.179)	-
Manaus Transmissora de Energia S.A.	164.073	7.526	(73.557)	(33.385)	54.957	-
Serra do Facão Energia S.A.	301.185	4.859	(134.189)	1.361	8.697	(100.551)
Companhia Energética Sinop	-	8.420	(382)	223.251	(434.311)	(418)
Enerpeixe S.A.	363.669	59.720	(104.306)	(17.663)	143.770	(53.003)
Paranaíba Transmissora	238.629	5.644	(64.775)	(40.717)	69.469	(38)
Mata de Santa Genebra	548.568	3.806	(78.621)	(21.648)	42.140	(58)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	123.187	5.543	(25.340)	40.298	(27.880)	(2.766)
Santa Vitória do Palmar	215.767	5.156	(72.910)	(7.762)	64.964	(50.965)
Transmissora Sul Litorânea de Energia (TSLE)	116.254	6.602	(64.654)	(2.073)	16.372	(105)
Chapada Piauí I Holding S.A.	97.363	2.531	(67.400)	(3.872)	(24.916)	-
Energética Águas da Pedra S.A.	240.155	8.176	(31.682)	(16.679)	88.386	(22.411)
Chapada Piauí II Holding S.A.	112.278	3.299	(69.195)	(4.676)	(14.092)	-
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	142.180	2.686	(20.627)	(31.602)	71.986	(1.558)
Chuí	110.402	4.847	(36.633)	(4.595)	174.969	(34.713)
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	53.374	3.724	(30.718)	12.329	(25.042)	(11)
Goiás Transmissão S.A.	74.153	1.783	(18.614)	(3.034)	35.149	(70)
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	129.146	3.839	(11.406)	(13.267)	59.609	(1.619)
Triângulo Mineiro Transmissora	100.122	1.692	(7.263)	(23.860)	48.569	(24)
Vamcruz I	95.972	611	(28.705)	(3.170)	16.355	(13.076)
Serra das Vacas Holding	80.159	1.724	(46.089)	(2.911)	(10.253)	(2.843)
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	42.641	1.683	(10.440)	(1.998)	6.900	(26)
Vale do São Bartolomeu	194.411	1.297	(4.546)	(38.234)	27.923	(24)
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	70.564	1.624	(12.429)	(7.993)	32.032	-
CTEEP	2.701.193	123.673	(189.889)	(595.645)	1.385.460	(9.627)
Transnorte Energia S.A.	2.992	715	(16)	209	(455)	-
MGE Transmissão S.A.	45.981	1.375	(7.942)	(1.960)	15.643	(25)
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	67.205	2.816	(12.344)	(2.527)	21.782	(10.459)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	25.087	541	(164)	(4.148)	13.548	(1)
Rouar	20.608	23	10.507	4.764	13.591	(16.784)
Paulista Lajeado	38.278	2.461	(4.050)	(2.911)	29.006	-
Mangue Seco II	18.962	2.747	(5.467)	(1.516)	3.305	(5.305)
CEB Lajeado	171.891	4.139	(599)	(19.729)	45.676	(5.906)
CEMAR	3.370.836	250.941	(275.911)	(101.942)	489.617	(168.564)
EMAE	50.682	17.126	(2.342)	(3.141)	7.487	(1.090)

Notas Explicativas

II - Resultado

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	31/12/2016					
	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Norte Energia S.A.	654.543	25.268	(175.959)	18.640	(76.967)	(88.813)
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.802.554	146.200	(1.551.719)	(23.636)	(617.200)	(674.767)
ESBR Participações S.A.	2.386.172	73.078	(1.134.269)	(722.295)	1.310.746	(663.663)
Teles Pires Participações	713.680	36.607	(321.778)	87.812	(121.799)	(181.471)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	830.043	28.693	(233.143)	(173.345)	404.887	(5.065)
Belo Monte Transmissora	-	233.318	(136.430)	(70.868)	17.748	(144)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	461.368	10.771	(131.351)	(143.807)	161.966	(1.157)
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	799.516	43.111	(246.887)	(122.060)	242.143	(86.449)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	266.126	-	-	(52.455)	83.876	(853)
Empresa de Energia São Manoel	-	19.705	(20.069)	160.159	(310.897)	-
Serra do Facão Energia S.A.	282.673	4.402	(210.833)	28.620	(43.176)	(100.578)
Enerpeixe S.A.	309.696	6.446	(47.824)	(4.223)	126.307	(50.171)
Companhia Energética SINOP S.A.	-	-	-	2.958	(5.735)	(6.387)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	230.909	5.310	(29.010)	(60.567)	90.768	(53)
Chapada Piauí I Holding S.A.	112.103	2.089	(98.497)	(4.129)	(39.749)	(30.785)
Chapada Piauí II Holding S.A.	98.876	2.646	(94.495)	(3.695)	(49.971)	(28.621)
Paranaíba	141.956	3.456	(57.397)	(21.544)	41.792	(19.456)
Santa Vitória do Palmar	101.857	4.216	(68.349)	(4.139)	75.503	(51.020)
TSLE	103.330	3.222	(68.980)	(18.041)	10.861	(52)
Mata de Santa Genebra	69.788	13.358	(86.721)	3.365	(6.403)	(35)
Energética Águas da Pedra S.A.	220.698	-	-	(20.038)	107.265	(25.950)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	160.739	3.001	(29.561)	43.921	156.718	(47)
TSBE	56.552	4.314	(36.988)	(2.809)	9.028	(11)
Goiás Transmissão S.A.	(35.469)	2.754	(19.761)	164	(40.679)	(254)
Integração Transmissora de Energia S.A.	100.314	4.504	(13.971)	(7.035)	61.070	(25)
Chuí	56.486	6.006	(39.276)	(3.279)	(57.043)	(34.658)
Vamcruz I Participações S.A.	65.723	2.988	(23.057)	(2.788)	6.070	(19.058)
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	62.690	(13)	(38.262)	(1.961)	(14.919)	(20.839)
Triângulo Mineiro Transmissora	31.551	79.398	(10.050)	(26.781)	34.605	-
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	65.994	2.086	(11.966)	(2.931)	60.560	(31)
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	63.181	1.922	(14.802)	(2.680)	17.200	(10.460)
CTEEP	7.789.240	76.684	(186.613)	(2.333.912)	4.949.334	(9.061)
Lajeado Energia	589.060	23.940	(140.539)	(63.690)	177.292	(72.837)

15.5.1 - Empresas de Distribuição:

(a) Celg Distribuição – CELG-D - Em 26 de setembro de 2014, a Companhia adquiriu 51% das ações ordinárias representativas do capital social da CELG D, tornando-se controladora da CELG D. A CELG D, é uma sociedade anônima de capital fechado, é concessionária de serviço público de energia elétrica no seguimento de distribuição e foi constituída em 23 de março de 2007.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou a referida controlada como ativo mantido para venda, uma vez que a Companhia estava comprometida com a alienação do controle acionário da referida controlada, que se concretizou no leilão de Desestatização ocorrido em 30 de novembro de 2016.

Em 14 de fevereiro de 2017, foi assinado, o contrato de compra e venda de Ações da CELG D entre Eletrobras, Companhia Celg de Participações – CELGPAR e ENEL BRASIL S/A, alienando a totalidade das ações da CELG D pertencentes a Eletrobras para a ENEL BRASIL S/A.

A Eletrobras recebeu, nesta data, o valor de R$ 1.065.266 referente à alienação da CELG D e reconheceu um ganho no resultado do período findo em 31 de março de 2017 relativo a venda da controlada no montante de R$ 1.524.687.

Para as demais empresas de distribuição, ver Nota 35.

15.5.2 – Empresas de Geração e Transmissão:

(a) Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - tem como objetivo principal a transmissão e a geração de energia elétrica diretamente ou através da participação em Sociedades de Propósito Específicos. A Companhia realiza estudos, projetos, construção, operação e manutenção das instalações dos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. O seu sistema de geração é formado por 5 usinas hidrelétricas, 2 PCH´s, 35 parques eólicos e uma unidade solar fotovoltaica perfazendo uma potência instalada de 6.708 MW*, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 2.487,1 km* de linhas de alta tensão.

(b) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) - concessionária de serviço público de energia elétrica que tem por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica. O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual superior a 97% da produção total. As operações da CHESF na atividade de geração de energia contam com 13 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.613 MW*, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 119 subestações e 20.313,3 Km* de linhas de alta tensão.

(c) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) - concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada pela Companhia, com atuação predominante nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. As operações da Companhia com a geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.860,05 MW* e 8 usinas termelétricas, com capacidade de 521,82 MW*, perfazendo uma capacidade instalada de 9.381,87 MW*. A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 11.617,12 Km* de linhas de transmissão, 56 subestações no Sistema Interligado Nacional – SIN, 190,20 Km* de linhas de transmissão, 11 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 11.807,32 Km* de linhas de transmissão e 57 subestações.

(d) Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) – controlada pela Companhia, atua na geração, transmissão e comercialização predominantemente na região abrangida pelo Distrito Federal e os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Pará, Tocantins, Rondônia, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, além de participar de Sociedades de Propósito Específico. O sistema de produção de energia elétrica operado por Furnas é composto por 10 usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 em parceria com a iniciativa privada e 8 em regime de sociedade de propósito específica (SPE), com uma potência instalada de 16.586,26 MW*, e 2 usinas termelétricas com 530 MW* de potência instalada total.

15.5.3 - Demais Empresas

a) Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) - concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A Companhia detém a concessão para a distribuição de energia elétrica em 217 municípios do Estado do Maranhão, regulada pelo Contrato de Concessão nº 60, de 28 de agosto de 2000, celebrado com a ANEEL, o qual permanece com o seu termo de vigência até agosto de 2030, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos.

b) Eletrobras Participações S.A. (Eletropar) - controlada pela Companhia, e tem por objeto social a participação no capital social de outras sociedades.

Em 15 de dezembro de 2015, a Assembleia Geral de Credores da Eletronet S.A., a qual a Eletropar é agente de Furnas, Chesf e Eletronorte, deliberou pela quitação das obrigações da Eletronet, tendo sido requerida a declaração judicial de extinção de obrigações e o encerramento da falência, com a retomada do exercício ordinário de suas atividades e a produção dos demais efeitos pertinentes.

Em 27 de novembro de 2015, foi celebrado o memorando de entendimento (MOU), assinado entre a Eletrobras, Eletropar e LT Bandeirantes (acionista majoritária da Eletronet), em que estabeleceu o direito de receber da Eletronet, e o dever de repassar integralmente às Cedentes Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas, o montante de R$ 15 milhões.

A Controlada Furnas emitiu cobranças contra a Controlada Eletropar, referente ao período de janeiro de 2016 até setembro de 2017. Entretanto, a Controlada Eletropar entende que há uma divergência entre a cobrança e os valores acordados no MOU.

c) Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica.

d) Companhia Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) - sociedade de capital aberto, autorizada a operar como concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo como atividades principais o planejamento, a construção e a operação de sistemas de transmissão de energia elétrica.

e) Centrais Elétricas do Pará S.A. (CELPA) - sociedade de capital aberto, sob o controle acionário da Equatorial Energia S.A. (Equatorial), que atua na distribuição e geração de energia elétrica no Estado do Pará, atendendo consumidores em 143 municípios, conforme Contrato de Concessão 182/1998, assinado em 28 de julho de 1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028. Além do contrato de distribuição, a CELPA possui Contrato de Concessão de Geração 181/98 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028, renovável por igual período. A investida apresentava em 31 de dezembro de 2017 um capital circulante líquido de R$ 1.118.596 (capital circulante líquido de R$ 950.562 em 31 de dezembro de 2016), o resultado determinou um patrimônio líquido de R$ 2.582.714 (R$ 2.118.012 em 31 de dezembro de 2016) e lucros de R$ 613.531 (lucros de R$ 351.556 em 31 de dezembro de 2016).

Todos os créditos existentes contra a investida até a data do ajuizamento do seu pedido de recuperação judicial, ainda que não vencidos, ressalvadas as exceções legais, deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial, aprovado em 01 de setembro de 2012 em assembleia geral de credores.

f) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (EMAE) - a concessionária de um complexo hidroenergético localizado no Alto Tietê, centrado na Usina Hidroelétrica Henry Borden. A EMAE dispõe, ainda, da UHE Rasgão e a UHE Porto Góes, ambas no Rio Tietê. No Vale do Paraíba, município de Pindamonhangaba, está instalada a UHE Isabel, atualmente

fora de operação. A investida apresentava em 31 de dezembro de 2017 um capital circulante líquido de R$ 177.472 (capital circulante líquido em 31 de dezembro de 2016 de R$ 127.875).

g) Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A. (Energisa MT) - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da Energisa S.A., atuando na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria através de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange o Estado de Mato Grosso, atendendo consumidores em 141 municípios. Conforme Contrato de Concessão de 03/1997, assinado em 11 de dezembro de 1997, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 11 de dezembro de 2027, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 04/1997, de 3 Usinas Termelétricas com suas respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027.

h) Norte Energia S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte), no rio Xingu, localizada no Estado do Pará e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A Companhia detém 49,98% do capital social da Norte Energia dos quais quais 34,98% estão divididos entre as subsidiárias Chesf (15%) e Eletronorte (19,98%). Essa investida vem despendendo quantias significativas em custos de organização, desenvolvimento e pré-operação, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras. A investida necessitará de recursos financeiros dos seus acionistas e de terceiros em montante significativo, para a conclusão de sua Usina Hidrelétrica. Em 31 de dezembro de 2017, a investida apresentava um capital circulante líquido negativo de R$ 2.559.610 (R$ 836.503 negativo em 31 de dezembro de 2016).

i) Madeira Energia S.A. – sociedade anônima de capital fechado, constituída em 27 de agosto de 2007, e tem por objetivo a construção e exploração da Usina Hidrelétrica Santo Antônio localizada em trecho do Rio Madeira, município de Porto Velho, Estado de Rondônia, e do seu Sistema de Transmissão Associado. A Companhia detém 39% do capital social da Madeira Energia. A investida está incorrendo em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento de projeto para construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, deverão ser absorvidos pelas receitas futuras das operações.

Em 31 de dezembro de 2017, a investida Madeira Energia S.A. (MESA), da qual Furnas tem participação de 39% apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante negativo de R$ 2.143.477 (R$ 1.611.061 negativo em 31 de dezembro de 2016). Para equalização da situação do capital circulante negativo, a investida conta com os aportes de recursos de seus acionistas.

Parte da situação financeira da MESA é afetada pelo reconhecimento de provisão para perdas sobre parte do valor esperado de recebimento de dispêndios reembolsáveis junto ao Consórcio Construtor Santo Antônio (CCSA).

I. Direito de Ressarcimento CCSA

Tal recebível teve sua origem por ocasião da assinatura do 2° termo aditivo ao Contrato de Concessão com a ANEEL, embasado pela apresentação de um cronograma de entrada em operação comercial pelo CCSA, antecipando, pela segunda vez, o início de entrada em operação das unidades geradoras do empreendimento, sendo firmado então, no Contrato

para Implantação da UHE Santo Antônio e em "Termos e Condições", o referido compromisso. No entanto, este cronograma não foi plenamente atendido, fazendo com que o resultado líquido desta apuração gerasse para a MESA um direito de ressarcimento junto ao CCSA.

Para a aferição do cálculo desse dispêndio reembolsável, o CCSA requereu a aplicação da cláusula 31.1.2.1.1 do contrato EPC, que apresenta o limitador contratual de R$ 122,00/MWh* para o repasse do custo pela compra de volume de energia. Diante desta consideração, a Administração da MESA efetuou, durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, análises adicionais, incluindo aspectos legais, e mudou sua estimativa quanto ao valor de realização do ativo (o acima citado direito de ressarcimento junto ao CCSA). Assim, sob o valor total do dispêndio reembolsável de R$ 1.566.298, foi reconhecida uma provisão para perda cujo valor em 31 de dezembro de 2017 foi de R$ 678.551, o que reflete o valor líquido esperado de recebimento de R$ 887.747 em dezembro de 2017 (R$ 891.105 em 31 de dezembro de 2016).

Para dirimir dúvidas quanto à utilização do limitador contratual considerado no cálculo de parte do resultado líquido da antecipação do cronograma de entrada em operação comercial da usina, prevista no 2° Termo Aditivo ao Contrato de Concessão firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), que originou o referido impairment, a Controlada requereu, perante a International Chamber of Commerce ("ICC"), a instauração de processo arbitral face ao CCSA, sendo que o mesmo é revestido de confidencialidade, nos termos do Regulamento de Arbitragem da ICC. O Tribunal Arbitral foi instaurado em janeiro de 2017.

Adicionalmente, SAAG Investimentos S.A. ("SAAG") e CEMIG Geração e Transmissão S.A. ("CEMIG") requereram perante a Câmara de Arbitragem do Mercado ("CAM"), instauração de procedimento arbitral em face da Madeira Energia S.A. – CAM 63/15, em razão da constituição do impairment, o qual foi julgado em 07 de junho de 2017, deferindo os pedidos dos requerentes e determinando a reversão do impairment citado acima. A sentença arbitral foi tempestivamente cumprida pela MESA e sua subsidiária integral, com a respectiva reversão do impairment no balancete contábil encerrado em julho de 2017.

Entretanto, a Companhia reconhece uma provisão para perda no valor de R$ 678.551 em 31 de dezembro de 2017 conforme supracitado.

II. Devolução de capital

Por meio de outro procedimento de arbitragem sigiloso iniciado em 2014 em face da MESA e junto à Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM nº 048/2014), os sócios SAAG Investimentos S.A. (SAAG) e Cemig Geração e Transmissão S.A. questionaram, substancialmente, parte do aumento de capital aprovado na MESA destinado ao pagamento de pleitos do Consórcio Construtor Santo Antônio ("CCSA"), no valor de aproximadamente R$ 780 milhões com fundamento na falta de apuração dos valores supostamente devidos pelo CCSA e de aprovação prévia pelo Conselho de Administração, como exigem o Estatuto e o Acordo de Acionistas da MESA, bem como na existência de créditos desta contra o CCSA, passíveis de compensação, em montante superior aos pleitos.

Em atendimento à Sentença Arbitral proferida pela Câmara de Arbitragem do Mercado – CAM 48/14, procedeu-se a anulação parcial do aumento de capital ocorrido na Assembleia Geral Extraordinária de 21.10.2014, que gerou o cancelamento de 605.280.000 (seiscentos e cinco milhões e duzentas e oitenta mil) ações, subscritas e integralizadas, sendo pertencente a Furnas o montante de 304.200.000 (trezentos e quatro milhões e duzentos mil) ações.

Em 31 de dezembro de 2017 os efeitos da anulação parcial do aumento de capital retroagem ao exercício de 2014 estão atualizados monetariamente pela aplicação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), cujo montante é de R$ 358.084. A devolução dos recursos aos acionistas depende de Assembleia Geral, a qual definirá a data e os critérios de atualização monetária, sendo que a estimativa da Administração é de que sejam corrigidos pelo IGPM e, caso a Companhia não efetue a devolução na data estabelecida pelos acionistas em Assembleia Geral a ser realizada sobre o tema, serão acrescidos juros de 1% ao mês.

j) ESBR Participações S.A. (ESBRP) - sociedade anônima de capital fechado, tem por objeto social exclusivo a participação no capital social da Sociedade de Propósito Específico (SPE) denominada Energia Sustentável do Brasil S.A ("ESBR"), detentora da concessão de uso do bem público para exploração da Usina Hidrelétrica Jirau, concluído em dezembro de 2015 no Rio Madeira, no Estado de Rondônia. A Companhia detém 40% do capital ESBRP. Em 31 de dezembro de 2017, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R$ 53.633 (R$ 611.716 negativo em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R$ 888.859 (R$ 801.902 em 31 de dezembro de 2016) e patrimônio líquido de R$ 8.242.852 (R$ 8.329.809 em 31 de dezembro de 2016).

k) Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IEMadeira) - constituída em 18 de dezembro de 2008 com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular as linhas de transmissão e subestações arrematadas nos Lotes D e F do Leilão nº 007/2008 da ANEEL. A linha de transmissão Porto Velho – Araraquara entrou em operação comercial em 01 de agosto de 2013. As estações Inversora e Retificadora entraram em operação comercial em 12 de maio de 2014. A companhia detém 49% do capital do IE Madeira. Em 30 de junho de 2017, foi aprovada em reunião do Conselho de Administração da Eletrobras, a transferência das participações acionárias da IEMadeira detidas pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) e Furnas Centrais Elétricas S.A. para Eletrobras Holding. A efetiva transferência das participações acionárias depende de autorização regulatória e ou de agentes financiadores.

l) Manaus Transmissora de Energia S.A. - sociedade anônima de capital fechado, constituída em 22 de abril de 2008 com o propósito específico de explorar concessões de serviços públicos de transmissão de energia elétrica, prestados mediante a implantação, operação, manutenção e construção de instalações de transmissão da rede básica do sistema elétrico brasileiro interligado, segundo os padrões estabelecidos na legislação e regulamentos em vigor.

A SPE detém a concessão, para construção, operação e manutenção de instalações de transmissão de Linha de Transmissão 500 kV* Oriximiná/Cariri CD, SE Itacoatiara 500/138 kV* e SE Cariri 500/230kV*.

O contrato de concessão foi assinado em 16 de outubro de 2008, pelo prazo de trinta anos, as atividades operacionais iniciaram em 2013.

A Companhia detém 49,50% do capital da Manaus Transmissora de Energia S.A.

m) Teles Pires Participações S.A. - tem por objeto o investimento na Companhia Hidrelétrica Teles para a implantação da Usina Hidrelétrica Teles Pires. A Companhia detém 49,44% do capital da Teles Pires Participações S.A.. Em 31 de dezembro de 2017, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R$ 216.524 (R$ 382.479 em 31 de dezembro de 2016) e patrimônio líquido de R$ 1.564.581 (R$ 1.167.993 em 31 de dezembro de 2016).

n) Mata de Santa Genebra Transmissora S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração do Sistema de Transmissão Mata de Santa Genebra, constituído por três linhas de transmissão que atravessam municípios dos Estados de São Paulo e Paraná. A Companhia detém 49,9% da Mata de Santa Genebra Transmissora S.A. Em 31 de dezembro de 2017, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R$ R$557.940 (R$ 482.773 negativo em 31 de dezembro de 2016) e patrimônio líquido de R$ 926.691 (R$ 382.295 em 31 de dezembro de 2016).

o) Belo Monte Transmissora de Energia S.A. – sociedade de propósito específico com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração a Linha de Transmissão CC Xingu/Estreito e instalações associadas que atravessam municípios dos Estados de Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais. A Companhia detém 49% da Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. Em 31 de dezembro de 2017, a investida apresentava capital circulante líquido de R$ 447.382 (R$ 1.799.692 - negativo em 31 de dezembro de 2016) e patrimônio líquido de R$ 3.016.367 (R$ 2.130.120 em 31 de dezembro de 2016).

p) Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto a distribuição de energia elétrica em 72 municípios do Rio Grande do Sul, atendendo aproximadamente 4 milhões de unidades consumidoras. A investida apresentave em 31 de dezembro de 2017 capital circulante líquido negativo R$ 1.007.314 (R$ 1.040.749 negativo em 31 de dezembro de 2016), o resultado determinou um passivo a descoberto de R$ 1.100.956 (R$ 1.236.010 em 31 de dezembro de 2016) e prejuízos acumulados de R$ 2.502.546 (R$ 2.416.289 em 31 de dezembro de 2016).

(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

15.5.4 – Sociedades sob Gestão

Companhia Energética de Roraima (CERR) - a Companhia assinou, em 26 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia Energética de Roraima. Este processo prevê que a Companhia poderá assumir o controle da CERR, por meio da aquisição do controle acionário da companhia.

A Companhia e o Governo do Estado de Roraima celebraram, inicialmente, um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, respeitadas as autorizações necessárias, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CERR que, após implementação de todos os seus termos, oferece uma opção de compra pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assume a gestão executiva da CERR, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CERR, os quais serão posteriormente substituídos por profissionais contratados no mercado.

Neste processo o Governo do Estado de Roraima obteve financiamento, com a finalidade de quitação das dívidas da CERR junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de preparar um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

Conforme Despacho do Ministério de Minas e Energia - MME, de 03 de agosto de 2016, a Companhia Energética de Roraima ("CERR"), empresa sob controle do Estado de Roraima, teve indeferido seu pedido de renovação da concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica, a ela outorgada por meio da Portaria MME 920, de 5 de novembro de 2016.

Desta forma, conforme dispõe o artigo 9º, parágrafo primeiro, da Lei 12.783/2013, o Ministério de Minas e Energia designou a subsidiária da Eletrobras Boa Vista Energia S.A ("Boa Vista"), como responsável pela prestação do serviço de público de distribuição de energia elétrica da área referente a então concessão da CERR, no interior do Estado de Roraima, até que haja assunção de nova concessionária em relicitação a ser realizada ou até 31 de dezembro de 2017, o que ocorrer primeiro.

Devido a não renovação da concessão da Companhia Energética de Roraima – CERR, o acordo de acionistas celebrado entre a Eletrobras e o Estado de Roraima, em 12 de setembro de 2013, para gestão compartilhada da CERR, perdeu sua vigência, em conformidade com o disposto no referido instrumento.

As obrigações contraídas pela Boa Vista na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário, nos termos do edital de licitação a ser lançado pelo Poder Concedente, não cabendo à Eletrobras ou à Boa Vista, durante o período de prestação de serviços temporária, fazer qualquer aporte de recursos na CERR, mesmo que para manutenção ou operação dos serviços de distribuição.

15.5.5 – Sociedades de Propósito Específico

Ao longo dos últimos anos, as Empresas do Sistema Eletrobras firmaram investimentos em parcerias em projetos com a iniciativa privada, onde a Companhia figura como acionista não controlador. Estes empreendimentos têm como objeto a atuação na área de geração e transmissão de energia elétrica, cujos valores aportados estão classificados na rubrica de Investimentos.

Os demais investimentos com participação relevante da companhia suas controladas, controladas em conjunto e coligadas são as seguintes:

Notas Explicativas

Eletrobras

Investimentos em Controladas em Conjunto e Coligadas						
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Valor do Investimento
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	Trasmissão	Chesf	49,00%	Alusa	51,00%	216.741
Manaus Construtora Ltda.	Construção - Transmissão	Chesf Eletronorte	19,50% 30,00%	Abengoa	50,50%	33.272
Energia Sustentável do Brasil - ESBR	Geração - UHE Jirau	Chesf Eletrosul	20,00% 20,00%	GDF Suez Energy Latin America Ltda. Mizha Participações S.A	40,00% 20,00%	3.297.140
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A	Trasmissão	Chesf	49,00%	ATP Engenharia Ltda	51,00%	27.309
Norte Energia S.A	Geração - UHE Belo Monte	Chesf Eletronorte Eletrobras	15,00% 19,98% 15,00%	Petros Outros	10,00% 40,02%	4.091.913
Enerpeixe S.A.	Geração - UHE Peixei Angical	Furnas	40,00%	EDP	60,00%	292.002
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte	49,00%	Abengoa	51,00%	1.046.172
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletrosul	51,00%	CEEE-GT	49,00%	10.573
Amapari Energia S.A	Geração - UTE Serra do Navio	Eletronorte	49,00%	MPX Energia S.A	51,00%	-
Chapecoense	Geração - UHE Foz do Chapecó	Furnas	40,00%	CPFL CEEE-GT	51,00% 9,00%	389.981
Serra do Facão Energia	Geração - UHE Serra do Facão	Furnas	49,47%	Alcoa Alumínio DME Energética Camargo Corrêa	34,97% 10,08% 5,48%	26.212
Retiro Baixo	Geração - Retiro Baixo	Furnas	49,00%	Orteng Arcadis Logos	25,50% 25,50%	124.386
Baguari Energia	Geração - UHE Baguari	Furnas	30,61%	Cemig	69,39%	65.289
Transenergia Renovável S.A.	Trasmissão	Furnas	49,00%	GEBRAS Participações Ltda.	51,00%	154.498
Interligação Elétrica Garanhuns S.A	Trasmissão	Chesf	49,00%	CTEEP	51,00%	356.302
Livramento	Geração - Cerro Chato IV, V, VI, Ibirapuitã	Eletrosul	59,00%	Rio Bravo	41,00%	-
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S/A	Trasmissão	Eletrosul	80,00%	Copel	20,00%	257.441
TSLE - Transmissora Sul Litorânia de Energia S.A	Trasmissão	Eletrosul	51,00%	CEEE-GT	49,00%	198.174
Marumbi Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletrosul	20,00%	Copel	80,00%	21.335
Costa Oeste Transmissora de Energia	Trasmissão	Eletrosul	49,00%	Copel	51,00%	32.327
Teles Pires Participações S.A	Geração - UHE Teles Pires	Eletrosul Furnas	24,72% 24,72%	Neoenergia	50,56%	764.559
Construtora Integração	Trasmissão	Eletronorte	49,00%	Abengoa	51,00%	23.860
Transnorte Energia S.A.	Trasmissão	Eletronorte	49,00%	Alupar	51,00%	148.453
Goiás Transmissão S.A	Trasmissão	Furnas	49,00%	Bogotá	51,00%	181.481
Madeira Energia S.A	Geração - UHE Santo Antônio	Furnas	39,00%	Odebrecht Energia SAAG Investimentos S.A Cemig Fundo de Investimento em Participações Amazônia Energia	18,60% 12,40% 10,00% 20,00%	2.077.575
MGE - Transmissão	Trasmissão	Furnas	49,00%	Gebbras Participações Ltda	51,00%	115.039
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	Trasmissão	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	163.637
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Trasmissão	Furnas	24,50%	Copel State Grid	24,50% 51,00%	160.191
Central Eólica Famosa I	Geração - Parque Eólico Famosa I	Furnas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	738
Central Eólica Pau Brasil	Geração - Parque Eólico Pau Brasil	Furnas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	692
Central Eólica Rosada	Geração - Parque EOL Rosada	Furnas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	1.115
Central Eólica de São Paulo	Geração - Parque EOL Rosada	Furnas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	765
Vale do São Bartolomeu	Trasmissão	Furnas	39,00%	FIP Participações Caixa Milão CELG GT	51,00% 10,00%	123.131
Punaú I	Geração - EOL Punaú I	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão CGE Punaú I	50,99% 0,01%	1.744
Carnaúba I	Geração - EOL Carnaúba I	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão CGE Carnaúba I	50,99% 0,01%	1.985
Carnaúba II	Geração - EOL Carnaúba II	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão CGE Carnaúba II	50,99% 0,01%	1.972
Carnaúba III	Geração - EOL Carnaúba III	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão CGE Carnaúba III	50,99% 0,01%	1.375

Notas Explicativas

Investimentos em Controladas em Conjunto e Coligadas

Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Valor do Investimento
Carnaúba V	Geração - EOL Carnaúba V	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão CGE Carnaúba V	50,99% 0,01%	2.283
Cervantes I	Geração - EOL Cervantes I	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão CGE Cervantes I	50,99% 0,01%	1.416
Cervantes II	Geração - EOL Cervantes II	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão CGE Cervantes II	50,99% 0,01%	991
Bom Jesus	Geração - EOL Bom Jesus	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	1.031
Cachoeira	Geração - EOL Cachoeira	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	1.050
Pitimbu	Geração - EOL Pitimbu	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	1.454
São Caetano I	Geração - EOL São Caetano I	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	1.058
São Caetano	Geração - EOL São Caetano	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	1.260
São Galvão	Geração - EOL São Galvão	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	1.211
Companhia Energética Sinop S.A	Geração - UHE Sinop	Eletronorte Chesf	24,50% 24,50%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	716.939
Tijoa Participações e Investimentos	Geração - UHE Três Irmãos	Furnas	49,90%	Fundo de Investimento em Participações Constantinopla	50,10%	10.067
São Manoel	Geração - UHE São Manoel	Furnas	33,33%	CWEI (Brasil) Participações EDP Brasil	33,30% 33,40%	649.731
Transenergia São Paulo	Trasmissão	Furnas	49,00%	J.Malucelli	51,00%	93.433
Mata de Sta. Genebra Transmissora	Trasmissão	Furnas	49,90%	Copel	50,10%	459.169
Energia Olímpica	Trasmissão	Furnas	49,90%	Light S.A	50,10%	1.244
Inambari Geração de Energia (Igesa)	UHE Inambari	Furnas Eletrobras	19,60% 29,40%	OAS	51,00%	5
Belo Monte Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte Furnas	24,50% 24,50%	State Grid Brazil Holding (SGBH)	51,00%	1.638.460
CSE Energia	Geração	Furnas	49,90%	Juno Participações e Investimentos S.A	50,10%	1.244

Notas Explicativas

Nome	Objeto	Empresa	Part.%	Demais Acionistas	Part.%	Situação do empreendimento	Valor do Investimento
Energética Águas da Pedra S.A	Geração - UHE Dardanelos	Chesf Eletronorte	24,5% 24,5%	Neoenergia	51,00%	Em operação	224.668
Rouar S.A	Geração - Parque EOL em Colônia	Eletrobras	50,0%	UTE	50,00%	Em operação	105.413
CEB - LAJEADO	Geração - UHE CEB Lajeado	Eletrobras	40,07%	CEB	59,93%	Em operação	49.153
Lajeado Energia	Geração e Comercialização	Eletrobras	40,07%	EDP - Energias do Brasil S.A Governo do Estado do Tocantins	55,86% 4,07%	Em operação	64.103
Paulista Lajeado	Geração e Comercialização	Eletrobras	40,07%	Cia. Jaguari de Geração de Energia	59,93%	Em operação	30.436
AES Tiete	Geração	Eletrobras	7,94%	AES Corp BNDSPart Outros	24,28% 28,33% 39,45%	Em operação	398.161
Companhia Energética de Brasília - CEB	Geração - Transmissão - Distribuição	Eletrobras	2,10%	Distrito Federal - DF Outros	80,20% 17,70%	Em operação	8.339
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-D	Distribuição	Eletrobras	32,59%	CEE Participações Outros	65,92% 1,49%	Em operação	-
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-GT	Geração - Transmissão	Eletrobras	32,59%	CEE Participações Outros	65,92% 1,49%	Em operação	867.687
Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC	Distribuição	Eletrobras	10,75%	Estado de Santa Catarina Angra Volt FIA Poland Fia Outros	20,20% 14,46% 7,53% 47,06%	Em operação	112.396
Centrais Elétricas do Pará - CELPA	Distribuição	Eletrobras	0,99%	Equatorial Energia S.A. Outros	96,18% 2,83%	Em operação	38.556
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	Distribuição	Eletrobras	1,56%	Neoenergia Outros	89,65% 8,79%	Em operação	18.258
Companhia Energética do Maranhão São Luís - CEMAR	Distribuição	Eletrobras	33,55%	Equatorial Energia Outros	65,11% 1,34%	Em operação	821.010
Energisa MT	Distribuição	Eletrobras	22,01%	Rede Energia S.A Energisa Outros	57,67% 8,90% 11,42%	Em operação	395.927
Companhia Energetica de São Paulo - CESP	Geração - Comercialização	Eletrobras	2,05%	Fazenda do Estado de São Paulo Outros	36,98% 60,97%	Em operação	133.709
Duke Energy Geração	Geração	Eletrobras	0,47%	Duke Energy Internat. Brasil Ltda Outros	94,28% 5,25%	Em operação	17.551
Companhia Energética do Ceara - COELCE	Distribuição	Eletrobras	7,06%	Enel Brasil Enersis Américas Outros	58,87% 15,18% 18,89%	Em operação	270.825
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	Geração - Transmissão	Eletrobras	0,56%	Estado do Paraná BNDESPAR Outros	31,07% 23,96% 44,41%	Em operação	32.759
CTEEP	Transmissão	Eletrobras	35,39%	ISA Capital do Brasil Outros	35,91% 28,70%	Em operação	3.485.985
EMAE	Geração	Eletrobras	39,02%	Fazenda do Estado de São Paulo Outros Gipar S/A	38,99% 21,99% 30,95%	Em operação	331.556
Energisa Holding	Geração - Transmissão - Distribuição	Eletrobras	2,31%	GIF IV Fundo de Investimentos em Participações Outros	14,54% 52,20%	Em operação	218.432
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	Distribuição	Eletropar	1,25%	BNDESPar Outros	18,73% 80,02%	Em operação	34.264
EDP Energias do Brasil S.A	GT e Distribuição	Eletropar	0,31%	Grupo EDP Outros	51,00% 48,69%	Em operação	25.491
CPFL Energia S.A	GT e Distribuição	Eletropar	0,18%	StateGrid Outros	54,60% 45,22%	Em operação	-
Mangue Seco II	Geração	Eletrobras	49,00%	Petrobras	51,00%	Em operação	18.594
					TOTAL		25.694.718

15.6 – Aquisição de participações societárias

Ao longo dos últimos anos, as Empresas do Sistema Eletrobras firmaram investimentos em parcerias em projetos com a iniciativa privada, onde a Companhia figura como acionista não controlador. Estes empreendimentos têm como objeto a atuação na área de geração e transmissão de energia elétrica, cujos valores aportados estão classificados na rubrica de Investimentos.

No dia 30 de junho de 2017, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a transferência para a Eletrobras de determinadas participações acionárias detidas pelas controladas Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul, em sociedades de propósito específico (SPE).

Em 29 de dezembro de 2017, a Companhia adquiriu as controladas Chui IX, Santa Vitoria do Palmar, Hermenegildo I, Hermenegildo II e Hermenegildo III através de instrumento de dação de pagamento como forma de abatimento de dívidas da controlada Eletrosul. O valor de dívida abatida foi de R$ 957.029.

15.7 – Ações em garantia

Tendo em vista que a Companhia possui diversas ações no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (Vide Nota 30), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 10,02% em 31 de dezembro de 2017 (9,56% em 31 de dezembro 2016) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo:

CONTROLADORA			
31/12/2017			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	3.420.725	96,90%	3.314.682
EMAE	319.915	100%	319.915
CESP	133.709	98,96%	132.319
AES TIETE	398.161	99,66%	396.818
COELCE	270.825	93,35%	252.815
CGEEP	17.551	100%	17.551
ENERGISA MT	395.927	31,48%	124.639
CELPA	38.556	100%	38.556
CELPE	18.258	100%	18.258
CEEE - GT	867.687	100%	867.687
ENERGISA S.A.	218.432	82,72%	180.687
CELESC	112.396	99,11%	111.396
CEMAR	821.010	97,96%	804.261
CEB Lajeado	49.153	99,97%	49.137
SUBTOTAL	7.082.305		6.628.721

NOTA 16 – IMOBILIZADO

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura para geração de energia elétrica de concessões não prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

Os bens que compõe o ativo imobilizado da Companhia, associados e identificados como ativos da concessão de serviço público, não podem ser vendidos nem dados em garantia a terceiros.

As Obrigações Especiais (obrigações vinculadas às concessões) correspondem a recursos recebidos de consumidores com o objetivo de contribuir na execução de projetos de expansão necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica e são alocadas aos empreendimentos correspondentes. Os ativos adquiridos com os correspondentes recursos são registrados no imobilizado da Companhia, conforme disposições estabelecidas pela ANEEL. Em virtude de sua natureza essas contribuições não representam obrigações financeiras efetivas, uma vez que não serão devolvidas aos consumidores.

Notas Explicativas

	CONSOLIDADO				
	31/12/2017				
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	*Impairment* *	Valor líquido
Em serviço					
Geração	50.132.157	(24.120.639)	(607.383)	(13.804.579)	11.599.556
Administração	2.406.319	(1.537.139)	(8.413)	-	860.767
Distribuição	1.398.468	(557.042)	-	-	841.426
	53.936.944	(26.214.819)	(615.796)	(13.804.579)	13.301.749
Em curso					
Geração	13.827.544	-	-	-	13.827.544
Administração	836.544	-	-	-	836.544
	14.664.088	-	-	-	14.664.088
	68.601.032	(26.214.819)	(615.796)	(13.804.579)	27.965.837

	CONSOLIDADO				
	31/12/2016				
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	*Impairment* *	Valor líquido
Em serviço					
Geração	47.456.125	(23.064.664)	(538.375)	(12.141.003)	11.712.083
Administração	2.491.860	(1.514.448)	(9.292)	-	968.119
Distribuição	1.398.468	(499.344)	-	-	899.124
	51.346.453	(25.078.456)	(547.667)	(12.141.003)	13.579.326
Em curso					
Geração	12.353.688	-	-	-	12.353.688
Administração	879.911	-	-	-	879.911
	13.233.599	-	-	-	13.233.599
	64.580.052	(25.078.456)	(547.667)	(12.141.003)	26.812.925

* Vide nota 19

Notas Explicativas

Eletrobras

Movimentação do Imobilizado

	CONSOLIDADO					
	Saldo em 31/12/2016	Adições	Transferência	Baixas	Aquisição de Controladas (*)	Saldo em 31/12/2017
Geração / Comercialização						
Em serviço	47.456.125	198.582	(33.257)	(96.066)	2.606.773	50.132.157
Depreciação acumulada	(23.064.664)	(1.349.670)	194.497	99.198	-	(24.120.639)
Em curso	12.564.811	1.778.494	(378.979)	(15.734)	90.075	14.038.667
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(12.141.003)	(2.459.063)	105.379	988.028	(297.920)	(13.804.579)
Achados da Investigação	(211.123)	-	-	-	-	(211.123)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(538.375)	(28)	-	6.911	(75.891)	(607.383)
	24.065.771	(1.831.684)	(112.360)	982.337	2.323.037	25.427.101
Distribuição						
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(499.344)	(57.698)	-	-	-	(557.042)
	899.124	(57.698)	-	-	-	841.426
Administração						
Em serviço	2.491.860	12.615	65.212	(163.482)	114	2.406.319
Depreciação acumulada	(1.514.448)	(136.531)	(7.139)	120.980	-	(1.537.139)
Em curso	879.911	82.000	(64.902)	(61.331)	866	836.544
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(9.292)	(27)	-	905	-	(8.414)
	1.848.030	(41.943)	(6.829)	(102.929)	980	1.697.310
TOTAL	26.812.925	(1.931.325)	(119.189)	879.408	2.324.017	27.965.837

(*) Transferência de SPEs da Eletrosul para a Eletrobras vide nota explicativa 15.6.

	CONSOLIDADO				
	Saldo em 31/12/2015	Adições	Transferência	Baixas	Saldo em 31/12/2016
Geração / Comercialização					
Em serviço	46.003.180	184.468	1.287.960	(19.483)	47.456.125
Depreciação acumulada	(21.740.065)	(1.363.922)	27.098	12.225	(23.064.664)
Em curso	11.870.318	2.106.303	(1.355.214)	(56.596)	12.564.811
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(8.684.088)	(3.876.375)	14.048	405.412	(12.141.003)
Achados da Investigação	-	-	-	(211.123)	(211.123)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(633.602)	(2.540)	(6.951)	104.718	(538.375)
	26.815.743	(2.952.066)	(33.059)	235.153	24.065.771
Distribuição					
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(441.647)	(57.697)	-	-	(499.344)
	956.821	(57.697)	-	-	899.124
Administração					
Em serviço	2.444.828	49.578	217.570	(220.116)	2.491.860
Depreciação acumulada	(1.445.137)	(149.132)	(100.422)	180.243	(1.514.448)
Em curso	799.908	136.791	(56.719)	(69)	879.911
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(25.518)	-	-	16.226	(9.292)
	1.774.081	37.236	60.429	(23.716)	1.848.030
TOTAL	29.546.645	(2.972.527)	27.370	211.437	26.812.925

Notas Explicativas

Taxa média de depreciação e depreciação acumulada:

	CONSOLIDADO			
	31/12/2017		31/12/2016	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Geração				
Hidráulica	2,48%	16.938.117	2,53%	15.920.174
Nuclear	3,93%	4.842.938	3,93%	4.439.098
Térmica	3,26%	2.166.751	4,03%	2.542.610
Eólica	6,99%	164.395	6,89%	161.681
Comercialização	2,92%	8.438	3,15%	1.101
		24.120.639		23.064.664
Distribuição	3,00%	557.042	3,00%	499.344
		557.042		499.344
Administração	6,31%	1.537.139	6,00%	1.514.448
		1.537.139		1.514.448
Total		26.214.820		25.078.456

NOTA 17 – ATIVO (PASSIVO) FINANCEIRO – CONCESSÕES E ITAIPU

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida (item II)	45.974.236	42.743.612
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (item II)	3.887.272	3.630.829
	49.861.508	46.374.441
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (item II)	2.532.115	4.935.236
Valores a receber Parcela A e outros itens financeiros (item III)	832.013	(9.254)
	3.364.128	4.925.982
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (item II)	2.622.973	2.585.720
	55.848.609	53.886.143
Ativo Financeiro Itaipu (item I)	2.036.514	1.200.916
Total do ativo financeiro	57.885.123	55.087.059
Ativo Financeiro – Circulante	7.224.354	2.337.513
Ativo Financeiro – Não Circulante	50.660.769	52.749.546
Total do ativo financeiro	57.885.123	55.087.059

Notas Explicativas

Eletrobras

I – Ativo (Passivo) Financeiro de Itaipu

	CONTROLADORA	
	31/12/2017	31/12/2016
Contas a Receber	2.851.851	2.320.333
Direito de Ressarcimento	1.304.844	973.007
Fornecedores de Energia - Itaipu	(2.619.813)	(2.773.682)
Obrigações de ressarcimento	(2.320.540)	(1.731.675)
Total ativo (passivo) circulante	(783.658)	(1.212.017)
Contas a Receber	1.533.783	1.348.926
Direito de Ressarcimento	3.884.737	3.161.043
Obrigações de ressarcimento	(2.598.348)	(2.097.036)
Total ativo não circulante	2.820.172	2.412.933
Total ativo	2.036.514	1.200.916

Os efeitos da constituição do ativo financeiro Itaipu estão inseridos acima e são detalhados a seguir:

I.I - Valores Decorrentes da Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu Binacional

a) Fator de ajuste

O saldo decorrente do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentado no Ativo Não Circulante, monta a R$ 3.884.737 em 31 de dezembro de 2017, equivalentes a US$ 1.174.346 (R$ 3.161.043 em 31 de dezembro de 2016, equivalentes a US$ 969.913), dos quais R$ 3.401.339 , equivalente a US$ 1.028.216, serão repassados ao Tesouro Nacional até 2023, como decorrência da operação de cessão de crédito realizada entre a Companhia e o Tesouro Nacional, em 1999.

Tais valores serão realizados mediante a sua inclusão na tarifa de repasse a ser praticada até 2023.

b) Comercialização de energia elétrica

No período findo em 31 de dezembro 2017 foi comercializado o equivalente a 82.227 GWh* (130.380 GWh* em dezembro 2016), sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US$ 22,60 /kW* e a tarifa de repasse (venda), US$ 28,73 /kW* (US$ 20,60/kW* - suprimento; US$ 25,78/kM* - tarifa de repasse em dezembro 2016).

Essa operação de comercialização não impacta o resultado da Companhia, sendo que nos termos da atual regulamentação o resultado negativo representa um direito incondicional de recebimento e se positivo uma obrigação efetiva.

No exercício de 2017, a atividade foi superavitária em R$ 412.967 (deficitária em R$ 701.427 para o mesmo período em 2016), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

Notas Explicativas

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

II - Ativo Financeiro – Concessões Indenizáveis e Receita Anual Permitida

A rubrica ativo financeiro – concessões indenizáveis e receita anual permitida, no montante de R$ 55.016.596, sendo R$ 7.724.535 registrado no ativo circulante e R$ 47.292.061 registrado no ativo não circulante, em 31 de dezembro de 2017 (R$ 53.895.397 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao ativo financeiro a realizar, detido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões de distribuição, apurado pela aplicação do modelo misto, e nas concessões de geração e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambos previstos no ICPC 01 (IFRIC 12).

Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das remunerações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e demais Instalações de Transmissão - RPC, não depreciados e não amortizados, conforme parágrafo segundo do artigo 15 da Lei 12.783/2013.

Em 31 de dezembro de 2017, parte do montante de R$ 38.238.015 é referente a estimativa dos valores atualizados relativos aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 registrado na rubrica de Ativo Financeiro – Receita Anual Permitida, sendo R$ 7.185.011 classificado como empréstimos e recebíveis no circulante e R$ 31.053.004 no não circulante (R$ 36.570.883 em 31 de dezembro de 2016) (vide Nota 2.1), mensurado ao custo amortizado.

A partir de julho de 2017, a Companhia passou a receber as remunerações relativas aos ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 através da Receita Anual Permitida conforme determina Portaria MME nº 120/16. Esse valor será amortizado pelo período de oito anos. O IRPJ e a CSLL diferidos contabilizados sobre o valor da remuneração e respectiva atualização monetária está sendo revertido proporcionalmente ao recebimento da indenização. Em 31 de dezembro, o montante recebido no exercício equivale a R$ 3.255.696.

III - Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, incorporando os saldos dos valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão. O referido evento demanda o reconhecimento do saldo de quaisquer diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros ainda não recuperados ou liquidados.

a) Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

Os montantes registrados no circulante (ativo e passivo) referem-se aos valores já homologados pela ANEEL quando do reajuste tarifário concluído em 2017, e os montantes registrados no não circulante representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário em 2018.

Notas Explicativas

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Parcela "A"		
CVA		
CCC	1.219	1.219
CDE	2.805	13.538
Rede Básica	8.324	130
Custo de Aquisição de Energia Elétrica	267.230	46.103
Transporte Itaipu	-	(369)
PROINFA	(2.137)	30.663
ESS e EER	(177.382)	30.273
Neutralidade dos Encargos Setoriais	36.438	6.808
Sobrecontratação	397.111	(48.684)
Outros Componentes Financeiros	298.405	(88.935)
Total dos valores de parcela A e outros itens financeiros	832.013	(9.254)
Ativo circulante	569.016	436.596
Ativo não circulante	548.536	22.131
Passivo circulante	(285.539)	(461.180)
Passivo não circulante	-	(6.801)
Total	832.013	(9.254)

Notas Explicativas

NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO				
	SALDO EM 31/12/2016	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	SALDO EM 31/12/2017
Vinculados à Concessão - Geração	151.877	68.430	(44.150)	9.364	185.521
Em serviço	151.877	67.079	(43.909)	10.474	185.521
Ativo Intangível	263.719	95.565	(46.635)	11.092	323.741
Amortização acumulada	(112.000)	(29.250)	2.726	-	(138.524)
Obrigações especiais	286	764	-	(618)	432
Impairment	(128)	-	-	-	(128)
Em curso	-	1.351	(241)	(1.110)	-
Ativo Intangível	28.189	1.351	(241)	(10.061)	19.238
Obrigações especiais	(8.951)	-	-	8.951	-
Impairment	(19.238)	-	-	-	(19.238)
Vinculados à Concessão - Distribuição	106.249	(241.977)	227.103	(13.710)	77.665
Em serviço	12.332	(279.051)	226.802	116.947	77.030
Ativo Intangível	2.173.054	29.560	(22.797)	(1.052.860)	1.126.957
Amortização acumulada	(1.889.459)	(299.991)	9.399	1.153.337	(1.026.714)
Obrigações especiais	(34.207)	(8.620)	65.844	(46.229)	(23.212)
Impairment	(237.056)	-	174.356	62.699	(1)
Em curso	93.917	37.074	301	(130.657)	635
Ativo Intangível	112.898	38.258	-	(150.487)	669
Obrigações especiais	(18.981)	(1.184)	301	19.830	(34)
Vinculados à Concessão - Transmissão	83.837	-	-	-	83.837
Em serviço	82.536	-	-	-	82.536
Ativo Intangível	87.544	-	-	-	87.544
Amortização acumulada	(5.008)	-	-	-	(5.008)
Em curso	1.301	-	-	-	1.301
Ativo Intangível	1.301	-	-	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	419.776	(10.637)	29.550	(35.950)	402.739
Administração					
Em serviço	850.572	216.122	(24)	(36.535)	1.030.135
Amortização acumulada	(540.859)	(57.491)	-	50.472	(547.878)
Impairment	(79.339)	(215.340)	30.426	-	(264.253)
Em curso	209.572	46.072	(852)	(54.577)	200.215
Outros	(20.170)	-	-	4.690	(15.480)
Total	761.739	(184.184)	212.503	(40.296)	749.762

Notas Explicativas

	CONSOLIDADO				
	SALDO EM 31/12/2015	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	SALDO EM 31/12/2016
Vinculados à Concessão - Geração	146.173	(3.581)	528	8.757	151.877
Em serviço	90.720	(6.574)	592	67.147	151.885
Ativo Intangível	188.433	11.604	-	63.682	263.719
Amortização acumulada	(97.287)	(18.178)	-	3.465	(112.000)
Obrigações especiais	(298)	-	592	-	294
Impairment	(128)	-	-	-	(128)
Em curso	55.453	2.993	(64)	(58.390)	(8)
Ativo Intangível	69.602	2.993	(64)	(44.342)	28.189
Obrigações especiais	(8.959)	-		-	(8.959)
Impairment	(5.190)	-	-	(14.048)	(19.238)
Vinculados à Concessão - Distribuição	248.518	(439.561)	64.240	233.052	106.249
Em serviço	136.482	(454.961)	61.477	269.334	12.332
Ativo Intangível	1.859.648	19.951	(23.186)	316.641	2.173.054
Amortização acumulada	(1.660.646)	(232.167)	4.846	(1.492)	(1.889.459)
Obrigações especiais	(62.520)	(5.689)	79.817	(45.815)	(34.207)
Impairment	-	(237.056)	-	-	(237.056)
Em curso	112.036	15.400	2.763	(36.282)	93.917
Ativo Intangível	131.709	18.122	2.124	(39.057)	112.898
Obrigações especiais	(19.673)	(2.722)	639	2.775	(18.981)
Vinculados à Concessão - Transmissão	88.392	(3.010)	-	(1.545)	83.837
Em serviço	87.091	(3.010)	-	(1.545)	82.536
Ativo Intangível	91.151	500	-	(4.107)	87.544
Amortização acumulada	(4.060)	(3.510)	-	2.562	(5.008)
Em curso	1.301	-	-	-	1.301
Ativo Intangível	1.301	-	-	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	452.068	6.068	1.916	(40.276)	419.776
Administração					
Em serviço	831.315	22.682	64	(3.489)	850.572
Amortização acumulada	(478.484)	(52.861)	-	(9.514)	(540.859)
Impairment	(40.743)	(40.448)	1.852	-	(79.339)
Em curso	160.150	76.695	-	(27.273)	209.572
Outros	(20.170)	-	-	-	(20.170)
Total	935.151	(440.084)	66.684	199.988	761.739

Ativo intangível é substancialmente amortizado durante o prazo de concessão.

O prazo final das concessões das distribuidoras da Eletrobras expirou em 7 de julho de 2015. Conforme mencionado na Nota 2, as empresas de distribuição do Grupo Eletrobras procederam a rebifurcação da parcela do ativo financeiro na proporção correspondente, até 31 de julho de 2018, data limite para permanecer como responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos das distribuidoras.

NOTA 19 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

As premissas utilizadas consideram a melhor estimativa da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos das unidades geradoras de caixa. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão. Quando identificada a necessidade de constituição de provisão para redução ao valor recuperável de ativos de longo prazo, esta provisão é reconhecida no resultado do período, na rubrica Provisões Operacionais.
As premissas utilizadas pela Administração na determinação dos fluxos de caixa futuros descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração podem ser afetadas por diversos eventos incertos, dentre eles destacam-se: a manutenção

dos níveis de consumo de energia elétrica, taxa de crescimento da atividade econômica no país e a disponibilidade de recursos hídricos.

Embora grande parte da receita das unidades geradoras de caixa esteja vinculada a contratos com cláusulas de reajuste considerando uma proteção da inflação, mudanças no modelo político e econômico podem resultar em alta na projeção do risco-país, ocasionando uma elevação nas taxas de desconto utilizadas nos testes.
Foram consideradas as principais premissas definidas a seguir:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;

- Taxa de desconto (após os impostos) específica para os segmentos testados: 6,12% para geração não renovadas, 5,88% para geração renovadas (exceto nuclear) e 5,88% para transmissão (6,33% para geração, 6,02% para transmissão em 2016) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;

- Receitas projetadas de acordo com os contratos, sem previsão de renovação da concessão/autorização;

- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa, projetadas com base no Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG) para 5 anos e consistentes com o plano para os demais anos;

- A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos.

Usina Termonuclear de Angra 3

Durante o segundo semestre de 2017, a Companhia alterou a expectativa de sua conclusão do empreendimento Angra 3, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para 01 de janeiro de 2025. Em dezembro de 2016, esta previsão era de dezembro de 2022. Nesse mesmo período, o orçamento total do empreendimento foi atualizado para a base junho de 2017, de modo a refletir o impacto das fortes oscilações nos índices inflacionários e cambiais, além da reprogramação de atividades devido o novo cronograma da obra.

A metodologia aplicada no teste de "impairment" do empreendimento considera como ativo recuperável os custos já realizados até a data destas Demonstrações Financeiras, comparando com um fluxo de caixa descontado estendido até o término da vida útil econômica da Usina que corresponde a 40 anos, partindo da nova data de entrada em operação, janeiro de 2025, considerando como vida útil econômica o prazo de licença de operação compatível com a Usina Angra como de projeto semelhante.

A taxa de desconto 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.

A Companhia, levando em consideração este novo cenário, revisou as premissas do empreendimento Angra 3 e realizou um novo teste de recuperabilidade deste empreendimento em dezembro de 2017.

As principais premissas utilizadas no teste de recuperabilidade desse empreendimento estão descritas abaixo:

- Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e reajustes tarifários contratuais de inflação;

- 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% (dezembro de 2016, de 5,47 %). Nesses cálculos foram considerados além dos parâmetros tradicionais, o beta calculado pela ANEEL, 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.

- A tarifa contratual do empreendimento de Angra 3 é de R$ 148,65/MWh. Para o teste de *impairment*, na data base de 30 de dezembro de 2017, a tarifa utilizada foi ajustada pelos índices estabelecidos contratualmente, resultando no valor de R$ 244,51/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;

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

  A sinergia apurada para o projeto, considerando estudos internos, baseados na utilização da mão de obra da Companhia, apontou para um patamar de cerca de 25,4%, sendo esse percentual utilizado para estimativa do custo operacional de Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros (PMSO), da Usina Angra 3, no teste de *impairment.*

Apesar das alterações cronológicas do projeto, a Companhia vem assegurando a preservação e integridade dos serviços já executados, além disso, adotará providencias para a implementação de ações a um nível de desempenho com o intuito de tentar recuperar os possíveis impactos no cronograma da obra da Usina Angra 3.

A análise elaborada pela Companhia apurou um Valor Presente Líquido (VPL) negativo para o empreendimento de Angra 3 de R$ 11.289.195. Tal resultado determinou um registro negativo total no resultado de 2017 de R$ 989.562, compostos por baixa adicional por *impairment* no ativo imobilizado de Angra 3 de R$ 950.960 e complemento líquido do contrato oneroso de R$ 38.602 (vide Nota 33).

Notas Explicativas

O valor acumulado referente à provisão de valor recuperável da Usina Nuclear Angra 3, em 31 de dezembro de 2017, corresponde a R$ 9.900.353 (R$ 8.949.393 em 31 de dezembro de 2016), limitando-se ao total do ativo realizado do empreendimento.

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.

UTE Santa Cruz

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia registrou um *impairment* no montante de R$ 693.560 na UTE Santa Cruz em função dos custos associados aos investimentos necessários ao fechamento do ciclo combinado do empreendimento.

Contrato de transmissão 061-2001

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia registrou uma reversão de *impairment* no montante de R$ 961.144 no contrato de transmissão 061-2001 principalmente em decorrência da redução de despesa de pessoal observada com a realização do plano de aposentadoria extraordinária – PAE.

Em 31 de dezembro de 2017, o valor acumulado da provisão de redução ao valor recuperável referente a todos os empreendimentos da Companhia corresponde a R$ 16.681.419 (R$ 16.146.801 em 31 de dezembro de 2016).

A. Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) que apresentam provisão para *impairment*

A análise realizada pela Companhia em 31 de dezembro de 2017, determinou a necessidade de constituição/ (reversão) de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos:

Notas Explicativas

Eletrobras

Geração

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2016	Adições	Reversões	31/12/2017
UTN Angra 3	8.949.393	950.960	-	9.900.353
UHE Samuel	435.860	-	(127.014)	308.846
UHE Batalha	407.703	12.538	(34.972)	385.269
Candiota Fase B	356.065	10.233	-	366.298
Candiota Fase C	-	362.631	-	362.631
Casa Nova I	324.869	21.456	-	346.325
Complexo Eólico Pindaí	-	123.891	-	123.891
Complexo Eólico Pindaí II	-	54.531	-	54.531
Complexo Eólico Pindaí III	-	25.854		25.854
UTE Santa Cruz	-	693.560	-	693.560
UHE Simplício	342.328	57.790	(120.603)	279.515
UTE Camaçari	303.911	-	(23.342)	280.569
UHE Serra da Mesa	199.184	-	(199.184)	-
Eólica Hermenegildo III	145.319	-	(68.696)	76.623
Eólica Hermenegildo II	143.029	27.390	(72.839)	97.580
UHE Passo São João	130.292	-	(57.679)	72.613
Eólica Hermenegildo I	129.769	21.872	(58.892)	92.749
Livramento	-	129.869	-	129.869
UTE Coaracy Nunes	77.551	-	-	77.551
PCH João Borges	52.530	-	(5.437)	47.093
UHE São Domingos	44.252	-	(44.252)	-
PCH Rio Chapéu	41.755	-	(4.691)	37.064
Eólica Chuí IX	37.028	6.854	(16.723)	27.159
UTE Santana	27.840	-	-	27.840
UTE Mauá III	-	2.255	-	2.255
Outros	11.692	110.590	(114.375)	7.907
Total	12.160.370	2.612.274	(948.699)	13.823.945

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2015	Adições	Reversões	31/12/2016
UTN Angra 3	6.063.454	2.885.939	-	8.949.393
UHE Samuel	417.632	18.228	-	435.860
UHE Batalha	559.345	-	(151.642)	407.703
Candiota Fase B	119.939	236.126	-	356.065
Casa Nova I	163.496	161.373	-	324.869
UHE Simplício	382.864	-	(40.536)	342.328
UTE Camaçari	343.765	-	(39.854)	303.911
UHE Serra da Mesa	-	199.184	-	199.184
Eólica Hermenegildo III	75.598	69.721	-	145.319
Eólica Hermenegildo II	65.815	77.214	-	143.029
UHE Passo São João	118.132	12.160	-	130.292
Eólica Hermenegildo I	56.301	73.468	-	129.769
UTE Coaracy Nunes	77.551	-	-	77.551
PCH João Borges	44.038	8.492	-	52.530
UHE São Domingos	44.703	-	(451)	44.252
PCH Rio Chapéu	37.279	4.476	-	41.755
Eólica Chuí IX	22.631	14.397	-	37.028
UTE Santana	27.840	-	-	27.840
UTE Mauá III	102.191	-	(102.191)	-
Outros	81.717	130.247	(200.272)	11.692
Total	8.804.291	3.891.025	(494.500)	12.160.370

Notas Explicativas

Eletrobras

Transmissão

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2016	Adições	Reversões	31/12/2017
CC 061-2001	2.077.006	-	(961.144)	1.115.862
CT 006-2010 - LT Mascarenha/ Linhares (ES)	-	25.638	-	25.638
LT Jauru Porto Velho	311.545	-	(58.788)	252.757
CC 018-2012 Mossoró Ceará Mirim	100.497	-	-	100.497
CC 005-2012 Jardim NSra Socorro	89.830	-	-	89.830
CC 006-2009 Suape II e III	88.101	-	-	88.101
CC 014-2008 Eunápolis TFreitas	81.995	4.776	-	86.771
CC 020-2010 Igaporâ BJLapa	69.268	-	-	69.268
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	65.000	-	(65.000)	-
CC 017-2009 Natal III Sta Rita	59.517	-	-	59.517
LT Funil-Itapebi	53.541	-	-	53.541
LT Camaçari IV - Sapeaçu	50.106	2.758	-	52.864
LT Pólo	-	9.044	-	9.044
Tucuruí/Miramar	16.069	2.591	-	18.660
CC 010-2011 Paraíso Lagoa Nova	44.800	-	-	44.800
SE Coletora Porto Velho	43.973	-	(40.787)	3.186
LT Recife II - Suape II	43.153	1.972	-	45.125
CC 010-2007 Ibicoara Brumado	40.611	-	-	40.611
CC 017-2012 Mirueira Jaboatão	31.184	-	-	31.184
CC 018-2009 Eunáp TFreitas C2	30.232	-	-	30.232
SE Caxias / Ijuí / N. Petrópolis / Lajeado	27.553	-	(27.553)	-
CC 019-2012 Igaporã Pindaí	21.506	-	-	21.506
LT Presidente Médice - Santa Cruz	20.611	-	(2.067)	18.544
CC 015-2012 Camaçari IV Pirajá	18.060	-	-	18.060
LT Campos Novos - Nova Santa Rita	16.847	350	-	17.197
Outros	269.033	263.728	(232.334)	300.427
	3.670.038	310.857	(1.387.673)	2.593.222

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2015	Adições	Reversões	31/12/2016
CC 061-2001	174.389	1.902.617	-	2.077.006
LT Jauru Porto Velho	126.025	185.520	-	311.545
CC 018-2012 Mossoró Ceará Mirim	100.497	-	-	100.497
CC 005-2012 Jardim NSra Socorro	89.830	-	-	89.830
CC 006-2009 Suape II e III	88.101	-	-	88.101
CC 014-2008 Eunápolis TFreitas	64.773	17.222	-	81.995
CC 020-2010 Igaporâ BJLapa	69.268	-	-	69.268
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	35.574	29.426	-	65.000
CC 017-2009 Natal III Sta Rita	59.517	-	-	59.517
LT Funil-Itapebi	54.597	-	(1.056)	53.541
LT Camaçari IV - Sapeaçu	39.552	10.554	-	50.106
CC 010-2011 Paraíso Lagoa Nova	44.800	-	-	44.800
SE Coletora Porto Velho	34.123	9.850	-	43.973
LT Recife II - Suape II	28.325	14.828	-	43.153
CC 010-2007 Ibicoara Brumado	40.611	-	-	40.611
CC 017-2012 Mirueira Jaboatão	31.184	-	-	31.184
CC 018-2009 Eunáp TFreitas C2	30.232	-	-	30.232
SE Caxias / Ijuí / N. Petrópolis / Lajeado	32.259	-	(4.706)	27.553
CC 019-2012 Igaporã Pindaí	21.506	-	-	21.506
LT Presidente Médice - Santa Cruz	27.339	-	(6.728)	20.611
CC 015-2012 Camaçari IV Pirajá	18.060	-	-	18.060
LT Campos Novos - Nova Santa Rita	30.822	-	(13.975)	16.847
Outros	65.098	322.187	(102.183)	285.102
	1.306.482	2.492.204	(128.648)	3.670.038

Notas Explicativas

Eletrobras

Distribuição

Concessão	31/12/2016	Adições	Reversões	31/12/2017
Amazonas D	63.610	-	(63.610)	-
Cepisa	90.885	-	(90.885)	-
Eletroacre	-	10.012	(10.012)	-
Ceron	35.247	-	(35.247)	-
Ceal	32.446	-	(32.446)	-
Boa Vista	14.868	-	(14.868)	-
Total	237.056	10.012	(247.068)	-

Concessão	31/12/2015	Adições	Reversões	31/12/2016
Amazonas D	-	63.610	-	63.610
Cepisa	290.247	-	(199.362)	90.885
Eletroacre	90.808	-	(90.808)	-
Ceron	59.885	35.245	(59.883)	35.247
Ceal	-	32.446	-	32.446
Boa Vista	17.281	-	(2.413)	14.868
Total	458.221	131.301	(352.466)	237.056

Administração

Intangível - Administração	31/12/2016	Adições	Reversões	31/12/2017
Ágio de rentabilidade Futura (Livramento)	-	215.340	-	215.340
Brasilventos	27.201	-	(27.201)	-
Outros	52.138	-	(3.225)	48.913
Total	79.339	215.340	(30.426)	264.253

Intangível - Administração	31/12/2015	Adições	Reversões	31/12/2016
Ágio de rentabilidade Futura (Livramento)	-	-	-	-
Brasilventos	-	27.201	-	27.201
Outros	40.743	13.247	(1.852)	52.138
Total	40.743	40.448	(1.852)	79.339

Notas Explicativas

Seguem abaixo as posições de impairment no período:

	31/12/2017				
	Geração	Transmissão	Distribuição	Administração	Total
Imobilizado	13.804.579	-	-	-	13.804.579
Intangível	19.366	-	-	264.253	283.619
Ativo Financeiro	-	2.593.222	-	-	2.593.222
Total	13.823.945	2.593.222	-	264.253	16.681.420

	31/12/2016				
	Geração	Transmissão	Distribuição	Administração	Total
Imobilizado	12.141.003	-	-	-	12.141.003
Intangível	19.366	-	237.056	79.339	335.761
Ativo Financeiro	-	3.670.038	-	-	3.670.038
Total	12.160.369	3.670.038	237.056	79.339	16.146.802

B. Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) que não apresentam provisão para *impairment*

A maioria das UGCs que não sofreram *impairment* tem um valor recuperável superior ao valor contábil do ativo imobilizado. A tabela a seguir apresenta a porcentagem em que o valor recuperável ("VR") excede o valor contábil ("VC") dos ativos fixos, calculados da seguinte forma: (Valor recuperável / Valor contábil - 1). Além disso, a Companhia realizou uma análise de sensibilidade aumentando a taxa de desconto em 5% e 10% demonstrada abaixo, para avaliação do risco de *impairment* para cada UGC. As UGCs que apresentaram risco de impairment foram: CC 008-2005 Milagres Curemas, LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, LT - São Luiz II e São Luiz III, UHE S. DOMINGOS e CT 11/2010 e 02/2011.

Notas Explicativas

UGC	Taxa de desconto	Provisão para Impairment em 2017	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% var)	VR/VC-1 (10% var)	Risco de Impairment
UHE Balbina	6,12%	-	94,20%	91,90%	89,60%	-
UTE Aparecida Complexo	6,12%	-	47,10%	46,40%	45,70%	-
UTE Maua 3	6,62%	-	249,50%	239,60%	230,10%	-
Geração Boa Esperança	6,65%	-	443,50%	443,50%	443,40%	-
Geração Complexo PA + Moxotó	5,88%	-	569,50%	550,80%	533,00%	-
Geração Curemas	6,12%	-	79,50%	77,30%	75,00%	-
Geração Funil	5,88%	-	2496,50%	2426,50%	2359,50%	-
Geração Pedra	5,88%	-	297,40%	286,50%	276,20%	-
Geração Sobradinho	5,88%	-	766,00%	749,90%	734,10%	-
Geração Xingó	5,88%	-	3253,80%	3160,80%	3071,70%	-
UHE Itaparica	5,88%	-	1221,60%	1185,00%	1149,90%	-
CC 007-2005 Milagres Tauá	5,88%	-	23,10%	21,10%	19,10%	-
CC 008-2005 Milagres Curemas	5,88%	-	3,30%	1,60%	-0,10%	56
CC 013-2010 Aparica III	5,88%	-	8,70%	6,30%	4,00%	-
UHE Curuá-Una	6,12%	-	4,40%	2,80%	1,20%	-
UHE Tucuruí	6,12%	-	314,90%	308,80%	302,80%	-
Contrato nº 058 Rede básica	5,88%	-	23,80%	22,10%	20,40%	-
Estação Retificadora/Inversora	5,88%	-	6,40%	4,20%	2,00%	-
LT - Jorge Teixeira - C1 e C2	5,88%	-	71,20%	67,10%	63,10%	-
LT - Porto Velho - Abuña - Rio Branco	5,88%	-	17,50%	14,70%	12,00%	-
LT - Ribeiro Gonçalves - Balsas	5,88%	-	4,80%	2,20%	-0,20%	254
LT - São Luiz II e São Luiz III	5,88%	-	0,30%	-2,00%	-4,30%	2.338
SE Miranda	5,88%	-	6,20%	3,80%	1,50%	-
Angra 1 e 2	5,88%	-	171,60%	166,20%	161,00%	-
EOL CERRO CHATO I	6,12%	-	32,10%	28,70%	25,40%	-
EOL CERRO CHATO II	6,12%	-	35,90%	32,30%	28,90%	-
EOL CERRO CHATO III	6,12%	-	35,30%	31,70%	28,30%	-
UHE GOV. JAYME C. JÚNIOR	6,12%	-	30,70%	27,20%	23,90%	-
UHE S. DOMINGOS	6,12%	-	0,90%	-1,40%	-3,70%	15.092
CT 04/2004	5,88%	-	37,80%	35,30%	33,00%	-
CT 05/2009	5,88%	-	9,50%	6,70%	4,00%	-
CT 10/2005	5,88%	-	39,10%	36,20%	33,40%	-
CT 11/2010 e 02/2011	5,88%	-	2,90%	0,10%	-2,50%	3.530
CT 57/01 - Novos	5,88%	-	38,20%	33,30%	28,60%	-
CT 57/01 - Renovados	5,88%	-	37,10%	34,80%	32,60%	-
INTERLIGAÇÃO BRA-URU	5,88%	-	51,00%	48,80%	46,60%	-
UHE DE ITUMBIARA	6,12%	-	2550,40%	2533,20%	2516,20%	-
UHE DE MANSO	6,12%	-	105,50%	99,20%	93,20%	-
UHE DE MASCAR. DE MORAES	6,12%	-	912,90%	897,40%	882,20%	-
UHE DE SERRA DA MESA	6,12%	-	124,40%	115,10%	106,20%	-

Notas Explicativas

Eletrobras

NOTA 20 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	52.246	107.582	7.652.713	5.768.345
Parcelamentos Petrobras (a)	-	-	1.376.265	2.305.083
Energia Comprada para Revenda	462.506	333.394	1.309.172	1.480.953
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	105.602	104.920
	514.752	440.976	10.443.752	9.659.301
NÃO CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	14.031	-
Parcelamentos Petrobras (a)	-	-	7.618.031	9.597.398
Energia Comprada para Revenda	-	-	163.283	185.422
	-	-	7.795.345	9.782.820
	514.752	440.976	18.239.097	19.442.121

No passivo de fornecedores estão registradas as transações com fornecimento de bens, materiais e serviços, destacando principalmente, no passivo circulante, a dívida corrente com a BR Distribuidora S.A. no montante de R$ 2.640.466 (2.275.768 em 31 de dezembro de 2016) e com a Companhia de Gás do Amazonas-Cigás no montante de R$ 5.286.531 (R$ 3.484.755 em 31 de dezembro de 2016), referente ao fornecimento de derivados de petróleo para produção energia elétrica.

O contrato entre a Petrobras e a Cigás, com a interveniência-anuência da Amazonas Distribuidora, cujo objeto é a venda, por parte da Petrobras, e a compra, por parte da CIGÁS, para fins de geração termoelétrica pela Amazonas Distribuidora de Energia S.A, ou para outro concessionário de geração de energia elétrica ou Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, dispõe, em cláusula específica, que os créditos que a Cigás possui contra a Amazonas Energia vencidos há mais de quarenta e cinco dias e que sejam objeto de repasse a Petrobras serão cedidos automaticamente a esta, independentemente de qualquer notificação. O valor acumulado destes créditos até 31 de dezembro de 2017 é de R$ 4.755.704.

O 2º CCD foi dividido em 3 instrumentos particulares de confissão de dívida e respectivos parcelamentos firmados com a Petrobras Distribuidora S/A, relativo ao fornecimento de produtos derivados de petróleo, assinados em 31/12/2014, sendo os mais relevantes nos respectivos montantes i) Contrato I no montante de R$ 3.257.366, cujo saldo devedor atualizado é de R$ 4.019.200; ii) Contrato II no montante de R$ 2.925.921, cujo saldo devedor atualizado é de R$ 3.616.581 e iii) Contrato III no montante de R$ 1.018.441, cujo saldo devedor atualizado é de R$ 1.258.843. Os instrumentos preveem amortização em 120 (cento e vinte) parcelas mensais e sucessivas, pela variação pro rata dia, considerado desde a data da assinatura do contrato até a data do seu respectivo vencimento, sendo que o vencimento da primeira parcela foi em 20/02/2015 e a última parcela em 30/01/2025. Cabe destacar que a inadimplência com a Petrobras e Cigás é oriunda dos atrasos nos repasses dos recursos financeiros advindos da CDE/CCC.

Em virtude da Cisão parcial da BR Distribuidora, ocorrida em 31 de agosto de 2017, os créditos referentes aos contratos de confissão de dividas II e III, foram objeto de Cisão e

Cessão. Dessa forma, a Downstream Participações Ltda, empresa criada com a Cisão parcial da BR Distribuidora, passou a ser credora de 99,53476% das obrigações contratadas no âmbito dos contratos em questão, e a Petróleo Brasileiro, de 0,46524% em decorrência da cessão.

Nesse contexto, do montante atualizado dos contratos de confissão de dívidas II e III, R$ 4.852.742 é credora a Downstream Participações Ltda e R$ 22.682 é credora a Petróleo Brasileiro.

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo reconhecido pela Companhia referente ao direito de reembolso junto à Petrobras no valor de R$ 4.755.704 referente a diferença do preço da parcela do transporte do gás. Maiores detalhes na Nota 11 item a.1.

NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	68.738	60.504
Venda antecipada de energia - BTG PACTUAL	-	-	10.153	-
Adiantamentos de clientes - PROINFA	575.962	560.277	575.962	560.277
	575.962	560.277	654.853	620.781
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	519.391	592.215
	-	-	519.391	592.215
TOTAL	575.962	560.277	1.174.244	1.212.996

I – ALBRAS

A controlada Eletronorte celebrou venda de energia elétrica com a ALBRAS, em 2004, para fornecimento por um período de 20 anos, sendo 750 MW* médios/mês, até dezembro de 2006 e 800 MW* médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, tendo como parâmetro a tarifa de equilíbrio da UHE Tucuruí, acrescida de um prêmio, calculado em função da cotação do alumínio na *London Metal Exchange* (*LME*) - Inglaterra. Essa constituição de preço se constitui em um derivativo embutido (Vide Nota 46).

Com base nessas condições, a ALBRAS efetuou a compra antecipada de créditos de energia elétrica, com pagamento antecipado de R$ 1.200.000, que se constituiu em crédito, em MW, de 43 MW* médios/mês, de junho de 2004 a dezembro de 2006 e 46 MW* médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, a ser amortizado durante o período de fornecimento, em parcelas mensais expressas nesses MW médios, de acordo com a tarifa vigente no mês de faturamento, conforme detalhado a seguir:

Cliente	Datas do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007
Alcoa	01/07/2004	31/03/2014	de 304 a 328
BHP	01/07/2004	31/12/2024	de 353,08 a 492

A posição e movimentação desse passivo são demonstradas a seguir:

Saldo em 31/12/2016	Amortizações Efetuadas	Ganhos	Saldo em 31/12/2017	Circulante	Não Circulante
652.719	(82.977)	18.387	588.129	68.738	519.391

Saldo em 31/12/2015	Amortizações Efetuadas	Ganhos	Saldo em 31/12/2016	Circulante	Não Circulante
713.914	(66.867)	5.672	652.719	60.504	592.215

II – PROINFA

O PROINFA, instituído pela Lei 10.438/2002, e suas alterações, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.

A Companhia assegura a compra da energia elétrica produzida, pelo período de 20 anos, contados a partir de 2006, e repassa esta energia às concessionárias de distribuição, consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos.

As concessionárias de distribuição e de transmissão pagam à Companhia o valor de energia em quotas, equivalente ao custo correspondente à participação dos consumidores cativos, dos consumidores livres e dos autoprodutores conectados às suas instalações, em duodécimos, no mês anterior ao de competência do consumo da energia.

As operações relativas à compra e venda de energia no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia.

NOTA 22 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

22.1 - Reserva Global de Reversão (RGR)

A Companhia era responsável pela gestão de recursos setoriais da Reserva Global de Reversão – RGR e outros. Em conformidade com a Lei n° 13.360/2016, regulamentada pelo Decreto n° 9.022/2017, e com o Despacho da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL n° 1.079, de 18 de abril de 2017, a responsabilidade pelo orçamento, gestão e movimentação desses Fundos Setoriais foi transferida para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, desde 1º de maio de 2017 (vide Nota 1).

A Companhia era autorizada a sacar recursos da RGR, para aplica-los na concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do Governo Federal.

Notas Explicativas

A Eletrobras remunera os recursos sacados da RGR e utilizados na concessão de financiamentos às empresas do setor elétrico brasileiro, com juros de 5% ao ano. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R$ 7.420.021 (R$ 6.647.839 em 31 de dezembro de 2016), incluídos na rubrica Financiamentos e Empréstimos.

Os recursos que compõem o Fundo RGR não fazem parte destas demonstrações, constituindo-se em entidade distinta da Companhia.

22.2 - Composição dos empréstimos e financiamentos:

As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras, estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2017 é de 7,94% a.a. (9,65% a.a. em 2016).

	31/12/2017							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
	Tx. Média	Valor			Tx. Média	Valor		
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,54%	329	30.774	-	4,98%	686	55.746	324.638
Corporación Andino de Fomento - CAF	3,95%	3.216	121.992	243.984	3,95%	3.216	121.992	243.984
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KFW	2,47%	17	11.329	218.798	2,47%	17	11.329	218.798
Eximbank	2,00%	152	32.256	0	2,00%	152	32.256	0
BNP Paribas	2,53%	310	116.194	348.580	2,53%	310	116.194	348.580
BIRD 7884	2,35%	4.544	130.221	521.219	2,35%	4.543	130.219	521.219
		8.568	442.767	1.332.581		8.925	467.736	1.657.219
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	111.190	-	3.308.000	6,88%	111.190	-	3.308.000
Vencimento 27/10/2021	5,75%	68.687	-	5.789.000	5,75%	68.687	-	5.789.000
		179.877	-	9.097.000		179.877	-	9.097.000
Outros								
MORGAN		-	-	-		-	-	-
LLOYDS		-	-	-		-	-	1.573
		-	-	-		-	-	1.573
		188.445	442.767	10.429.581		188.801	467.736	10.755.792
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão[1]		-	-	6.753.140	9,40%	-	-	7.420.021
FIDC		-	-	-	CDI + 2,0%	1.421	-	664.980
Banco do Brasil	8,82%	4.034	666.240	2.543.668	8,82%	25.560	1.644.455	3.514.081
Caixa Econômica Federal	8,82%	2.521	416.400	1.589.792	8,82%	116.653	1.693.531	7.510.100
BNDES	9,50%	240.929	374.998	-	9,50%	301.461	932.038	7.504.657
Banco da Amazônia		-	-	-	125% do CDI	11.124	127.271	427.643
Santander		-	-	-	CDI + 2,5%	109	25.590	124.410
State Grid		-	-	-	IPCA	14.203	-	687.857
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		12.084	324.104	626.109
		247.484	1.457.638	10.886.600		482.615	4.746.989	28.479.858
		435.929	1.900.405	21.316.181		671.416	5.214.725	39.235.650

[1]Para dívida da controladora no montante de R$ 4.737.550 taxa de 5% a.a. e no valor de R$ 2.015.590 taxa SELIC.

Notas Explicativas

Eletrobras

	31/12/2016							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,54%	1.037	60.639	30.321	4,40%	1.382	85.242	374.763
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,31%	4.607	469.378	360.566	2,31%	4.607	469.378	360.566
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KFW	2,73%	15	4.349	199.347	2,73%	15	4.349	199.347
Eximbank	2,00%	433	61.287	30.633	2,00%	433	61.287	30.633
BNP Paribas	1,17%	362	114.476	457.904	1,17%	362	114.476	457.904
Outras		5.118	128.294	641.807		5.119	128.296	641.808
		11.573	838.423	1.720.577		11.918	863.028	2.065.021
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	109.546	-	3.259.100	6,87%	109.546	-	3.259.100
Vencimento 27/10/2021	5,75%	67.672	-	5.703.425	5,75%	67.672	-	5.703.425
		177.218	-	8.962.525		177.218	-	8.962.525
Outros								
		-	-	-		-	-	12.145
		188.790	838.423	10.683.102		189.136	863.028	11.039.691
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão		-	-	6.647.839		-	-	6.647.839
Banco do Brasil		9.254	649.157	375.000		69.704	900.478	2.138.476
Caixa Econômica Federal		5.784	405.723	3.209.908		112.956	1.088.475	9.230.810
BNDES		550.353	750.000	2.006.192		595.993	1.160.612	8.890.627
Banco da Amazônia		-	-	-		16.289	226.500	404.998
Notas Promissórias		-	-	-		35.310	250.000	-
Santander		-	-	-		-	177.311	354.622
State Grid		-	-	-		-	-	318.471
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		22.119	125.636	761.347
		565.392	1.804.880	12.238.939		852.371	3.929.012	28.747.190
		754.182	2.643.303	22.922.041		1.041.507	4.792.040	39.786.881

22.3 - Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

	CONTROLADORA					
Empréstimos e Financiamentos	31/12/2016	Captação / Custo	Juros, Variações monetária e cambial incorridos	Juros Pagos	Amortização do Principal	31/12/2017
Moeda Estrangeira						
Instituições Financeiras						
BID	91.997	-	1.191	(3.382)	(58.702)	31.103
Corporación Andino de Fomento - CAF	834.550	-	34.871	(25.264)	(474.965)	369.192
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KFW	203.712	-	37.537	(6.167)	(4.938)	230.144
Eximbank	92.353	-	3.540	(1.561)	(61.924)	32.408
BNP Paribas	572.741	-	19.493	(11.795)	(115.356)	465.084
Outras	775.220	-	19.830	(16.420)	(122.649)	655.981
Bônus						
Vencimento 30/07/2019	3.368.646	-	301.087	(250.544)	-	3.419.190
Vencimento 27/10/2021	5.771.097	-	449.300	(362.709)	-	5.857.687
	11.710.315	-	866.849	(677.842)	(838.534)	11.060.789
Moeda Nacional						
Instituições financeiras						
Reserva Global de Reversão	6.647.839	800.654	587.885	(185.152)	(1.098.083)	6.753.140
BNDES	1.675.353	-	128.352	(437.775)	(750.000)	615.930
Banco do Brasil	3.868.319	-	411.026	(416.247)	(649.157)	3.213.942
Caixa Econômica Federal	2.417.699	-	256.891	(260.154)	(405.723)	2.008.713
	14.609.211	800.654	1.384.154	(1.299.329)	(2.902.963)	12.591.725
TOTAL	26.319.526	800.654	2.251.003	(1.977.170)	(3.741.497)	23.652.514

Notas Explicativas

Eletrobras

	CONSOLIDADO							
Empréstimos e Financiamentos	31/12/2016	Captação / Custo	Juros, Variações monetária e cambial incorridos	Custos incorridos e pagos	Juros Pagos	Amortização do Principal	Transferência	31/12/2017
Moeda Estrangeira								
Instituições Financeiras								
BID	461.387	-	14.168	-	(11.195)	(83.289)	-	381.070
Corporación Andino de Fomento - CAF	834.550	-	34.871	-	(25.264)	(474.965)	-	369.192
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KFW	203.712	-	37.537	-	(6.167)	(4.938)	-	230.144
Eximbank	92.353	-	3.540	-	(1.561)	(61.924)	-	32.408
BNP Paribas	572.741	-	19.493	-	(11.795)	(115.356)	-	465.084
Outras	775.220	-	19.830	-	(16.420)	(122.649)	-	655.980
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	3.368.646	-	301.087	-	(250.544)	-	-	3.419.190
Vencimento 27/10/2021	5.771.097	-	449.300	-	(362.709)	-	-	5.857.687
Outros								
MORGAN	10.846	(11.009)	163	-	-	-	-	-
LLOYDS	1.299	-	274	-	-	-	-	1.573
	12.091.850	(11.009)	880.263	-	(685.655)	(863.121)	-	11.412.328
Moeda Nacional								
Instituições financeiras								
Reserva Global de Reversão	6.647.839	1.429.485	625.935	-	(185.152)	(1.098.083)	-	7.420.023
BNDES	9.016.040	1.229.527	774.014	(41.346)	(1.131.942)	(1.189.144)	78.331	8.735.480
Banco do Brasil	5.943.566	85.000	628.275	-	(670.817)	(801.929)	-	5.184.096
Banco do Nordeste do Brasil	215.837	-	14.672	-	(13.677)	(45.759)	-	171.073
BRDE	180.826	124.902	17.590	(18.935)	(138.935)	(21.021)	9.115	153.542
Caixa Econômica Federal	9.228.525	812.500	954.561	-	(763.449)	(911.853)	-	9.320.284
Santander	-	150.000	9.324	-	(9.215)	-	-	150.109
BASA	647.787	-	43.346	-	(48.626)	(76.469)	-	566.038
FINEP	161.362	-	7.049	-	(6.138)	(23.367)	-	138.906
Banco ABC - 30MM	30.040	-	3.896	-	(3.904)	-	-	30.032
BBM	-	100.000	5.736	-	(5.663)	-	-	100.073
IBM	2.246	-	-	-	-	-	-	2.246
Outros								
Notas promissórias	285.310	690.000	4.441	(25.020)	(39.751)	(250.000)	-	664.980
FIDC	-	-	72.580	-	(71.159)	-	-	1.421
Cessão de Crédito - Santander	531.933	19.304	-	-	-	(182.137)	-	369.100
State Grid	637.266	30.314	34.480	-	-	-	-	702.060
	33.528.578	4.671.032	3.195.899	(85.301)	(3.088.429)	(4.599.762)	87.446	33.709.463
TOTAL	45.620.428	4.660.023	4.076.162	(85.301)	(3.774.083)	(5.462.883)	87.446	45.121.791

Controlada Eletronuclear

Em 28 de junho de 2013, foi assinado um contrato entre a Controlada Eletronuclear e a Caixa Econômica Federal (CEF) no montante de R$ 3.800.000, para financiamento de parte dos empreendimentos de Angra 3. O prazo do contrato é de 25 anos, a partir da data de assinatura, com a taxa de juros de 6,5% a.a. Em 21 de março de 2016, foi efetuado o segundo pedido de desembolso à CEF, no valor de R$ 478.000.

Em decisão da diretoria do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - 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 controlada 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. 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 deveria ser liquidado financeiramente, enquanto que o restante seria capitalizado ao saldo devedor. A partir de 15 de março de 2017, a controlada passou a pagar a totalidade do valor dos encargos apurados mensalmente.

Em 8 de março de 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.

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.

Controlada Furnas

Durante o exercício de 2016, ocorreu a liberação dos 1º ao 4º desembolsos do contrato da controlada Furnas junto ao BNDES no valor total de R$ 232.799; liberação do 6º ao 14º desembolsos do Contrato de Mútuo com a State Grid Brazil Holding no valor total de R$ 158.872; liberação do financiamento da controlada Furnas junto a Caixa Econômica Federal (FINISA) no valor de R$ 1.130.000; e a repactuação das parcelas dos meses de abril, maio, junho e julho de 2016 de principal e encargos dos empréstimos e financiamentos junto a Eletrobras (ECF e ECR), em novembro de 2016, no valor de R$ 194.950.

Houve liberação de empréstimos junto ao Banco Santander no valor de R$ 150.000 e ao Banco BBM no valor de R$ 100.000; e acréscimo ao saldo devedor da Cessão de Crédito com o Banco Santander no valor de R$ 19.303 referente ao reajuste do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA aplicado no mês de maio e liberação de empréstimo realizado pela controlada Transenergia Goiás S.A com o Banco BBM no valor de R$ 11.000.

Controlada Eletronorte

A Administração da controlada Eletronorte aprovou, em 12 de janeiro de 2017, um empréstimo no valor de R$ 500.000 junto à Caixa Econômica Federal por meio de Cédula de Crédito Bancário – CCB, com aval da Eletrobras, com intuito de reforço financeiro ao fluxo de caixa da controlada. A linha de crédito será disponibilizada na medida em que se fizer necessária a captação.

Controlada Eletrosul

A controlada Eletrosul estruturou operação de crédito por meio de emissão de cotas de Fundo de Investimento em Direitos Creditórios de Transmissão Infinity DI (FIDC Infinity DI) no montante de R$ 690.000 lastreada em recebíveis do Contrato de Concessão de Transmissão ANEEL nº 057/2001, com o objetivo de captar recursos para destinação ao plano de investimento da Companhia, reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas aos seus projetos de investimentos, bem como o resgate antecipado da totalidade das Notas Promissórias da 2ª emissão da Eletrosul, com vencimento em 02 de março de 2017, no valor total de R$ 289.751. As condições da operação foram aprovadas pelo Conselho de

Administração da Eletrosul em 21 de junho de 2016 e a sua liquidação ocorreu em 24 de janeiro de 2017.

Detalhes do FIDC:

- Data de liberação: 24/01/2017;
- Prazo amortização: 60 meses;
- Carência do principal: 24 meses;
- Amortização do principal: customizada, a partir do 24º mês;
- Amortização dos juros: mensal.

Distribuidoras

Os empréstimos obtidos pelas controladas junto a Câmara de Comercialização de energia Elétrica - CCEE com recursos da RGR foram realizados em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.079, em razão da não prorrogação da concessão, com vistas a assegurar a prestação adequada dos serviços até que haja licitação e assunção por um novo concessionário, com carência de 12 (doze) meses e amortização em 36 parcelas mensais após o fim da carência, com taxa de administração de 0,5% ao ano "pro rata temporis" sobre o saldo devedor, vencíveis no dia 30 de cada mês e juros equivalentes a 111% (cento e onze por cento) da taxa SELIC, divulgada pelo BACEN, calculados "pro rata temporis" sobre o saldo devedor, incorporado durante o período de carência.

22.4 Composição dos financiamentos e empréstimos (por tipo de moeda):

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	31/12/2017		31/12/2016		31/12/2017		31/12/2016	
	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%
Moeda estrangeira								
USD não indexado	9.307.980	39%	9.231.738	35%	9.307.980	21%	9.242.584	20%
USD com LIBOR	1.490.257	6%	2.182.512	8%	1.840.224	4%	2.551.902	6%
EURO	230.144	1%	203.712	1%	230.144	1%	203.712	0%
IENE	32.408	0%	92.353	0%	32.408	-	92.353	-
Outros	-	-	-	-	1.574	-	1.304	-
Subtotal	11.060.790	47%	11.710.315	44%	11.412.331	25%	12.091.855	27%
Moeda nacional								
CDI	5.222.655	22%	6.286.018	24%	12.159.697	27%	12.701.548	28%
IPCA	-	-	-	-	369.100	0%	531.933	1%
TJLP	-	-	-	-	6.809.224	15%	10.063.827	22%
SELIC	615.930	3%	1.675.353	6%	1.782.785	4%	1.675.353	4%
Outros	-	0%	-	-	4.154.293	9%	1.359.417	3%
Subtotal	5.838.585	25%	7.961.371	30%	25.275.099	56%	26.332.078	58%
Não Indexado	6.753.140	29%	6.647.840	25%	8.434.363	19%	7.196.495	16%
Total	23.652.515	100%	26.319.526	100%	45.121.793	100%	45.620.428	100%

A parcela de longo prazo dos financiamentos e empréstimos tem seu vencimento assim programado:

	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023	Total
Controladora	190.853	5.613.611	2.077.668	7.646.059	1.044.826	4.743.163	21.316.181
Consolidado	4.546.527	8.234.480	4.191.258	9.194.882	3.165.340	9.903.162	39.235.650

22.5 – Operação de arrendamento mercantil financeiro:

O montante do arrendamento financeiro é constituído por operações da Amazonas Distribuidora que serão repassados para a Amazonas GT devido processo de desverticalização vide nota 2.

A conciliação entre o total dos pagamentos mínimos futuros do arrendamento financeiro da Companhia e o seu valor presente, estão demonstradas no quadro abaixo:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Menos de um ano	209.226	212.698
Mais de um ano e menos de cinco anos	836.902	836.902
Mais de cinco anos	505.629	714.854
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	(473.937)	(594.950)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	1.077.820	1.169.504
Menos de um ano	145.324	136.662
Mais de um ano e menos de cinco anos	581.295	558.094
Mais de cinco anos	351.201	474.748
Valor presente dos pagamentos	1.077.820	1.169.504

22.6 - Conciliação da movimentação patrimonial com os fluxos de caixa decorrentes de atividade de financiamento

	CONTROLADORA				
	Empréstimos e Financiamentos	Dividendos/JCP a pagar	Debêntures	Outros passivos	Total
Variações dos fluxos de caixa de financiamento					
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(3.741.497)	-	-	-	(3.741.497)
Pagamento de remuneração aos acionistas	-	(369.905)	-		(369.905)
Recursos da RGR para repasse	-	-	-	800.654	800.654
Total das variações nos fluxos de caixa das atividades de financiamento	(3.741.497)	(369.905)	-	800.654	(3.310.748)

	CONSOLIDADO				
	Empréstimos e Financiamentos	Dividendos/JCP a pagar	Debêntures	Outros passivos	Total
Variações dos fluxos de caixa de financiamento					
Empréstimos e financiamentos obtidos	2.496.843	-	-	-	2.496.843
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(5.640.574)	-	-	-	(5.640.574)
Pagamento de remuneração aos acionistas	-	(381.436)	-		(381.436)
Recursos da RGR para repasse	-	-	-	800.654	800.654
Outros	-	-	154.025	19.292	173.317
Total das variações nos fluxos de caixa das atividades de financiamento	(3.143.731)	(381.436)	154.025	819.946	(2.551.195)

Notas Explicativas

Eletrobras

22.6 – GARANTIAS

A Companhia participa na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos cujos montantes garantidos, projeções e valores já pagos estão demonstrados nos quadros seguintes:

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 31/12/2017	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.400.896	24.009	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.312.337	13.123	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	374.953	3.750	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	Garantia de Fiel Cumprimento de Contrato	SPE	15,00%	39.225	23.835	238	30/04/2019
Eletrobras	Rouar	CAF	SPE	50,00%	30.938	32.311	323	30/09/2018
Eletrobras	Mangue Seco 2	BNB	SPE	49,00%	40.951	34.769	348	14/10/2031
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	49,00%	197.950	201.411	2.014	16/06/2031
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BRDE	SPE	49,00%	98.000	101.351	1.014	16/06/2031
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	44.100	57.757	578	15/06/2028
Eletrobras	Eólica Hermenegildo I S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.566	104.995	1.050	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Hermenegildo I S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.764	46.013	460	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Hermenegildo II S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.590	105.018	1.050	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Hermenegildo II S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.775	46.023	460	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Hermenegildo III S/A	BNDES	SPE	99,99%	93.367	89.472	895	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Hermenegildo III S/A	BRDE	SPE	99,99%	40.703	39.210	392	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Chuí IX S/A	BNDES	SPE	99,99%	31.561	30.244	302	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Chuí IX S/A	BRDE	SPE	99,99%	13.758	13.254	133	15/06/2032
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	881.525	8.815	15/01/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	238.775	2.388	15/01/2035
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	864.743	8.647	15/01/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	236.695	2.367	15/01/2035
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	223.419	72.319	723	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	126.221	42.621	426	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	170.029	11.549	115	15/10/2018
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	Corporativo	100,00%	182.417	127.376	1.274	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	182.417	127.393	1.274	15/01/2028
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	115.734	1.157	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	6.966	70	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BDRE	Corporativo	100,00%	50.000	6.948	69	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	13.970	140	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	19.007	190	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	159.969	1.600	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	41.898	28.576	286	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	9.413	7.026	70	15/08/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	12.000	7.274	73	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	9.565	96	15/07/2026
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	167.123	1.671	15/11/2023
Eletrosul	Teles Pires	BNDES	SPE	24,72%	296.940	327.604	3.276	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,72%	294.000	325.559	3.256	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,72%	160.680	182.006	1.820	30/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	78,00%	29.255	20.782	208	15/06/2030
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	BNDES	SPE	80,00%	209.974	166.641	1.666	15/07/2028
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	80,00%	62.040	88.393	884	15/09/2026
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	29.854	52.766	528	30/12/2038
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	136.064	177.361	1.774	30/12/2042
Eletrosul	Complexo Eólico Livramento - Entorno II	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	207.595	2.076	07/02/2018
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul 3	FIDC DI	Corporativo	100,00%	690.000	691.421	6.914	20/01/2022
Eletronorte	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	6.968	70	15/11/2024
Eletronorte	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	16.383	164	15/11/2024
Eletronorte	Ribeiro Gonç./Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	53.399	534	03/06/2031
Eletronorte	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	18.237	182	10/01/2029
Eletronorte	Substação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	5.837	58	15/03/2028
Eletronorte	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	19.497	195	15/08/2028
Eletronorte	Ampliação da Subestação Lechuga	BNDES	Corporativo	100,00%	35.011	22.512	225	15/10/2028
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	49,00%	514.500	427.812	4.278	15/12/2029
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	98.000	143.150	1.431	15/09/2026
Eletronorte	Linha Verde Transmissora	BASA	Corporativo	100,00%	185.000	191.146	1.911	10/11/2032
Eletronorte	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.300	87.107	871	15/12/2026
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	505.477	362.128	3.621	15/11/2028
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	202.757	2.028	15/10/2031
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	200.563	2.006	10/07/2031
Eletronorte	Rio Branco Transmissora	BNDES	Corporativo	100,00%	138.000	100.142	1.001	15/03/2027
Eletronorte	Transmissora Matogrossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.200	33.937	339	01/02/2029
Eletronorte	Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	26.571	266	15/05/2026
Eletronorte	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	25.105	251	15/10/2029
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	350.782	3.508	28.07.2029
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	429.894	4.299	15/08/2032
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES REPASSE	SPE	24,50%	214.375	226.383	2.264	15/08/2032
Eletronorte	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	3.197.993	31.980	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	1.748.032	17.480	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	499.438	4.994	15/01/2042
Eletronorte	Implantação do PAR e PMIS	BNDES	Corporativo	100,00%	361.575	278.875	2.789	15/12/2023
Eletronorte	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	283.411	229.148	2.291	15/08/2028
Eletronorte	Reforço à Estrutura de Capital de Giro	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	229.154	2.292	30/04/2019

Notas Explicativas

Eletrobras

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 31/12/2017	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletronorte	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	227.483	2.275	15/06/2038
Eletronorte	Reforço à Estrutura de Capital de Giro 2	CEF	Corporativo	100,00%	500.000	479.420	4.794	30/03/2021
Eletronuclear	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.181.048	3.650.440	36.504	15/06/2036
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	881.525	8.815	15/01/2034
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	238.775	2.388	15/01/2035
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	864.743	8.647	15/01/2034
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	236.695	2.367	15/01/2035
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.195	56.619	566	15/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.400.896	24.009	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.312.337	13.123	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	374.953	3.750	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	74.723	747	10/07/2032
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	338.220	3.382	15/02/2030
Chesf	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	124.479	1.245	18/03/2025
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	224.218	2.242	28/02/2020
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 2	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	151.105	1.511	27/02/2019
Chesf	IE Garanhuns S/A	BNDES	SPE	49,00%	175.146	139.120	1.391	15/12/2028
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 3	BNDES	Corporativo	100,00%	727.560	361.908	3.619	15/06/2029
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 4	BNDES	Corporativo	100,00%	475.454	209.493	2.095	15/06/2029
Chesf	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	227.483	2.275	15/06/2038
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 5	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	188.698	1.887	06/09/2021
Furnas	UHE Batalha	BNDES	Corporativo	100,00%	224.000	135.600	1.356	15.12.2025
Furnas	UHE Simplício	BNDES	Corporativo	100,00%	1.034.410	586.337	5.863	15.07.2026
Furnas	UHE Baguari	BNDES	Corporativo	100,00%	60.153	32.768	328	15.07.2026
Furnas	DIVERSOS	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	750.000	754.114	7.541	31.10.2018
Furnas	Rolagem BASA 2008	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	208.312	208.384	2.084	28.12.2020
Furnas	Projetos de Inovação	FINEP	Corporativo	100,00%	268.503	138.905	1.389	15.11.2023
Furnas	Financiamento corporativo	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	400.000	315.514	3.155	06.12.2023
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.594.159	1.951.042	19.510	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.574.659	2.014.178	20.142	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	39,00%	196.334	229.597	2.296	10/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	163.800	212.214	2.122	27/12/2022
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	273.000	348.328	3.483	15/04/2024
Furnas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	7.612	76	15/04/2023
Furnas	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	25.105	251	15/10/2029
Furnas	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	74.723	747	10/07/2032
Furnas	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	338.220	3.382	15/02/2030
Furnas	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	124.479	1.245	18/03/2025
Furnas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,72%	296.940	327.604	3.276	15/02/2036
Furnas	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,72%	294.000	325.559	3.256	15/02/2036
Furnas	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,72%	160.680	182.006	1.820	30/05/2032
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	2.536	1.485	15	15/05/2023
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	5.536	4.287	43	15/03/2028
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	350.782	3.508	28.07.2029
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	429.894	4.299	15/08/2032
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES REPASSE	SPE	24,50%	214.375	226.383	2.264	15/08/2032
Furnas	Plano de Investimentos 2012-2014	BNDES	Corporativo	100,00%	441.296	208.420	2.084	15.06.2029
Furnas	Empresa de Energia São Manoel	BNDES	SPE	33,33%	437.996	450.594	4.506	12/12/2038
Furnas	Empresa de Energia São Manoel	Emissão de Debêntures	SPE	33,33%	93.332	112.163	1.122	15/12/2018
Furnas	Projetos Corporativos Furnas 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	50.018	500	28.12.2020
Furnas	Projetos Corporativos Furnas 2	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	35.000	35.013	350	28.12.2020
Amazonas	Amazonas	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	2.405.979	4.019.441	40.194	30/01/2025
Eletroacre	Eletroacre	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	91.774	78.391	784	30/01/2025
Boa Vista	Boa Vista	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	19.320	14.125	141	31/12/2024
Cepisa	Projeto Corporativo	CEF	Corporativo	100,00%	94.906	45.499	455	20/07/2026
Ceal	Projeto Corporativo Ceal	Banco IBM S/A	Corporativo	100,00%	10.736	4.066	41	11/12/2019
Total Controladora					47.425.617	46.658.261	466.583	

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 31/12/2017	Saldo Garantidor	Término da Garantia
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	48.750	59.178	592	16/09/2031
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	29.250	33.032	330	16/02/2029
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,00%	29.764	26.101	261	30/03/2031
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,00%	58.346	52.692	527	01/08/2032
Chesf	Eólica Serra das Vacas	Itau BBA e Bradesco BBI	SPE	49,00%	132.009	132.517	1.325	2017
Chesf	Eólica Serra das Vacas	Itau BBA e Bradesco BBI	SPE	49,00%	33.320	33.918	339	2017
Eletronorte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	75.000	91.043	910	16/09/2031
Eletronorte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	45.000	50.818	508	16/02/2029
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	142.100	142.865	1.429	15/12/2031
Eletronuclear	Angra III	CEF	Corporativo	100,00%	3.800.000	3.226.517	32.265	06/06/2038
Eletrosul	Ampliação do Sistema Sul de Transmissão	BNDES	Corporativo	100,00%	29.074	25.294	253	15/09/2029
Eletrosul	Interligação Brasil x Uruguai	BNDES	Corporativo	100,00%	21.827	18.988	190	15/09/2029
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea de Energia	BNDES	SPE	51,00%	252.108	225.345	2.253	15/02/2029
Furnas	Modernização da UHE Furnas e UHE Luiz Carlos Bar	BID	Corporativo	100,00%	407.595	349.610	3.496	15.12.2031
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	142.100	142.865	1.429	15/12/2031
Total Controladas					5.246.244	4.610.781	46.108	

Notas Explicativas

Eletrobras

NOTA 23 – DEBÊNTURES

23.1 - Composição das debêntures:

			CONSOLIDADO					
Controlada	Emissora	Data de Emissão	Principais características		Tx de juros	Vencimento	Saldo em 31/12/2017	Saldo em 31/12/2016
Eletronorte	Emitidas pela ETE (incorporada pela Eletronorte em março de 2014)	06/2011	Subscrição particular de primeira Emissão da Controlada escrituradas em favor do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia - FDA, e mantidas sob custódia do agente operador do contrato, o Banco da Amazônia S.A., com garantia real e fidejussória por fiança, em quatro séries, todas elas conversíveis em ações da SPE, com ou sem direito a voto.	Conversíveis em ações	TJLP + 1,65% a .a.	10/07/2031	202.757	201.375
CHESF	Emitidas pela Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.,	04/2017	Primeira emissão simples, não conversíveis em ações de emissão da Emissora, da espécie com garantia real, em série única. Foram emitidas o total de 168.000 com valor nominal de R$ 1.000,00 e distribuidas através da instituição financeira Banco Bradesco S.A.	Não conversíveis em ações	IPCA + 7,0291% a.a.	15/01/2029	153.094	-
Santa Vitória do palmar	Eólicas Geribatu I a X	08/2014	Emissão pública de debêntures simples em série única não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, com garantia adicional real e fidejussória.	Não conversíveis em ações	IPCA + 7,94% a.a.	15/09/2027	114.928	-
							470.779	201.375
Total do Passivo Circulante							183.432	12.442
Total do Passivo Não Circulante							287.347	188.933

23.2 - Movimentação das debêntures:

		CONSOLIDADO						
		31/12/2016	Captação	Encargos	Amortização do Principal	Transferência	Aquisição de Controlada (*)	31/12/2017
	CIRCULANTE Instituições Financeiras							
Eletronorte	BASA/FDA	12.442	-	19.006	(17.625)	8.835	-	22.658
Chesf	Bradesco	-	168.000	10.533	(15.509)	(9.930)	-	153.094
S. Vitória do Palmar	BNDES/BRDE	-	-	-	-	-	7.680	7.680
	TOTAL CIRCULANTE	12.442	168.000	29.539	(33.134)	(1.095)	7.680	183.432
	NÃO CIRCULANTE Instituições Financeiras							
Eletronorte	BASA/FDA	188.933	-	-	-	(8.834)	-	180.099
Chesf	Bradesco	-	-	-	-	-	-	-
S. Vitória do Palmar	BNDES/BRDE	-	-	-	-	-	107.248	107.248
	TOTAL NÃO CIRCULANTE	188.933	-	-	-	(8.834)	107.248	287.347
	TOTAL DEBENTURES	201.375	168.000	29.539	(33.134)	(9.929)	114.928	470.779

(*) Transferência de SPEs da Eletrosul para a Eletrobras vide nota explicativa 15.6.

NOTA 24 - EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei 4.156/1962 com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1983, que fixou a data de 31 de dezembro de 1993 como o prazo final de arrecadação.

Na primeira fase desse Empréstimo Compulsório, encerrada com o advento do Decreto-Lei 1.512/1976, a cobrança do tributo alcançou diversas classes de consumidores de energia, e os créditos dos contribuintes foram representados por Obrigações ao Portador emitidas pela Companhia.

No segundo momento, iniciado com as disposições contidas no referido Decreto-Lei, o Empréstimo Compulsório em questão passou a ser cobrado somente de indústrias com consumo mensal de energia superior a 2.000 kwh*, e os créditos dos contribuintes deixaram de ser representados por títulos, passando a ser simplesmente escriturados pela Companhia.

Notas Explicativas

O saldo do Empréstimo Compulsório remanescente, após a 4ª conversão em ações, ocorrida em 30 de abril de 2008, relativa aos créditos constituídos de 1988 a 2004, estão registrados no passivo circulante e não circulante, vencíveis a partir de 2008, e remunerados à taxa de 6% ao ano, acrescidos de atualização monetária com base na variação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo Especial IPCA-E, e correspondem, em 31 de dezembro de 2017, a R$ 501.134 (R$ 509.133 em 31 de dezembro de 2016), dos quais R$ 458.874 no não circulante (R$ 460.940 em 31 de dezembro de 2016).

As Obrigações ao Portador, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório, não constituem títulos mobiliários, não são negociáveis em Bolsa de Valores, não têm cotação e são inexigíveis. Desta forma, a Administração da Companhia esclarece que a Companhia não possui debêntures em circulação.

A emissão desses títulos decorreu de uma imposição legal e não de uma decisão empresarial da Companhia. Do mesmo modo, sua tomada pelos obrigacionistas não emanou de um ato de vontade, mas de um dever legal, por força da Lei 4.156/1962.

A CVM, em decisão de seu Colegiado proferida no processo administrativo CVM RJ 2005/7230, movido por detentores das mencionadas obrigações, afirma textualmente que "as obrigações emitidas pela Companhia em decorrência da Lei 4.156/1962 não podem ser consideradas como valores mobiliários".

Entendeu ainda a CVM que não há qualquer irregularidade nos procedimentos adotados pela Companhia em suas demonstrações financeiras, no que se referem às citadas obrigações, tampouco na divulgação quanto à existência de ações judiciais.

A inexigibilidade dessas Obrigações ao Portador foi reforçada por decisões do Superior Tribunal de Justiça, que corroboram o entendimento de que esses títulos estão prescritos e que não se prestam para garantir execuções fiscais.

Portanto, as Obrigações ao Portador emitidas na primeira fase desse empréstimo compulsório, tal como decidido pela CVM, não se confundem com debêntures. Além disso, por força do disposto no artigo 4º, § 11 da Lei 4.156/1962 e no artigo 1º do Decreto 20.910/1932, são inexigíveis, condição confirmada no Informativo 344 do Superior Tribunal de Justiça - STJ, de onde consta que essas Obrigações não podem ser utilizadas como garantia de execuções fiscais, por não terem liquidez e não serem debêntures.

Desta forma, o passivo relativo ao Empréstimo Compulsório refere-se aos créditos residuais, constituídos de 1988 a 1994, dos consumidores industriais com consumo superior a 2.000 kW/h*, referentes à segunda fase desse Empréstimo Compulsório, bem como aos juros não reclamados relativos a esses créditos, conforme demonstrado:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	42.260	48.193
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	458.874	460.940
TOTAL	501.134	509.133

NOTA 25 - CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL – CCC

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), criada pelo Decreto 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem a finalidade aglutinar o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoelétrica, especialmente na Região Norte do país.

A Conta de Consumo de Combustível apresentou um ativo total de R$ 202.885 em 31 de Dezembro de 2016 e um passivo não circulante no motante de R$ 482.179 para o mesmo período.

Em conformidade com a Lei n° 13.360/2016, regulamentada pelo Decreto n° 9.022/2017, e com o Despacho da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL n° 1.079, de 18 de abril de 2017, a responsabilidade pelo orçamento, gestão e movimentação da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e da Reserva Global de Reversão – RGR, foi transferida para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, desde 1º de maio de 2017.

NOTA 26 – TRIBUTOS A RECOLHER E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

26.1- Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
Passivo circulante:	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Tributos Retidos na Fonte (IRRF)	28.974	37.239	252.601	288.537
PASEP e COFINS	64.312	-	512.227	314.435
ICMS	-	-	127.901	214.385
PAES / REFIS	-	-	35.960	175.462
IR / CS parcelamento	-	-	-	37.679
INSS/FGTS	1.643	1.451	93.910	134.907
ISS	-	-	28.491	41.585
Outros	5.838	2.864	122.229	129.099
Total	100.767	41.554	1.173.319	1.336.089

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
Passivo não circulante:	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
PASEP e COFINS	-	-	33.087	204.284
PASEP e COFINS Diferidos	-	2.222	65.588	40.319
PAES / REFIS	-	-	210.850	589.200
IR / CS parcelamento	-	-	-	135.016
INSS/FGTS	-	-	-	32.847
Outros	-	-	17.002	58.214
Total	-	2.222	326.527	1.059.880

Notas Explicativas

Eletrobras

26.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	752.465	357.503	1.075.786	447.236
Contribuição Social corrente	271.299	129.102	422.432	159.612
	1.023.764	486.605	1.498.218	606.848
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	394.958	320.560	8.901.931	8.305.606

26.3- Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA			
	31/12/2017		31/12/2016	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	(697.024)	(697.024)	3.452.678	3.452.678
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	174.256	62.732	(863.170)	(310.741)
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	9.838	3.542	25.378	9.136
Equivalência patrimonial	1.433.922	516.212	5.116.152	1.841.815
Passivo a descoberto em controladas	(1.542.698)	(518.937)	(3.038.777)	(1.093.960)
Compensação Prejuízo Fiscal	114.895	41.362	153.693	55.329
Provisão para Redução ao Valor de Mercado	-	-	-	
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(983.941)	(354.219)	(1.314.469)	(473.209)
Doações	(24.725)	(8.901)	(25.516)	(9.186)
Demais adições e exclusões	7.562	2.319	(72.686)	(26.568)
Total da despesa de IRPJ e CSLL	(810.891)	(255.890)	(19.395)	(7.384)
Alíquota efetiva	116,34%	36,71%	0,56%	0,21%

	CONSOLIDADO			
	31/12/2017		31/12/2016	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	(200.398)	(200.398)	12.024.095	12.024.095
Base de cálculo				
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	50.100	18.036	(3.006.024)	(1.082.169)
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de dividendos	10.012	3.604	25.838	9.301
Equivalência patrimonial	673.043	242.295	778.512	280.264
Compensação Prejuízo Fiscal	359.767	131.429	172.498	62.099
Constituição Créditos Tributários	389.892	26.415	500.021	180.007
Impostos diferidos reconhecidos de periodos anteriores	-	-	-	-
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(2.937.852)	(1.179.571)	(4.044.525)	(1.465.668)
Incentivos Fiscais	412.143	-	185.217	-
Doações	(24.725)	(8.901)	(35.439)	(12.758)
Demais adições e exclusões	206.033	102.987	(798.670)	(259.323)
Total da despesa de IRPJ e CSLL	(861.587)	(663.706)	(6.222.572,00)	(2.288.246)
Alíquota efetiva	429,94%	331,19%	51,75%	19,03%

26.4- Incentivos Fiscais - SUDENE

A Medida Provisória 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, alterada pela Lei 11.196, de 21 de novembro de 2005, possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura considerado, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimento em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

Sobre os contratos de concessões nº 006/2004 da geração e nº 061/2001 da transmissão (ambos assinados pela CHESF), o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto de renda abrange os anos de 2008 a 2017. Para os contratos da transmissão números 008/2005 e 007/2005 o direito ao incentivo da redução foi concedido para o período de 2011 a 2020. Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25% passa a ser de 6,25%.

26.5- Parcelamento Especial - PAES

As controladas Furnas, Eletrosul, Eletroacre e Distribuição Alagoas optaram pelo refinanciamento de débitos tributários. O prazo de financiamento é limitado a 180 meses e o saldo devedor é corrigido pela Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP e SELIC.

26.6- Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) – Lei 12.865/2013

Furnas, em 30 de dezembro de 2013, optou pelo REFIS, referente aos processos de PASEP, COFINS e PASEP/COFINS.

O prazo de financiamento é limitado a 180 meses e o saldo devedor, corrigido pela SELIC, em 31 de dezembro de 2017 é de R$ 180.203 (R$ 478.525 em 31 de dezembro de 2016).

26.7- PASEP e COFINS Diferidos sobre Variação Cambial Ativa

Em 1° de abril de 2015 foi publicado o Decreto n° 8.426 que restabeleceu para 0,65% e 4%, respectivamente, as alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre as receitas financeiras auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas ao regime de incidência não cumulativa, com vigência a partir de 1° de julho de 2015.

Todavia, com o advento do Decreto n° 8.451, publicado em 19 de maio de 2015, o Governo Federal reestabeleceu para zero as alíquotas de PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre as receitas financeiras decorrentes de variações monetárias, em função da taxa de câmbio, de: (I) operações de exportação de bens e serviços para o exterior; e (ii) obrigações contraídas pela pessoa jurídica, inclusive, empréstimos e financiamentos.

Uma vez que o Decreto n° 8.451 estabeleceu a manutenção da alíquota zero somente para as supramencionadas operações, a Controladora passou a recolher, quando da liquidação da correspondente transação, as contribuições do PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre as variações monetárias decorrentes da oscilação da moeda estrangeira observada nos contratos de empréstimos concedidos pela Companhia.

26.8 - Programa de Regularização Tributária–PRT

Em 31 de maio de 2017, as subsidiárias da Eletrobras (Eletronorte, EDE Piauí, EDE, Alagoas, EDE Roraima, EDE Acre e EDE Rondônia) aderiram ao Programa de Regularização Tributária – PRT, instituído pelo Governo Federal por meio da Medida Provisória 766/2017. Tal programa permitiu, entre outras modalidades de pagamento e parcelamento, quitar débitos tributários federais utilizando-se de prejuízo fiscal para amortizar até 76% da dívida e o saldo remanescente parcelado em 24 meses. As empresas do Grupo Eletrobras já listadas inscreveram o montante R$ 891.249 mil, sendo utilizado R$ 677.349 de prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social (equivalente a 76% do débito consolidado) para pagamento à vista e o restante parcelado em 24 meses. Tal operação permitiu que se obtivesse um ganho de R$ 677.349 relativamente ao aproveitamento do prejuízo fiscal e da base negativa de contribuição social.

NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
PASSIVO CIRCULANTE		
Quota RGR	83.641	56.083
Quota CDE	89.688	53.733
Quota PROINFA	9.159	14.152
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	178.978	72.456
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	27.442	29.819
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	240.812	126.071
Programa de Eficiência Energética - PEE	65.802	258.590
Outros	32.658	36.297
	728.180	647.201
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Quota RGR	7.146	21.093
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	671.791	528.865
Programa de Eficiência Energética - PEE	19.486	65.295
	698.423	615.253
TOTAL	1.426.603	1.262.454

27.1 - Reserva global de Reversão - RGR

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das Empresas Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, mediante uma quota denominada Reversão e Encampação de Serviços de Energia Elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% da receita anual. O valor da quota é computado como componente do custo do serviço das concessionárias.

As concessionárias recolhem suas quotas anuais ao Fundo, não controlado pela Companhia, em conta bancária vinculada, administrada pela Companhia, que movimenta a conta nos limites previstos na Lei 5.655/1971 e alterações posteriores, também não refletida nas Demonstrações Financeiras da Companhia, posto tratar-se de entidade autônoma em relação à Companhia.

Conforme art. 20 da Lei nº 12.431, de 2011, a vigência deste encargo, cuja extinção estava prevista para o final do exercício de 2010, foi prorrogada até 2035. Com a edição da Lei

12.783/2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, foram desobrigadas ao recolhimento das quotas anuais da RGR:

a) As concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

b) As concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e

c) As concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013.

27.2 - Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é destinada a promover o desenvolvimento energético dos estados, a projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, ao programa subvenção aos consumidores de baixa renda e à expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que ainda não possuem rede canalizada.

A CDE também é utilizada para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional.

A partir do exercício de 2013, como um dos instrumentos para viabilizar a redução na conta de energia, essa contribuição foi reduzida para 25% da taxa vigente.

27.3 – PROINFA

Programa do Governo Federal para o desenvolvimento de projetos para a diversificação da matriz energética brasileira e incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002, é gerenciado pela companhia e busca soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia.

O PROINFA prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW* de capacidade instalada. As usinas do programa respondem pela geração de aproximadamente 12.000 GWh/ano - quantidade capaz de abastecer cerca de 6,9 milhões de residências e equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW* contratados estão divididos em 1.191,24 MW* provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 1.422,92 MW* de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW* de 27 usinas a base de biomassa. Essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Companhia. As operações no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia (sendo esta a responsável pelo pagamento).

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

27.4 - Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos

A Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos para fins de geração de energia elétrica foi instituída pela Constituição Federal de 1988 e trata-se de um percentual que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos. A ANEEL gerencia a arrecadação e a distribuição dos recursos entre os beneficiários: Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União.

Conforme estabelecido na Lei 8.001, de 13 de março de 1990, com modificações dadas pelas Leis 9.433/1997, 9.984/2000 e 9.993/2000, são destinados 45% dos recursos aos

Municípios atingidos pelos reservatórios das UHEs, enquanto que os Estados têm direito a outros 45%. A União fica com 10% do total. Geradoras caracterizadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), são dispensadas do pagamento da compensação financeira.

As concessionárias pagam 6,75% do valor da energia produzida a título de Compensação Financeira.

27.5 - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica foi criada, pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto 2.410, de 28 de novembro de 1997, com a finalidade de constituir a receita da Agência Nacional de Energia Elétrica cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

A TFSEE equivale a 0,5% do valor econômico agregado pelo concessionário, permissionário ou autorizado, inclusive no caso de produção independente e autoprodução, na exploração de serviços e instalações de energia elétrica.

A TFSEE é devida desde 1º de janeiro de 1997, sendo fixada anualmente pela ANEEL e paga em doze cotas mensais.

27.6 – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

As concessionárias de energia elétrica estão obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida ajustada, em pesquisa e desenvolvimento e programa de eficiência energética do setor elétrico, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

Os recursos do P&D têm a finalidade de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos. Busca-se promover a cultura de inovação, criando novos equipamentos e aprimorando a prestação de serviço que contribuam para a segurança do fornecimento de energia elétrica, a modalidade tarifária, a diminuição do impacto ambiental do setor e da dependência tecnológica do país.

Os recursos de PEE têm a finalidade de promover o uso eficiente de energia em todos os setores da economia por meio de projetos que demonstrema importância e a viabilidade econômica de melhoria de eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia. Busca-se maximizar os benefícios públicos de energia economizada e da demanda evitada, promovendo a transformação do mercado de eficiência energética, estimulando o desenvolvimento de novas tecnologias e a criação de hábitos e práticas racionais de uso da energia elétrica.

Atendendo determinação dos citados dispositivos legais, em contrapartida aos lançamentos registrados no passivo, as concessionárias contabilizam no resultado, em pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, como dedução da receita operacional.

Notas Explicativas

NOTA 28 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Circulante				
Dividendos não reclamados	9.484	24.339	9.520	25.312
Dividendos retidos exercícios anteriores	-	-	-	1.837
Dividendos mínimos obrigatórios do exercício	-	433.963	8.819	435.742
	9.484	458.302	18.339	462.891

28.1 – Dividendos Não Reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante em 31 de dezembro de 2017, contém a parcela de R$ 9.520 (R$ 25.312 em 31 de dezembro de 2016) no consolidado, referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2014, 2015 e 2016. A remuneração relativa ao exercício de 2011 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

28.2 – Dividendos mínimos obrigatórios

O estatuto da Companhia estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do valor nominal do capital social relativo a essas espécies e classes de ações, prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio. Os dividendos mínimos obrigatórios de R$ 466.984 relativos ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, conforme parágrafo terceiro do artigo 205 da Lei 6.404/76 e aprovação na ata da 167ª Assembleia Geral Extraordinária e 57ª Assembleia Geral Ordinária em 28 de abril de 2017, foram pagos em 19 de dezembro de 2017.

NOTA 29 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

As empresas do Sistema Eletrobras patrocinam planos de previdência aos seus empregados, bem como planos de assistência médica e seguro de vida pós-emprego em determinados casos. Esses benefícios são classificados como benefícios definidos (BD) e de contribuição definida (CD).

Devido à estrutura descentralizada do Sistema Eletrobras, cada segmento patrocina seu próprio pacote de benefícios a empregados. De forma geral, o Grupo oferece aos seus atuais e futuros aposentados e aos seus dependentes benefícios do tipo previdenciário, de assistência à saúde e seguro de vida pós-emprego, conforme apresentado na tabela a seguir:

Notas Explicativas

Eletrobras

Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas do Sistema Eletrobras					
Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-emprego	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X	X	X
Amazonas	X		X		
Boa Vista	X		X		X
Ceal	X		X		X
Cepisa	X		X		
Ceron			X		
CGTEE	X				
Chesf	X	X	X	X	
Eletroacre			X		
Eletronorte	X		X	X	X
Eletronuclear	X				X
Eletrosul	X		X		X
Furnas	X		X	X	X

O plano de benefício previdenciário normalmente expõe o Grupo 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 previdenciário 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 ações, instrumentos de dívida e imóveis. Devido à natureza de longo prazo dos passivos do plano, o conselho do fundo de pensão considera apropriado que uma parcela razoável dos ativos do plano deva ser investida em ações e imóveis para alavancar o retorno gerado pelo fundo.
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.

Notas Explicativas

Eletrobras

As tabelas abaixo apresentam a conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido e do valor justo dos ativos com os valores registrados no balanço patrimonial para os benefícios previdenciários e para os demais benefícios pós-emprego. A seguir estão apresentados os resultados consolidados do grupo Eletrobras. A mais recente avaliação atuarial dos ativos do plano e do valor presente da obrigação dos benefícios definidos foi realizada em 31 de dezembro de 2017.

Obrigações de benefício pós emprego - valores reconhecidos no balanço patrimonial	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Planos de benefícios previdenciários	591.363	408.039	1.870.577	2.214.342
Planos de saúde e seguro de vida	16.133	15.628	315.428	253.212
Outras obrigações de benefícios pós-emprego	-	-	-	8.093
Total das obrigações de benefício pós emprego	607.496	423.667	2.186.005	2.475.647
Circulante	28.830	29.632	184.293	107.571
Não circulante	578.666	394.035	2.001.712	2.368.076

a) Conciliação dos passivos dos planos de previdência e outros benefícios

Planos de benefícios definidos previdenciários - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	2.185.266	1.988.849	23.084.912	21.682.893
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.593.903)	(1.586.720)	(23.153.018)	(22.025.946)
Passivo/(Ativo) líquido	591.363	402.129	(68.107)	(343.054)
Efeito de restrição sobre o ativo	-	-	1.797.066	2.077.026
Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano	69.588	74.649	1.380.914	1.397.984
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	-	-	-	15.479
Outros benefícios previdenciários	-	5.913	26.683	171.525
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	591.363	408.039	1.870.577	2.214.342
Custo de serviço corrente líquido	(1.518)	(1.300)	(50.269)	(71.682)
Custo de juros líquidos	41.975	21.824	180.742	103.593
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	40.457	20.524	130.473	31.911

Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	16.133	15.628	315.428	253.212
Valor justo dos ativos do plano (-)	-	-	-	-
Passivo/(Ativo) líquido	16.133	15.628	315.428	253.212
Valor de passivo/(ativo) de outros benefícios pós-emprego	16.133	15.628	315.428	253.212
Custo de serviço corrente	1.544	1.265	10.479	13.711
Custo de juros líquidos	1.734	1.535	26.566	35.601
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	2.812	2.345	37.045	49.312

b) Divulgação de Benefícios Definidos Previdenciários

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Notas Explicativas

Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.988.849	1.650.165	21.682.893	17.867.309
Controlada mantida para venda (*)	-	-	(339.490)	-
Custo de serviço corrente	3.570	3.546	102.752	75.475
Juros sobre a obrigação atuarial	211.943	207.224	2.273.454	2.262.079
Benefícios pagos no ano (-)	(243.320)	(201.599)	(1.821.569)	(1.576.185)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	*224.225*	*329.513*	*1.186.871*	*3.054.215*
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	-	213.883
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	134.888	206.566	1.094.536	2.723.761
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	89.337	122.947	92.335	116.571
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.185.266	1.988.849	23.084.912	21.682.893

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor justo dos ativos dos planos:

Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação e composição do valor justo dos ativos	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Valor justo dos ativos no início do ano	1.586.720	1.474.504	22.025.946	18.905.009
Controlada mantida para venda (*)	-	-	(311.680)	-
Benefícios pagos durante o exercício (-)	(243.320)	(201.599)	(1.821.537)	(1.576.185)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	5.087	4.846	153.884	147.157
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	31.007	45.349	328.526	281.376
Rendimento esperado dos ativos no ano	169.968	185.400	2.334.352	2.423.501
Ganho/(Perda) sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	44.441	78.220	443.525	1.845.088
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.593.903	1.586.720	23.153.018	22.025.946
Rendimento efetivo dos ativos no ano	214.409	263.620	2.777.878	4.268.589

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário	448.917	262.758	3.641.454	3.482.507

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício líquidos dos impostos diferidos - Programa Previdenciário	(186.160)	(180.974)	(158.947)	(1.160.545)

c) Divulgação de Outros Benefícios Pós-Emprego

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Notas Explicativas

Eletrobras

Outros benefícios pós-emprego - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Valor das obrigações atuariais no início do ano	15.628	9.933	253.212	272.296
Custo de serviço corrente	1.544	1.265	10.547	13.187
Juros sobre a obrigação atuarial	1.731	1.535	26.597	34.855
Benefícios pagos no ano	(19.951)	-	(211.441)	(30.013)
Custos de exercícios anteriores	-	1.618	-	-
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	*17.181*	*1.277*	*236.515*	*(37.113)*
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	10.753	(3.190)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	856	813	24.243	27.039
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	16.325	464	201.518	(62.580)
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	16.133	15.628	315.429	253.212

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego	(2.037)	(19.218)	236.515	9.213

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	(17.181)	(2.895)	(236.515)	37.113

d) Hipóteses Atuariais e Econômicas

As premissas atuariais apresentadas abaixo foram utilizadas na determinação da obrigação de benefício definido e da despesa do exercício.

Hipóteses Econômicas		
	2017	**2016**
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	9,38% a 9,73%	10,95% a 11,17%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	5,13% a 5,45%	5,70% a 5,91%
Projeção de aumento médio dos salários	4,06% a 6,59%	4,97% a 9,02%
Projeção de aumento médio dos benefícios	4,06%	4,97%
Taxa anual real de evolução custos médicos	-	0% a 4,43%
Taxa média de inflação anual	0,00%	4,97%
Expectativa de retorno dos ativos do plano (ii)	9,38% a 9,73%	10,95% a 11,17%

Hipóteses Demográficas		
		2016
Taxa de rotatividade	0%; N/A; NUCLEOS - 2015; Suavizada em 20%; T1 Service Table SUAV 20%	0%; GAMA - Exp. Rotatividade; T1 Service Table Suav. 20%; 80% T1 Service Table
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-83 Basic FEMALE; AT-83 Basic FEMALE; AT-2000 M&F SUAV 10%; AT-2000 BASIC M; AT-2000 BASIC DES 5% e Segregada por Sexo; AT-2000 BASIC (D30%) M&F; AT-2000 (UNISEX) DES 10%; AT-2000 (Suav. 10%) M&F; AT-2000 Basic M&F;	AT-2000 BASIC;AT-83 BASIC F;AT-2000 (D10%/D5%/D30%);AT-2000 (suavizada 10%);
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 DES; AT-49 DES 2 ANOS; AT-83 M&F SUAV 10%; MI-85 Segregada por Sexo; AT-83 M; AT 49 Segregada por Sexo; AT- 49 M&F; AT-49 AGRAV 100% M&F; AT - 83M (desagravada em 5%); RP 2000 DISABLED M&F; RRB - 1983	AT- 83;AT-83 (suav. 10%);AT-49 DES 2 anos;MI-85;AT-49 M;AT- 49 M&F;AT-49 (M&F) AGR 100%;RP - 2000 Disable;AT - 83M (desagravada em 5%);RP 2000 Disable M&F;RRB - 1983
Tábua de invalidez	Alvaro Vindas; Light Média	Light Fraca, Média e Forte; Alvaro Vindas
% de casados na data de aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre homens e mulheres	4 anos	4 anos

(i) Taxa de juros de longo prazo

(ii) Representa as taxas máximas e mínimas de retorno de ativos dos planos.

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*.

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 BD em 31 de dezembro de 2017 foi de R$ 214.409 (R$ 263.620 em 2016) na Controladora e R$ 2.777.878 (R$ 4.268.589 em 2016) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2017, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R$ 25.505 (R$ 18.562 em 2016) e R$ 163.857 (R$ 214.783 em 2016) no Consolidado.

Em 31 de dezembro de 2017, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R$ 31.007 (R$ 45.349 em 2016) e R$ 328.526 (R$ 281.376 em 2016) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R$ 32.589 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R$ 50.384 no Consolidado.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido da Controladora é de 8,95 anos e a média do Consolidado ponderada pelas obrigações é de 10,87 anos.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido pós-emprego para os próximos 10 anos:

Controladora

Programa Previdenciário	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Próximos 5 Anos	Total
Em 31 de dezembro de 2017	192.141	190.514	187.599	184.039	180.072	830.286	**1.764.651**

Consolidado

Programa Previdenciário	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Próximos 5 Anos	Total
Em 31 de dezembro de 2017	1.728.431	1.731.547	1.730.953	1.722.171	1.710.042	8.279.491	**16.902.635**

f) As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são: taxa de desconto, custo médico, aumento salarial esperado 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.

Notas Explicativas

Controladora

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R$ 45.514 (aumento de R$ 47.296).

- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R$ 58.529 (redução de R$ 59.210).

Consolidado

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R$ 551.847 (aumento de R$ 579.980).

- Se os custos médicos fossem 0,25% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria uma redução de R$ 5.947 (redução de R$ 7.502).

- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R$ 490.696 (redução de R$ 497.409).

A análise de sensibilidade apresentada pode não ser representativa da mudança real na obrigação de benefício definido, uma vez que não é provável que a mudança ocorresse em premissas isoladas, considerando que algumas das premissas podem estar correlacionadas.

Além disso, na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial.

Não houve alteração em relação a exercícios anteriores nos métodos e nas premissas usados na preparação da análise de sensibilidade.

g) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

Notas Explicativas

	Controladora		Consolidado	
Categoria de Ativo	2017	2016	2017	2016
Valores Disponíveis Imediatos	4	83	797	10.361
Realizáveis	62.157	142.347	834.606	913.902
Crédito de Depósitos Privados	159.477	213.464	1.171.009	364.800
Investimentos em Renda Fixa	499.798	814.464	16.359.920	16.409.421
Investimentos em Renda Variável	119.962	162.490	2.088.593	2.545.552
Investimento em Fundos	617.532	190.278	1.853.234	1.231.716
Investimentos Imobiliários	128.457	131.019	793.797	823.129
Investimentos Estruturados	-	-	545.444	451.874
Empréstimos e Financiamentos	81.566	81.383	562.396	563.357
Outros	2.291	2.210	2.186	76.172
(-) Recursos a receber do patrocinador	(7.910)	(81.291)	(319.896)	(421.767)
(-) Exigíveis Operacionais	(3.660)	(5.906)	(130.987)	(111.563)
(-) Exigíveis Contingenciais	(12.367)	(9.891)	(305.669)	(503.233)
(-) Fundos de Investimentos	(5.588)	(5.172)	(82.271)	(117.356)
(-) Fundos Administrativos	(47.816)	(48.758)	(200.293)	(192.172)
(-) Fundos Previdenciais	-	-	(19.849)	(18.249)
Total dos ativos	1.593.903	1.586.720	23.153.018	22.025.946

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 de investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

NOTA 30 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia e suas controladas são partes envolvidas em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas trabalhista e cível, que se encontram em vários estágios de julgamento.

A Administração da Companhia adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Companhia em função do risco de perda e da ocorrência de obrigação presente em função de evento passado, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como provável, além de atender a condição de obrigação presente vinculada a evento passado, são constituídas provisões;

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como possível, não é realizada provisão e suas informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, não é realizada provisão e somente são divulgadas em Notas Explicativas as informações relevantes, que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das demonstrações financeiras.

Portanto, para fazer face a eventuais perdas, são constituídas as provisões para contingências, conforme julgamento realizado pela administração da Companhia e de suas

controladas, amparadas em seus consultores jurídicos, como suficientes para cobrir eventuais perdas em processos judiciais.

Na data de encerramento destas demonstrações financeiras, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza, consideradas pela Administração da Companhia como sendo uma obrigação presente da entidade, derivada de eventos já ocorridos, cuja liquidação se espera que resulte em saída de recursos da entidade capazes de gerar benefícios econômicos:

a) Provisão para contingências:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
Trabalhistas	3.092	950	278.104	39.373
Tributárias	-	-	6.882	4.415
Cíveis	847.612	755.861	1.233.401	1.039.687
	850.704	756.811	1.518.387	1.083.475
NÃO CIRCULANTE				
Trabalhistas	1.187.019	457.097	2.358.354	1.369.292
Tributárias	-	-	625.879	586.429
Cíveis	15.759.489	13.216.976	20.049.730	17.690.233
	16.946.508	13.674.073	23.033.963	19.645.954
	17.797.212	14.430.884	24.552.350	20.729.429

Estas provisões tiveram, neste período, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2016	14.430.884	20.729.429
Constituição de provisões	4.570.106	6.762.387
Reversão de provisões	(1.640.399)	(2.514.588)
Atualização Monetária	1.032.635	1.314.434
Baixas	-	(1.087.114)
Pagamentos	(596.014)	(652.198)
Saldo em 31/12/2017	17.797.212	24.552.350

A constituição e a reversão da provisão para contingências foram registradas no resultado do período como Provisões Operacionais (Nota 43).

a.1) Ações judiciais cíveis

Controladora

i. Reclamação de Correção Monetária sobre o Empréstimo Compulsório

Existe um contencioso judicial expressivo envolvendo a controladora, onde o maior número de ações nesse universo diz respeito às ações que têm por objeto a aplicação de critérios de atualização monetária sobre os créditos escriturais do Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica.

Tais demandas têm por objeto impugnar a sistemática de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia.

Os créditos do empréstimo compulsório foram pagos pela Companhia por intermédio de conversões realizadas em 1988, 1990 e 2005.

A divergência foi levada ao Superior Tribunal de Justiça (STJ), tendo a questão de mérito sido decidida por aquela Corte. A matéria, entretanto, é atualmente objeto de recursos ao Supremo Tribunal Federal (STF), os quais se encontram pendentes de julgamento.

A despeito da questão ter sido submetida ao STF, face ao precedente do STJ, decidido sob o rito do artigo 543-C do Código de Processo Civil de 1973, as demandas ajuizadas têm tido seu curso normal e, por conseguinte, vêm ocorrendo diversas condenações ao pagamento de diferenças de correção monetária relativas a esse período e em decorrência das mesmas a Eletrobras tem sido alvo de numerosas execuções, sendo que nessas execuções há dissenso entre a Eletrobras e os autores quanto à forma de apuração do valor devido.

A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis, na Controladora, no valor de R$ 16.596.267 em 31 de dezembro de 2017 (R$ 13.901.602 em 31 de dezembro de 2016) referente a esses processos.

ii. Amazonas GT e Eletrobras

Existem processos promovidos contra a Amazonas GT, nos quais a Eletrobras foi incluída no polo passivo, por ter se obrigado como fiadora e devedora principal da Amazonas GT em diversos contratos de fornecimento de energia.

Tais processos são decorrentes de pagamentos, multas e encargos por supostos atrasos e inadimplementos da Amazonas GT no cumprimento de obrigações referentes a tais contratos.

Em específico a esses contratos de fornecimento de energia no qual a Eletrobras se figura como fiadora, a Companhia mantém a provisão de R$ 545.928 (R$ 531.198 em 31 de dezembro de 2016) lastreada no ativo de mesmo montante junto à controlada Amazonas GT.

iii. Amazonas Distribuidora e Eletrobras

Processo que discute eventuais atrasos no pagamento pela Amazonas Distribuidora ao Produtores Independente de Energia (PIE) Companhia Energética Manauara S/A. Assim, como a Eletrobras foi incluída no polo passivo, por ter se obrigado como fiadora e devedora principal desse contrato de fornecimento de energia, em 31 de dezembro de 2017 a

Companhia apresenta o montante de R$ 12.985 (R$ 12.635 em 31 de dezembro de 2016) provisionados em seu contingenciamento.

Consolidado

1) Amazonas Distribuidora

i. Atrasos de Pagamentos aos Produtores Independentes de Energia

A Companhia é parte em 18 processos movidos por Produtores Independentes de Energia (PIE), GERA - Geradora de Energia do Amazonas S/A. Breitener Jaraqui S/A, Companhia Energética Manauara S/A e Rio Amazonas Energia S.A., em que se discute os seguintes objetos: a) anulação de multa aplicada pela Companhia em virtude do atraso por parte do PIE na entrada em operação da usina; b) cobrança de diferenças de faturamento da parcela do preço da energia relativa ao fornecimento de combustível usado na operação da usina, trazendo questionamentos acerca da fórmula constante no anexo G; e c) cobrança de diferença de valores decorrentes da extinção da CPMF.

Decorrente de novas movimentações processuais, a Administração reavaliou o prognóstico dos processos em conjunto com assessores jurídicos em 2016. Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia apresenta o montante atualizado de R$ 1.060.261 (R$ 965.517 em 31 de dezembro de 2016) provisionados em seu contigenciamento.

ii. Contingências tributárias passivas com risco possível

A Companhia possui riscos de natureza tributária relacionados ao PIS/COFINS sobre o reembolso CCC/CDE que não estão provisionados, pois envolve risco de perda classificado pela Administração e seus consultores jurídicos como possível.

A CCC/CDE é um encargo do setor elétrico brasileiro pago por todas as concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica, de forma a subsidiar os custos anuais de geração em áreas ainda não integradas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, chamadas de Sistemas Isolados.

Neste contexto, a conta CCC/CDE tem a finalidade de custear as despesas da Amazonas Energia com a aquisição de insumos (combustível líquido e gasoso), aquisição de energia para revenda (Produtores Independentes), entre outros gastos usuais. O valor repassado pela CCC/CDE corresponde ao excedente apurado em relação ao Custo Total de Geração (CTG) e a quantidade gerada valorada pelo preço médio da potência e energia negociado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), cujo montante apurado é reembolsado pela CCC/CDE e contabilizado como recuperação de despesa, não caracterizando-se como uma subvenção e, consequentemente, não é uma receita operacional, não sendo, portanto, base de cálculo do PIS/Pasep e da COFINS, no entendimento da Administração, com base em opinião emitida pelos consultores jurídicos da Companhia.

Embora nenhum passivo tenha sido reconhecido por não ser provável uma saída de recursos, caso as autoridades fiscais imputem a cobrança dos referidos tributos, a Administração da Companhia estima que o risco relativo aos últimos cinco exercícios fiscais totalize R$ 716.932, considerado apenas o principal, sem multas e outros encargos.

2) CGTEE

i. Processo 2-12 0 236/12

Postula o Banco KfW a cobrança das obrigações oriundas dos empréstimos em desfavor da CGTEE, a qual figurava como avalista do referido empréstimo, considerando as amortizações vencidas (contabilizadas as multas contratuais), juros de empréstimo vencidos, juros de mora sobre amortizações vencidas e indenização por danos. A CGTEE não reconhece os avais, havendo, inclusive, ação em trâmite com provas da falsidade dos avais. A CGTEE recebeu o Ofício nº 2677/2013/CGCI-DRCI-SNJ-MJ, de 12/04/2013, do Ministério da Justiça, que encaminha Carta Rogatória de notificação de ação de cobrança do KfW junto ao Tribunal Regional de Frankfurt. A Carta Rogatória tomou o nº 7988/DE (2013/0109413-6) junto ao STJ. Refere-se a cobrança da garantia de 4 (quatro) contratos da Usina Termelétrica Winimport S/A. Já foram realizadas 3 audiências na Alemanha. O Escritório NOER LLP comunicou a sentença condenatória de 20/05/2016 da Eletrobras CGTEE em favor de KfW no valor estimado de EUR 74.330. Apelação interposta em 23/06/2016. As razões da apelação foram apresentadas em 27/09/2016. A etapa seguinte será a manifestação do KfW acerca do recurso. De acordo com o Escritório NOER LLP, a probabilidade de perda é provável e o valor de R$ 314.469 foi provisionado em 31 de dezembro de 2017.

3) Chesf

i. Declaração de Nulidade

A Chesf é autora de uma ação na qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, CONSTRAN S.A. - Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A. (rés neste processo, e aqui doravante assim referidas), e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R$ 350.000 (valores da época, convertidos em reais), em dobro. As mesmas rés, além de contestarem o feito, ajuizaram, em paralelo, reconvenção pleiteando a condenação da Chesf a pagamentos vencidos decorrentes do mesmo aditivo contratual não tempestivamente liquidados pela Companhia (glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993, em obediência à Lei nº 8.030/1990, e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996).

Após longa tramitação processual nas instâncias ordinárias, incluindo controvérsia em torno do ramo judiciário competente para seu processamento e julgamento (a Chesf e a União, sua assistente no processo, entendem pela competência da Justiça Federal; o Tribunal Regional Federal da 5ª Região, à luz da Lei nº 8.197/1991, entendeu ser a competência da Justiça Estadual, entendimento este ratificado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco/TJPE – o Superior Tribunal de Justiça/STJ, instado a se pronunciar na matéria, não conheceu do correspondente recurso especial por razões exclusivamente processuais), a ação da Chesf foi julgada improcedente e a reconvenção das rés julgada procedente, ambas as decisões proferidas pelo TJPE.

A Chesf e a União, no curso do processo – por questões incidentais – e especialmente ao seu final nas instâncias ordinárias, apresentaram recursos especiais e extraordinários. A Chesf interpôs agravo regimental dessa decisão, rejeitado pela Corte Especial e pendente de publicação.

Em 02/12/2016 a Chesf protocolizou petição de Tutela Provisória Incidental nos autos do RESP nº 1.530.912/PE, a qual teve seu pedido deferido, atribuindo efeito suspensivo para sustar a eficácia do acórdão prolatado pelo TJPE, até julgamento definitivo do recurso especial.

Paralelamente, e desde a conclusão da tramitação do feito perante as instâncias ordinárias, as rés vem tomando, perante as instâncias ordinárias do Poder Judiciário do Estado de Pernambuco, diversas iniciativas no sentido de promover a execução do montante que pleitearam em reconvenção.

Assim, em novembro/1998 apresentaram pedido de execução provisória, mediante antecipação judicial da tutela pretendida, mas tal iniciativa foi suspensa por ordem do STJ.

Após, as mesmas rés formularam processo de liquidação da decisão provisória que detinham em seu favor, o qual, afinal – e não sem antes, no seu curso, haver sido declinado à Justiça Federal, decisão esta revertida pelo TJPE a pedido das rés –, foi extinto sem julgamento de mérito por decisão da primeira instância que, recorrida, foi revertida pelo TJPE, que deu provimento, em larga medida, à pretensão das rés (AI 205.097-7), homologando, com exclusões, o segundo laudo pericial final de arbitramento de valores apresentado no feito em primeira instância. Ainda neste mesmo caso, e após a sucessiva apreciação de diversos embargos de declaração articulados por todas as partes do processo, o mesmo TJPE acolheu pretensão da Chesf no sentido de excluir daquela anterior homologação de valores o indevido cômputo cumulado de juros moratórios contratuais e legais, reduzindo assim muito substancialmente o montante reconhecido em favor das rés.

Concluída a apreciação da matéria liquidatória nas instâncias ordinárias do Poder Judiciário do Estado de Pernambuco, todas as partes do processo apresentaram recursos às instâncias judiciárias superiores – no caso da Chesf, tanto recurso especial ao STJ (apontando diversas irregularidades processuais e manifestas reduções ainda legalmente necessárias no montante liquidatório inicialmente homologado pelo TJPE) quanto recurso extraordinário ao STF (apontando questões processuais relacionadas às garantias fundamentais constitucionais).

Cabe ainda registrar, neste mesmo feito – processo de liquidação –, que independentemente dos antes referidos recursos especiais e extraordinários ora pendentes de apreciação, encontra-se em curso perante o STJ o RESP 1.366.295, onde, já após a vigência da Lei nº 9.469/1997, controverte-se novamente a competência para processamento e julgamento daquela causa (a Chesf e a União, sua assistente no processo, entendem pela competência da Justiça Federal; as rés entendem pela competência do Poder Judiciário do Estado de Pernambuco): neste recurso houve decisão denegatória da Segunda Turma do STJ, seguida de embargos declaratórios da CHESF. Em março de 2016 houve apreciação dos referidos embargos declaratórios com idêntico resultado sendo publicada tal decisão em 12/09/2016.

Em agosto de 2013 as rés, após a conclusão da tramitação deste feito liquidatório perante as instâncias ordinárias – e sem prejuízo das pendências dos recursos às instâncias judiciárias superiores antes referidos –, tomaram iniciativa perante a 12ª Vara Cível de Recife – PE no sentido de promover a execução provisória dos valores, que referenciados a abril/2015 totalizam um montante de R$ 1.035 milhões. Houve determinação de penhora on line, via Bacenjud, com várias iniciativas de incidência sobre ativos da CHESF.

Até o dia 31/12/2015 os bloqueios somavam a importância de R$ 360 milhões. O consórcio peticionou requerendo que fosse penhorado 25% do faturamento da Chesf, bem como fosse liberado o valor até então bloqueado sem a apresentação de caução idônea, sendo tal pleito indeferido pelo MM. Juízo, decisão posteriormente confirmada pelo TJPE. Em 24/02/2016 nova decisão da 12ª Vara Cível da Comarca de Recife deferiu o pedido de penhora sobre títulos da dívida pública havidos pela Chesf, de forma a complementar, até o valor da condenação, o valor já bloqueado. Contra tal medida foi apresentado Agravo de Instrumento ao TJPE, pendente de julgamento. A Secretaria do Tesouro Nacional informou a impossibilidade de cumprimento de tal determinação e, por conseguinte, foram oficiados o Banco do Brasil e a Caixa Econômica Federal. Em 31/05/2016, foi bloqueado pela Caixa Econômica Federal o valor de R$125 milhões, aplicados em fundos daquela instituição.

Apresentada Ação de Reclamação pela Chesf, em 31/05/2016, objetivando a suspensão da execução provisória e por via de consequência, as medidas de bloqueio foram deferidas liminares pelo Des. Substituto Roberto Maia em 06/06/2016 e revogada em 07/06/2016, restituindo a situação de bloqueio sem que houvesse, na prática, produzido seus efeitos. Novo pedido de reconsideração/agravo foi apresentado pela Chesf em 15/06/2016, recebido como agravo em 16/06/2016 tendo sido determinada a citação das agravadas. Ante a juntada de novos documentos pela Chesf, o Relator Des. Eduardo Augusto Paurá Peres despachou para o Consórcio se manifestar sobre os documentos novos, dê-se vista aos reclamados, na forma do art. 437, §1º, do CPC1.

A Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, atualizou a provisão em seu passivo não circulante, no montante de aproximadamente R$1.098.566 e outros adicionais de R$ 109.956 em 31 de dezembro de 2017, relativamente ao valor da condenação em honorários de sucumbência em favor dos patronos das partes adversas à Chesf (estes fixados à razão de 10% sobre o valor da condenação principal e mais R$100.000,00), tudo o acima referido tomando especialmente por referência, de um lado, a decisão manifestada pelo TJPE em ação de liquidação (proposta pelo Consórcio Xingó – CBPO/CONSTRAN/Mendes Junior), atualmente em curso perante o STJ sob o nº RESP 1.530.912, distribuído naquela corte e ainda ali aguardando processamento e julgamento com atribuição de efeito suspensivo no recurso (há, no mesmo processo, também Recurso Extraordinário com destino ao Supremo Tribunal Federal), e, de outro lado, os valores em torno dos quais (inclusive conforme suscitado no ora Recurso Especial acima referido) há a convicção de descabimento/inaplicação ao caso.

ii. Ação de Indenização

Ação de Indenização de 14.400 ha. de terra na Fazenda Aldeia, proposta na Comarca de Sento Sé (BA), pelo Espólio de Aderson Moura de Souza e esposa (distribuído e autuado à época sob o número 0085/1993, atualmente 0000023-22.1993.805.0242). A sentença foi julgada procedente no primeiro grau para condenar a Chesf no valor de R$ 50.000, (principal mais juros e correção monetária). Em 31/12/2008, a Chesf interpôs recurso para o Tribunal de Justiça da Bahia. Em 31/03/2009 o processo foi transferido para a Justiça Federal face intervenção da União Federal na qualidade de assistente (sendo autuado sob o número 0003437-77.2011.4.01.3305). Em 30/06/2011 foi julgado parcialmente procedente recurso de apelação interposto pela Chesf perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, sendo negado provimento à apelação do autor. Em 30/09/2011 foi ajuizada Ação Rescisória (0054126-49.2011.4.01.0000) perante o Tribunal Regional Federal da Primeira Região, tendo sido deferida liminar em 31/12/2011

determinando a suspensão da execução do processo principal, o que se perdura até este momento. A Companhia possui em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta Ação no valor de R$ 161.135. Em 31/12/2017, referida Ação Rescisória ainda encontra-se pendente de julgamento.

4) Eletronorte

i. Ação de desapropriação – UHE Balbina:

Desapropriações ajuizadas pela Companhia com a finalidade de indenizar os proprietários das áreas atingidas pela formação do reservatório da Usina Hidrelétrica de Balbina (AM). Em sua maioria, os processos estão em fase de cumprimento de sentença. Há discussão acerca da legitimidade dos títulos apresentados pelos expropriados, tendo, inclusive, o Ministério Público Federal ajuizado Ação Civil Pública contestando esses títulos. A provisão constituída desta causa em 31 de dezembro de 2017 é de R$ 288.043 (Em dezembro de 2016 foi R$ 283.428).

ii. Ação indenizatória – Sul America Companhia Nacional de Seguros

Trata-se do ressarcimento de valores a Sul América Companhia Nacional de Seguros devido ao pagamento feito a Albrás Alumínio Brasileiro S.A. pelo sinistro sofrido decorrente da interrupção do fornecimento de energia elétrica. O processo passou a ser provisionado no exercício de 2015 por conta da mudança de estimativa de perda, que passou de possível para provável. No exercício de 2016 o processo montava R$ 237.299. O saldo em 31 de dezembro de 2017 monta a R$ 240.709.

5) Ceal

O Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas, na qualidade de substituto processual, abonou reclamação trabalhista em favor dos empregados da Companhia, visando o recebimento de supostas diferenças salariais, ocorridas em virtude da implantação do denominado "Plano Bresser" (Decreto-Lei nº 2.335/87). O pedido teve amparo perante a Egrégia Segunda Junta de Conciliação e Julgamento de Maceió-AL, decisão está confirmada pelo Tribunal Regional do Trabalho da 19ª Região, estando a decisão transitado em julgado. Acrescente-se a isso o fato de a União ter ingressado no feito como assistente, o que reforça a defesa da Companhia na busca pela limitação à data base, bem como a decisão datada de 15 de março de 2011, do TRT da 19º Região, proc. 251900.68.5.19.1989.0002, da Companhia de Abastecimento de Águas e Saneamento de Alagoas – CASAL, que houve a limitação à data base. A Companhia tem constituída provisão para contingências em relação a esse assunto, no montante de R$ 356.000 em 31 de dezembro de 2017 (R$ 11.111 em 31 de dezembro de 2016).

b) Passivo Contingente:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Trabalhistas	2.331.258	2.273.211	3.813.708	3.901.704
Tributárias	329.851	810.130	12.213.802	10.431.673
Cíveis	9.313.102	6.745.488	38.689.568	43.942.534
	11.974.211	9.828.829	54.717.079	58.275.911

b.1) Cíveis

Controladora

i. Empréstimo Compulsório

As ações cíveis na Controladora têm por objeto a aplicação de critérios de atualização monetária sobre os créditos escriturais do Empréstimo Compulsório constituído a partir de 1978.

As demandas tem o objetivo de impugnar a sistemática de cálculo de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia. Os créditos foram integralmente pagos pela Companhia por intermédio de conversões em ações utilizando como base de atualização a legislação vigente.

ii. Reclamações de ação - *Class Action*

Em 22 de julho de 2015 e 15 de agosto de 2015, duas reclamações de ação de classe de títulos putativos foram protocoladas contra a Eletrobras e alguns de nossos empregados no Tribunal Distrital dos Estados Unidos no Distrito Sul de Nova York (SDNY). Em 2 de outubro de 2015, essas ações foram consolidadas e o Tribunal nomeou como requerentes principais, Dominique Lavoie e a Cidade de Providence. Os requerentes protocolaram uma reclamação aditada consolidada em 8 de dezembro de 2015 alegadamente em nome de investidores que compraram nossos títulos de negociação norte-americanos entre 17 de agosto de 2010 a 24 de junho de 2015, e protocolaram uma segunda reclamação aditada em 26 de fevereiro de 2016.

A segunda reclamação aditada alega, dentre outras coisas, que a Eletrobras e os réus individuais sabiam ou deveriam saber sobre a alegada fraude cometida contra a Companhia por um cartel de empreiteiras, bem como subornos e propinas alegadamente solicitados e recebidos pelos empregados da Eletrobras; que a Eletrobras e os réus individuais apresentaram declarações errôneas e omissões em relação à fraude alegada; e que o preço das ações da Eletrobras declinou quando a alegada fraude foi divulgada.

Os requerentes não especificaram um valor de indenização que estão buscando, tal valor, quando especificado, pode ser relevante para a Eletrobras. Em 15 de abril de 2016, a Eletrobras apresentou um pedido de extinção da segunda reclamação aditada, que foi plenamente abreviado e então apresentado ao Tribunal em 17 de junho de 2016.

Em 9 de março de 2017, foi realizada uma audiência sobre a defesa preliminar (Hearing on Motion to Dismiss) da Eletrobras na Class Action, franqueando-se tanto ao demandante quanto à Eletrobras oportunidade para apresentar argumentação oral perante a Corte, informando o escritório contratado, Davis Polk & Wardwell LLP, que o juiz John G. Koeltl concentrou esforços no questionamento às partes sobre a existência de materialidade nas infrações imputadas à Companhia e administradores.

Nesse contexto, a defesa oral da Eletrobras argumentou que não houve materialidade sob o ponto de vista quantitativo, eis que insignificantes são os impactos sobre as demonstrações financeiras da companhia. Ponderou, ainda, o escritório que apenas um administrador da holding foi citado nas denúncias (sendo que ainda não foi julgado no Brasil acerca de sua culpabilidade), o que é insignificante ante o porte da corporação e também o ajuste diminuto promovido em seu balanço societário.

Em 27 de março de 2017 foi divulgado o resultado da audiência de defesa preliminar (motion to dismiss), sendo que o Tribunal acatou parcialmente os argumentos da Eletrobras e parcialmente os argumentos dos reclamantes.

Em 28 de fevereiro de 2018, o Tribunal concedeu o pedido conjunto das partes para uma suspensão de 60 dias do litígio, enquanto as partes tentam resolver o assunto através da mediação. Se um acordo em relação à liquidação não for alcançado antes da expiração da permanência, o argumento oral sobre a moção dos credores para certificação de classe, previamente agendada para 12 de março de 2018, será reprogramado e a descoberta continuará até pelo menos setembro de 2018.

Dessa forma, não há obrigação presente (legal ou construtiva) com mensuração razoável que a Eletrobras tenha com relação ao processo coletivo.

Administração da Eletrobras acredita que as reclamações, em si, não criam uma obrigação presente para a Eletrobras em conformidade com o CPC 25/IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (*Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets*). Como o litígio ainda está em *its discovery and class certification stages*, o resultado do litígio está sujeito a uma incerteza considerável, não sendo possível, nesta fase, para a Administração da Eletrobras estimar com confiabilidade a perda potencial ou um intervalo de perda, se houver, que pode resultar da resolução final desses processos judiciais. Portanto, nenhuma provisão foi reconhecida nas demonstrações financeiras da Eletrobras. O resultado final desses processos judiciais poderá ter um efeito adverso relevante nas demonstrações financeiras da Eletrobras, nos resultados das operações e nos seus fluxos de caixa futuros.

iii. Aquisição de energia de Belo Monte destinada ao ACL

A Eletrobras e suas controladas CHESF e Eletronorte detém o total de 49,98% do capital social da SPE Norte Energia S.A. (NESA), esta última responsável pela construção da usina hidrelétrica de Belo Monte.

Houve divergência entre os sócios quanto à aplicação da cláusula 6.7 do Acordo de Acionistas, a qual versa sobre exercício de direito de preferência para celebrar contrato de compra pelo preço de R$130,00/MWh (em abril de 2010) para aquisição de 20% da energia média assegurada, por parte da Eletrobras da energia de Belo Monte destinada ao Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Alguns sócios da NESA alegam que a Eletrobras tem a obrigação de adquirir tal energia. A Eletrobras entende que inexiste tal obrigação e, sim, o direito de preferência. O Acordo de Acionistas prevê que os conflitos sejam resolvidos mediante arbitragem. Desta forma, a Assembleia de Acionistas da Norte Energia S.A. (NESA) deliberou em abril de 2016 pela instauração de tal procedimento.

Em 29 de junho de 2017, ocorreu audiência de exposição do caso em que foi determinado que (i) as partes juntem suas respectivas demonstrações financeiras auditadas, até 07 de

agosto de 2017, indicando onde constam os lançamentos e referências ou notas explicativas relativas ao negócio do objeto arbitragem, (ii) que as partes apresentem pareceres técnicos, até 11 de setembro de 2017, analisando a estrutura de capital do projeto e (iii) que os demais pareceres técnicos sejam apresentados até 11 de setembro de 2017 e que as partes falem sobre os pareceres técnicos e juntem contra pareceres até 10 de novembro de 2017.

Em 07 de agosto de 2017, as partes apresentaram suas demonstrações financeiras, e em 11 de setembro de 2017 apresentaram seus pareceres técnicos.

Em março de 2018 ocorreu nova audiência para oitiva de testemunhas e foi solicitada ajuntada de documentos, pelos árbitros, o que deverá ocorrer até 28 de março de 2018.

No presente procedimento arbitral, a Eletrobras avalia como possível a probabilidade de que ela venha a perder tal litígio, de forma que nehuma provisão foi constituída para esse fim.

Adicionalmente, caso a Eletrobras não logre êxito no procedimento arbitral em curso, a Companhia estima o reconhecimento de uma provisão para perda de até R$ 1,9 bilhão na operação de compra e venda desta energia, considerando os valores em 31 de dezembro 2017. Para tal estimativa foi utilizada como base o custo de capital da Eletrobras, o preço do ACL atualizado pelo IPCA, o preço referência de venda de energia no longo prazo e o percentual de participação no investimento societário da Eletrobras e suas controladas em Belo Monte.

iv. Empréstimo Compulsório: conversão dos créditos pelo valor patrimonial

Trata-se de ação proposta pela Associação Brasileira de Consumidores de Água e Energia Elétrica, que tramita na 17ª Vara Federal de Brasília, sob o número 2005.34.00.036746-4, cujo objeto consiste em se obter a devolução do empréstimo compulsório com base no valor de mercado das ações, ao invés da sistemática hoje aplicada que utiliza o valor patrimonial das mesmas.

O valor da causa inicial em R$ 2.397.003. Em 31 de dezembro de 2017 o valor atualizado é de R$ 3.525.049.

A Companhia compreende que é cabível a conversão dos créditos em ações pelo valor patrimonial e não pelo valor de mercado, por expressa disposição legal (art. 4º da lei 7.181/83) e por configurar-se critério mais objetivo, o qual depende de diversos fatores nem sempre diretamente ligados ao desempenho da empresa.

Atualmente, o processo está em fase de julgamento da apelação da autora, junto ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, haja vista que foi declarada como parte ilegítima para a propositura da ação pelo Juízo da 17ª Vara Federal do Distrito Federal.

Ressalte-se que tal ação foi proposta em 09/07/2007 e que os acórdãos dos recursos repetitivos transitaram em julgado após 2009, motivo pelo qual o entendimento pacificado hoje é totalmente contrário à tese e pedido na inicial, motivo pelo qual, entendemos de forma conservadora que a previsão deve ser possível.

Notas Explicativas

Eletrobras

Consolidado

1) Distribuidoras

Demanda judicial movida pela Associação Nacional de Consumidores (ANDECO)

Trata-se de uma Ação Cível Pública, em trâmite na 18ª Vara Cível de Brasília, movida pela ANDECO em desfavor da Amazonas Distribuição de Energia e Distribuição Alagoas, tendo atribuído à causa envolvendo a Eletrobras e suas controladas o valor de R$ 13.523.334 na qual seu valor em contingência em 31 de dezembro de 2017 é de R$ 17.620.288 (R$ 23.333.079 em 31 de dezembro de 2016), conforme quadro abaixo:

Empresa	Perdas	Dobra Legal	Contingência 31/12/2017
Eletrobras Amazonas Distribuição de Energia S.A.	4.813.561	9.627.122	12.670.272
Eletrobras Distribuição Alagoas S.A.	1.948.106	3.896.212	4.950.016
Total	6.761.667	13.523.334	17.620.288

A variação deve-se pelas demais distribuidoras serem classificadas em 31 de dezembro de 2017 como ativos mantidos para venda conforme nota explicativa 44.

A autora alega que, inobstante haver autorização da ANEEL, a cobrança rateada de valores de perdas não técnicas (fraudes, furtos, erros de medição, faturamento e fornecimento sem medição) é indevida e que, portanto, deverão as distribuidoras serem condenadas a ressarcir aos consumidores regulares, em dobro (dobra legal), os valores cobrados no período de 2010 a 2014, conforme seus respectivos balanços. Pleiteia, ainda, a anulação de todas as Resoluções da ANEEL que permitam a cobrança e inclusão nas faturas dos valores cobrados de perdas não técnicas.

A autora requereu o pedido liminar para suspender a cobrança, assim como as Resoluções da ANEEL que a permitem, totavia, o pedido foi indeferido. A Magistrada determinou a intimação da ANEEL quanto ao interesse para integrar a lide, a qual se manifestou positivamente, ensejando, por via de consequência, no declínio de competência e na redistribuição do efeito à Justiça Federal.

Em 08/08/2016, houve a redistribuição dos autos à 21ª Vara Federal de Brasília com despacho inicial mantendo os atos até então praticados na esfera cível e determinando a intimação da ANEEL e da União para apresentação de defesa, com posterior réplica autoral.

2) Amazonas Distribuidora

i. Contrato de Fornecimento de Gás – CIGÁS – Limitação do Volume do Gás

No que tange aos montantes de cobertura da Conta de Consumo de Combustível (CCC) referente aos custos de geração da controlada Amazonas Distribuidora de Energia, existe a possibilidade da não neutralidade do contrato de gás devido ao Despacho Aneel n°314, de 02 de fevereiro de 2016 que fixou a quantidade de gás natural a ser reembolsada pela CCC em 2016 em patamar inferior à Quantidade Diária Contratada ("QDC") de 5.420.000 m3/dia conforme estabelecido no Contrato de Compra e Venda de Gás Natural entre a Amazonas Distribuidora e a CIGÁS/Petrobrás.

Em 2017 a ANEEL através da Resolução Homologatória nº2.202, de 7 de março de 2017, que aprovou o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o ano de 2017, manteve a mesma limitação do reembolso referente ao volume de gás no patamar de

2016. A Companhia ingressou com Pedidos de Reconsideração junto à ANEEL em face das limitações orçamentárias impostas pela ANEEL que estão pendentes de apreciação.

No entanto, em relação à limitação do reembolso do volume, a Companhia avalia como baixo o risco de materialização do desembolso financeiro, pois entende que a ANEEL não pode criar dispositivo que limita a cobertura do reembolso dos custos com geração definidos pela Lei 12.111/2009 e reforçados pela Lei 13.299/2016. Adicionalmente existe decisão favorável proferida em Segunda Instância em caso análogo a qual garante a Companhia o integral reembolso dos custos de geração, afastando os efeitos das limitações impostas. Em última instância, a Companhia entende que na improvável hipótese de prevalecer a limitação imposta pela ANEEL no reembolso do Volume do Gás, haveria um desequilíbrio econômico-financeiro passível de revisão do contrato de gás em referência ou ainda revisão do Preço do Gás pela ANP de forma a compensar tal desequilíbrio.

O montante envolvido na limitação do reembolso referente ao volume de gás em 31 de dezembro de 2017 é de R$ 626.478 (R$ 340.000 reais em 31 de dezembro de 2016).

ii. Reembolso Óleo - Resolução Homologatória ANEEL Nº 427/2011

Com o advento da Medida Provisória nº 466/2009, posteriormente convertida na Lei 12.111/2009, a legislação setorial passou a dispor que a CCC passaria a reembolsar não apenas o custo total do combustível, mas, ainda todo o custo da geração de energia nos sistemas isolados, deduzido do custo médio da energia apurado para o ambiente regulado. Ao regulamentar a Lei nº 12.111/2009, o Decreto nº 7.246/2010 novamente não impôs ou estabeleceu qualquer limitação quanto ao reembolso integral previsto.

Contudo, ao regulamentar a Lei nº 12.111, de 2009, e o Decreto nº 7.246, de 2010, a Resolução Normativa ANEEL nº 427, de 2011, estabeleceu limitações ao reembolso dos custos de aquisição com combustíveis estabelecendo um preço de referência.

A Companhia entende que é direito líquido e certo o reembolso integral da CCC, sem qualquer limitação, nesse sentido fez-se necessário impetrar um Mandado de Segurança, a fim de garantir o reembolso previsto na Lei 12.111/2009, sem qualquer limitação.

Mediante a referida ação judicial, foi proferida Decisão em Segunda Instância a qual garante a Companhia o integral reembolso dos custos de geração, afastando os efeitos da Resolução Homologatória ANEEL nº 427/2011. Com isso, vige atualmente decisão que concedeu a segurança pleiteada, no sentido de assegurar o reembolso integral dos custos referentes ao consumo de combustíveis sem qualquer limitação.Desta forma a Companhia permanece sendo reembolsada integralmente de seus custos de geração.

A Companhia entende que é baixo o risco de perda do litígio em virtude da Decisão já proferida, decisão esta reforçada pela Lei 13.299/2016 que trouxe o beneficio de prover recursos para o pagamento dos reembolsos das despesas de aquisição de combustível incorridas até 30 de abril de 2016 pelas concessionarias titulares das concessões que trata a Lei 12.111/2009, comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da referida Lei.

Nesse sentido, têm-se, ainda a Nota Técnica ANEEL nº 331/2016, de 12 de setembro de 2016, que em seu item III. 2 – "Alterações na CCC", dispõe que há necessidade de adequações da Resolução Normativa 427/2011 em virtude da Lei nº 13.299/2016, vejamos:

ii.2 Alterações na CCC

a. Em virtude da publicação da Lei nº 13.299, de 21/6/2016, a qual alterou, dentre outros, dispositivos da Lei nº 12.111, de 9/12/2009, há que se adequar o ato normativo da ANEEL que disciplina a gestão e o processamento da CCC.

b. Assim, em vista à Resolução Normativa nº 427/2011, identifica-se a seguir os pontos a serem revistos. Em primeiro lugar e apresentando-se como item de maior impacto econômico e financeiro nas distribuidoras beneficiadas, cita-se o art. 3º da Lei nº 13.299/2016, o qual prevê o reembolso das despesas comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da Lei nº 12.111/2010, incluindo atualizações monetárias, até 30/4/2016.

Sendo assim, e considerando que a Lei 13.299/2016 garante o reembolso integral do custo com combustíveis até 30 de abril de 2016, a Companhia registrou a provisão de R$ 100.081 referente ao valor estimado em litigio sobre a diferença do preço do óleo. Em 2017 o preço praticado estava abaixo do preço homologado, não gerando saldos a devolver..

Essas contingências são obrigações possíveis para as quais não há nenhuma provisão reconhecida por não ser provável que uma obrigação legal ou construtiva resultante de um evento passado tenha ocorrido ou ainda não é provável que ocorra saída de caixa; ou a perda não pode ser confiavelmente estimada.

As informações referentes às demais contingências prováveis e possíveis e a descrição das demandas judiciais relevantes para a Companhia e suas controladas encontram-se divulgadas nas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2017, não tendo ocorrido mudança relevante no período.

NOTA 31 - OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas termonucleares, que se constituem em um programa de atividades exigidas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, que permite desmantelar com segurança e mínimo impacto ao meio ambiente essas instalações nucleares, ao final do ciclo operacional.

a) Descomissionamento

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 da Eletronuclear em 07.11.2017 e prevê atualização a 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 controlada aprovou, através da resolução datada de 12/08/2015, o Relatório do Grupo de Trabalho, 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 Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAAA), 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 Irradiados (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 controlada 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 Eletronuclar 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:

Descomissionamento

Usina	31/12/2017			31/12/2016
	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 Atividade e Combustível Nuclear usado

Usina	31/12/2017			31/12/2016
	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

Usina	31/12/2017			31/12/2016
	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 32 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

Os recursos são oriundos do Tesouro Nacional sendo destinados aos projetos abaixo:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Aportes da União para Futuro Aumento de Capital	3.364.553	3.060.373
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	246.371	224.097
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	4.159	3.783
UHE de Xingó	11.686	10.629
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.829	1.664
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	10.843	9.863
	3.639.441	3.310.409

Notas Explicativas

NOTA 33 – CONTRATOS ONEROSOS

	CONSOLIDADO			
	SALDO EM 31/12/2016	CONSTITUIÇÕES	REVERSÕES/ COMPENSAÇÃO	SALDO EM 31/12/2017
Transmissão				
LT Recife II - Suape II	41.463	8.734	-	50.197
LT Camaçari IV - Sapeaçu	114.501	9.603	-	124.104
Outros	10.521	-	(235)	10.286
	166.485	18.337	(235)	184.587
Geração				
Brasil Ventos S.A.	161.473	-	(161.473)	-
Funil	63.424	74.969	(11.532)	126.861
Coaracy Nunes	370.581	-	(138.529)	232.052
Marimbondo	235.806	-	(235.806)	-
Angra 3	1.350.241	562.862	(524.260)	1.388.843
Estreito	164.755	-	(164.755)	-
Outros	160.785	147.552	(161.453)	146.884
	2.507.065	785.383	(1.397.808)	1.894.640
Distribuição				
Ceal	7.809	-	(7.809)	-
Cepisa	65.382	-	(65.382)	-
Ceron	191.325	167.257	(358.582)	-
Boa Vista	2.223	2.876	(5.099)	-
Amazonas D	812.694	-	(812.694)	-
	1.079.433	170.133	(1.249.566)	-
	3.752.983	973.853	(2.647.609)	2.079.227
Total do Passivo Circulante	1.093.678	180.287	(1.261.917)	12.048
Total do Passivo Não Circulante	2.659.305	803.720	(1.395.846)	2.067.179
TOTAL	3.752.983	984.007	(2.657.763)	2.079.227

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 31 de dezembro de 2017, R$ 458.332 (R$ 952.728 em 31 de dezembro de 2016) decorrem de contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei 12.783/13, pelo fato da tarifa determinada apresentar um desequilíbrio em relação aos atuais custos de operação e manutenção. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes do programa de redução de custos e/ou revisão tarifária.

Notas Explicativas

Eletrobras

NOTA 34 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados, principalmente, a contratos de compra de energia elétrica e combustível são:

34.1- Compra de energia

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Amazonas D	765.072	805.526	843.492	885.666	930.113	1.333.694
CGTEE	224.822	224.822	220.696	220.696	220.695	-
Chesf	288.680	288.470	193.030	193.030	191.410	2.156.240
Chuí IX	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	27.011
Distribuidora Alagoas	746.742	849.345	924.376	902.648	944.759	944.759
Eletrosul	425.925	403.944	401.767	387.287	372.725	3.682.727
Furnas	760.663	814.827	811.459	802.999	686.728	3.785.479
Hermenegildo I	3.941	3.941	3.941	3.941	3.941	102.468
Hermenegildo II	3.435	3.435	3.435	3.435	3.435	89.300
Hermenegildo III	3.061	3.061	3.061	3.061	3.061	79.586
Total	3.223.380	3.398.410	3.406.296	3.403.802	3.357.906	12.201.265

34.2- Fornecedores de combustíveis

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Amazonas D	3.389.790	3.552.036	3.701.736	3.868.314	4.042.388	29.211.293
CGTEE	89.946	89.946	89.946	89.946	89.946	89.946
Eletronuclear	11.747	85.188	119.381	-	63.795	8.783.000
Total	3.491.483	3.727.170	3.911.063	3.958.260	4.196.129	38.084.239

A controlada Eletronuclear que possui contratos assinados com as Indústrias Nucleares Brasileiras - INB para aquisição de Combustível Nuclear para produção de energia elétrica, destinadas as recargas das usinas UTN Angra 1 e UTN Angra 2, bem como a carga inicial e futuras recargas de UTN Angra 3.

Na controlada Amazonas existe o compromisso de longo prazo referente à compra de gás natural para fins de geração de termoelétrica com a Companhia de Gás Natural do Amazonas – CIGÁS. O prazo final do contrato é 30/11/2030.

34.3- Venda de Energia

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Amazonas GT	602.736	480.105	342.028	342.028	342.028	1.083.246
CGTEE	474.699	474.699	474.699	474.699	474.699	474.699
Chesf	573.940	573.500	572.390	621.530	623.900	6.677.250
Chuí IX	10.803	10.803	10.803	10.803	10.803	280.888
Eletronorte	28.029	28.029	28.029	28.029	28.029	607.107
Eletronuclear	3.313.446	3.313.446	3.313.446	3.313.446	3.313.446	-
Eletrosul	498.378	406.392	404.157	402.985	402.028	6.189.205
Furnas	2.771.958	1.709.919	1.708.257	1.708.257	1.708.257	26.879.391
Hermenegildo I	36.841	36.841	36.841	36.841	36.841	957.874
Hermenegildo II	36.860	36.860	36.860	36.860	36.860	958.354
Hermenegildo III	30.741	30.741	30.741	30.741	30.741	799.267
Total	8.378.432	7.101.336	6.958.252	7.006.220	7.007.633	44.907.282

34.4- Compromissos socioambientais

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Eletronorte	370	370	370	370	-	-
Eletronuclear	49.919	50.190	49.170	47.323	44.226	46.277
Total	50.289	50.560	49.540	47.693	44.226	46.277

Notas Explicativas

Eletrobras

Angra 3

Termos de compromissos assumidos com os Municípios de Angra dos Reis, Rio Claro e Paraty, nos quais, a Eletronuclear se compromete a celebrar convênios específicos de portes socioambientais vinculados a UTN Angra 3, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo IBAMA.

Tucuruí

Em decorrência de exigências legais, relacionadas às obras de expansão da Usina Hidrelétrica Tucuruí e da elevação da cota do seu reservatório, de 72 para 74 metros, houve necessidade de se efetivar o processo de licenciamento desse empreendimento junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente (Sema), do Estado do Pará, tendo sido definido por aquele órgão, como condicionante para liberação da Licença de Instalação (LI), que a Eletronorte implantasse diversos programas de mitigação e compensações socioambientais.

34.5- Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2019	2020	2021	2022
Chesf	658.464	-	-	-
Eletronuclear	485.235	144.192	2.138	-
Eletrosul	191.585	208.002	100.516	92.083
Total	1.335.284	352.194	102.654	92.083

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de equipamentos para substituição no ativo imobilizado, principalmente, das usinas Angra 1, Angra 2 e Angra 3, necessários à manutenção operacional desses ativos.

A Companhia continua avaliando a continuidade do projeto da Usina Nuclear Angra 3, o qual poderá impactar nos compromissos de aquisição de imobilizado e intangível.

34.6- Aquisição de insumos

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
CGTEE	29.352	29.352	29.352	29.352	29.352	29.352
Total	29.352	29.352	29.352	29.352	29.352	29.352

A controlada CGTEE adquire cal para controle das emissões de resíduos das suas usinas.

34.7- Compromissos – Empreendimentos controlados em conjunto

Os valores dos compromissos dos empreendimentos controlados em conjunto estão apresentados a seguir pela proporção das participações das companhias.

34.7.1 - Aquisição de imobilizado

A Companhia possui contratos de aquisição de bens do imobilizado junto a fornecedores relativo à participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), conforme apresentado abaixo:

Notas Explicativas

Empresas	2019
Eletronorte	
CCBM	19.560
ELM	36.613
CMBM	8.722
Total	64.895

34.7.2 - Uso do bem público

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Norte Energia S.A	21.700	20.000	14.433	14.433	14.433	185.180
SINOP	1.692.485	1.558.888	1.435.837	1.322.499	1.322.499	12.289.699
Total	1.714.185	1.578.888	1.450.270	1.336.932	1.336.932	12.474.879

34.7.3 - Aporte de capital

A Companhia possui compromissos futuros firmados relativo à participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), relativos a adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC, conforme apresentado abaixo:

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Norte Energia S.A.	106.698	-	-	-	-	-
Complexo Famosa	-	62.010	64.516	66.999	-	-
Teles Pires	39.318	39.629	35.528	31.688	-	-
Novos Negócios	35.299	155.491	225.308	235.201	-	-
Complexo Eólico Baleia	-	71.030	73.900	76.745	-	-
Complexo Eólico Punaú	-	90.197	93.841	97.454	-	-
Holding Brasil Ventos	200.423	83.395	140.592	242.630	-	-
Complexo Eólico Itaguaçú Da Bahia	105.181	126.940	241.416	377.970	-	-
Complexo Eólico Pindaí I	127.250	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí II	38.114	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí III	17.560	-	-	-	-	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	19.956	-	-	-	-	-
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	33.613	-	-	-	-	-
ESBR Participações S.A.	40.400	-	-	-	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	55.679	-	-	-	-	-
Companhia Energética SINOP S.A.	137.430	-	-	-	-	-
Paraíso	19.975	30.098	-	-	-	-
Leilão Transmissão 004/2014 - Lote A	220.641	-	-	-	-	-
Total	1.197.537	658.790	875.101	1.128.687	-	-

NOTA 35 – PROVISÃO PARA PASSIVO A DESCOBERTO

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia mantém registrado um passivo a descoberto de R$ 21.656.617 (R$ 20.160.828 em 31 de dezembro de 2016). A movimentação das empresas que apresentam passivo a descoberto está demonstrada a seguir:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2017
MUTAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA					
ED Piaui	1.221.736	23.460	-	(1.245.196)	-
ED Roraima	609.313	120	-	(609.433)	-
Amazonas	9.334.631	995	-	2.600.909	11.936.535
ED Acre	264.769	148	-	(264.917)	-
ED Rondonia	1.295.918	(2.375)	-	(1.293.543)	-
CGTEE	2.352.887	(96)	-	1.170.338	3.523.129
Eletronuclear	4.507.800	92.655	-	542.452	5.142.907
ED Alagoas	573.774	17.661	-	462.611	1.054.046
TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO	20.160.828	132.568	-	1.363.221	21.656.617

Notas Explicativas

Eletrobras

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2016
MUTAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA					
ED Piaui	701.148	13.827	-	506.761	1.221.736
ED Roraima	337.643	1.682	-	269.988	609.313
Amazonas	4.363.597	3.221	-	4.967.813	9.334.631
ED Acre	125.416	160	-	139.194	264.769
ED Rondonia	456.558	4.337	(245)	835.268	1.295.918
CGTEE	1.210.508	69.277	-	1.073.102	2.352.887
Eletronuclear	351.271	84.521	-	4.072.008	4.507.800
ED Alagoas	247.657	12.884	(8.307)	321.540	573.774
TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO	7.793.798	189.908	(8.552)	12.185.673	20.160.828

35.1 - Empresas de Distribuição:

a) Distribuição Alagoas - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todos os municípios do Estado de Alagoas mediante o Contrato de Concessão 07/2001-ANEEL. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A controlada, em 31 de dezembro de 2017, apresenta capital circulante líquido negativo de R$ 295.439 (negativo de R$ 29.965 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R$ 1.715.446 (R$ 1.252.835 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R$ 1.054.046 (R$ 573.774 em 31 de dezembro de 2016) e depende do suporte financeiro da Companhia.

b) Amazonas Distribuidora – tem como atividades principais a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Amazonas. A Amazonas Energia tem geração própria (2.203,9 MW*) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A controlada apresenta, em 31 de dezembro de 2017, capital circulante líquido negativo de R$ 5.854.170 (R$ 6.701.443 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R$ 16.540.071 (R$ 13.939.161 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R$ 11.936.535 (R$ 9.334.631 em 31 de dezembro de 2016). Em 1º de julho de 2015, a controlada iniciou o processo de desverticalização, no qual as atividades de geração e transmissão de energia elétrica foram segregadas de sua atividade de distribuição (vide Nota 1).

(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

35.2 – Empresas de Geração e Transmissão:

(a) Eletrobras Termonuclear S.A. - controlada integral da Companhia, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, e a realização de serviços de engenharia correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. 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 construção da usina Angra 3. A partir de 1º de janeiro de 2013, a energia elétrica gerada pela controlada 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. A controlada, em 31 de dezembro de 2017, apresenta um capital circulante líquido negativo de R$ 504.766 (R$ 627.954 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R$ 11.495.803 (R$ 10.952.863 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R$ 5.147.539 (patrimônio líquido de R$ 4.511.861 em 31 de dezembro de 2016) e depende do suporte financeiro da Companhia.

(b) Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) – tem por principal objeto social realizar estudos, projetos, construções e operações das instalações dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A Companhia detém concessão de geração para as seguintes usinas termelétricas: Usina Presidente Médici, Fases A e B (que estão desativadas), localizada no município de Candiota; Usina de São Jerônimo, localizada no município de São Jerônimo; e Usina NUTEPA, localizada no Município de Porto Alegre, todas no Estado do Rio Grande do Sul. A investida apresenta em 31 de dezembro de 2017 um capital circulante líquido negativo de R$ 1.568.186 (R$ 799.982 negativo em 31 de dezembro de 2016).

A CGTEE apresentou em 31 de dezembro de 2017 um prejuízo acumulado de R$ 4.261.372, ante um prejuízo acumulado de R$ 3.090.917 em 31 de dezembro de 2016. O resultado determinou um passivo a descoberto na mesma data de R$ 3.523.481 (R$ 2.353.121 em 31 de dezembro de 2016).

NOTA 36 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
PASSIVO CIRCULANTE				
Folha de Pagamento	1.525	1.279	287.372	198.124
Provisão de férias	29.629	33.005	389.933	469.984
Encargos sobre férias	6.345	7.182	133.196	155.962
Provisão 13º salário	12.118	13.772	15.775	14.516
Encargos sobre 13º salário	4.594	4.778	43.459	5.320
Contribuição Previdenciária	46.952	35.408	48.128	35.408
PID / PREQ	6.799	10.674	101.539	69.624
Outros	-	781	172.558	239.211
	107.962	106.879	1.191.960	1.188.149
PASSIVO NÃO CIRCULANTE*				
Outros	-	-	258.614	147.651
	-	-	258.614	147.651
TOTAL	107.962	106.879	1.450.574	1.335.800

NOTA 37 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

37.1 - Capital Social

O Capital Social da Companhia, em 31 de dezembro de 2017, é de R$ 31.305.331(R$ 31.305.331 em 31 de dezembro de 2016) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais têm direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos, às taxas anuais de 8% para as ações de classe "A" (subscritas até 23 de junho de 1969) e 6% para as de classe "B" (subscritas a partir de 24 de junho de 1969), calculados sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O Capital Social está representado por 1.352.634.100 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 31 de dezembro de 2017, conforme a seguir:

Notas Explicativas

Eletrobras

31/12/2017

ACIONISTA	ORDINÁRIAS QUANTIDADE	%	PREFERENCIAIS Série A	%	Série B	%	CAPITAL TOTAL QUANTIDADE	%
União	554.395.652	51,00	-	-	1.544	0,00	554.397.196	40,99
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
Banco Clássico	68.750.800	6,32	-	-	-	-	68.750.800	5,08
American Depositary Receipts – ADR's	27.781.555	2,56	-	-	14.470.255	5,45	42.251.810	3,12
Outros	219.819.075	20,22	146.920	100,00	214.011.311	80,63	433.977.306	32,08
	1.087.050.297	100,00	146.920	100,00	265.436.883	100,00	1.352.634.100	100,00

31/12/2016

ACIONISTA	ORDINÁRIAS QUANTIDADE	%	PREFERENCIAIS Série A	%	Série B	%	CAPITAL TOTAL QUANTIDADE	%
União	554.395.652	51,00	-	-	1.544	0,00	554.397.196	40,99
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
Banco Clássico	68.750.900	6,32	-	-	-	-	68.750.900	5,08
American Depositary Receipts – ADR's	30.449.968	2,80	-	-	16.755.615	6,31	47.205.583	3,49
Outros	217.150.562	19,98	146.920	100,00	211.725.951	79,77	429.023.433	31,72
	1.087.050.297	100,00	146.920	100,00	265.436.883	100,00	1.352.634.100	100,00

Do total das 493.174.166 ações em poder dos minoritários, 256.655.099, ou seja, 52,04% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 139.011.556 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 117.643.515 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 27.781.555 ações ordinárias e 14.470.255 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depositary Receipts – ADR's* e são negociadas na bolsa de valores de Nova Iorque (NYSE).

37.2 - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO 31/12/2017	31/12/2016
Compensação de insuficiência de remuneração - CRC	6.779.931	6.779.931
Ágio na emissão de ações	3.384.310	3.384.310
Especial - Decreto-Lei 54.936/1964	387.418	387.418
Correção monetária do balanço de abertura de 1978	309.655	309.655
Correção monetária do Empréstimo Compulsório - 1987	2.708.432	2.708.432
Doações e subvenções - FINOR, FINAM e outros	297.424	297.424
	13.867.170	13.867.170

37.3 - Absorção de prejuízos

Os montantes de cada reserva a serem absorvidas seguem demonstradas na tabela abaixo que representa a proposta da Administração sobre a destinação do resultado de 2017 a ser deliberada na Assembleia Geral Ordinária (AGO), a ser realizada em 28 de abril de 2018.

Absorção de prejuízos	
Prejuízos Acumulados antes da absorção do prejuízo	(1.763.805)
Absorção de reservas	
Saldo inicial das reservas de lucros	3.018.680
Realização de outros resultados abrangentes	(4.311)
Resultados de aquisição de investidas	(28.874)
Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	(22.967)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	(10.827)
Realização da reserva estatutária	(1.696.826)
Saldo de Prejuízos Acumulados após absorção das reservas	-

37.4 – Reservas de Lucros

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	171.295	171.295
Estatutárias (art. 194 – Lei 6.404/1976)	50.382	1.747.208
Lucros a Realizar (art. 197 - Lei 6.404/1976)	386.375	386.375
Retenção de Lucros (art. 196 - Lei 6.404/1976)	713.802	713.802
	1.321.854	3.018.680

37.5 – Política de distribuição de dividendos

De acordo com o Estatuto Social da Eletrobras, sobre o lucro líquido do exercício:

(i) 5% (cinco por cento) será destinado, antes de qualquer outra destinação, para a reserva legal, até o limite máximo previsto na Lei das Sociedades por Ações, que atualmente é de 20% (vinte por cento) do capital social;
(ii) 1% (um por cento) poderá ser destinado à constituição de reserva para estudos e projetos de viabilidade técnica-econômica do setor de energia elétrica, cujo saldo acumulado não poderá exceder a 2% (dois por cento) do capital social integralizado;
(iii) 50% (cinquenta por cento) poderá ser destinado à reserva de investimentos das empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica, cujo saldo acumulado não poderá exceder a 75% (setenta e cinco por cento) do capital social integralizado; e
(iv) até 1% (um por cento) poderá ser destinado para atender a prestação de assistência social aos empregados da Companhia, observado o limite de 1% (um por cento) do capital social integralizado.

As ações preferenciais da classe "A" terão prioridade no recebimento dos dividendos distribuídos em cada exercício social, estes incidentes à razão de 8% (oito por cento) ao ano sobre o capital relativo a essa espécie e classe de ações, a serem entre elas rateados igualmente.

As ações preferenciais da classe "B", por sua vez, terão prioridade no recebimento dos dividendos distribuídos em cada exercício social, estes incidentes à razão de 6% (seis por cento) ao ano, sobre o capital relativo a essa espécie e classe de ações, a serem entre elas rateados igualmente.

As ações preferenciais participarão, em igualdade de condições, com as ações ordinárias na distribuição dos dividendos distribuídos em cada exercício social, depois de assegurado às ações ordinárias um dividendo cujo valor seja o menor daqueles atribuído às classes preferenciais. É garantido às ações preferenciais o direito ao recebimento de dividendos distribuídos no exercício social, por cada ação, pelo menos 10% (dez por cento) maior do que o atribuído a cada ação ordinária no respectivo exercício.

NOTA 38 – RESULTADO POR AÇÃO

(a) Básico

O resultado básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias emitidas durante o exercício, excluindo as ações ordinárias compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria. Ações preferenciais possuem prioridade na distribuição de dividendos mínimos. Entretanto, sua participação em direitos sobre lucro, uma vez que a distribuição dos dividendos mínimos foram realizados, é equivalente a ações ordinárias. Assim, o resultado por ação preferencial é calculado pelo método aplicado as ações ordinárias.

31/12/2017				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(1.417.490)	(192)	(346.124)	(1.763.805)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R$)	(1,30)	(1,30)	(1,30)	

31/12/2016				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	2.753.239	372	672.288	3.425.899
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R$)	2,53	2,53	2,53	

(b) Diluído

Para calcular o resultado diluído por ação, a Companhia deve presumir o exercício de opções, bônus de subscrição e semelhantes diluidores da companhia. Os valores presumidos provenientes desses instrumentos devem ser considerados como tendo sido recebidos da emissão de ações ordinárias ao preço médio de mercado das ações ordinárias durante o período. Em 31 de dezembro de 2017, as 16.009.941 ações ordinárias potenciais diluitivas, referentes ao Empréstimo Compulsório, foram incluídas no cálculo da média ponderada do número de ações preferenciais devido ao efeito dilutivo em 2016 e 2017, conforme apresentado abaixo. Ressaltamos que em 31 de dezembro de 2017 este efeito é anti-dilutivo.

Notas Explicativas

Eletrobras

	31/12/2016				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	2.721.888	368	39.010	664.633	3.425.899
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	15.580	265.437	1.368.214
% de ações em relação ao total	79,45%	0,01%	1,14%	19,40%	100,00%
Resultado por ação diluido (R$)	2,50	2,50	2,50	2,50	

NOTA 39 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
RECEITAS OPERACIONAIS				
Geração				
Suprimento de energia para companhias de distribuição	3.858.319	3.778.654	14.698.137	12.885.622
Suprimento de energia para consumidores finais	-	-	2.554.279	2.945.506
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	1.006.114	927.183
Receita de Operação e Manutenção de Concessões Renovadas	-	-	2.198.347	2.178.699
Receita de Construção de Usinas Renovadas	-	-	52.836	41.316
Efeito Financeiro de Itaipu	626.135	(346.638)	626.135	(346.638)
	4.484.454	3.432.016	21.135.848	18.631.688
Transmissão				
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	3.132.349	2.735.999
Receita de Operação e Manutenção	-	-	265.471	239.691
Receita de Construção	-	-	917.447	1.174.703
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	1.139.816	805.708
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE	-	-	4.922.827	28.600.553
	-	-	10.377.910	33.556.654
Distribuição				
Fornecimento/Suprimento de Energia Elétrica	-	-	9.467.631	15.208.202
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	724.961	314.833
Receita de Construção	-	-	782.068	1.165.611
CVA e outros itens financeiros	-	-	1.441.359	(339.405)
	-	-	12.416.019	16.349.241
Outras receitas	157.170	59.674	2.060.479	2.450.329
	4.641.624	3.491.690	45.990.256	70.987.912
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(2.249.541)	(4.000.750)
(-)PASEP e COFINS	(130.356)	(42.345)	(3.724.863)	(3.642.892)
(-) Encargos setoriais	-	-	(1.986.659)	(2.983.323)
(-)Outras Deduções(inclusive ISS)	-	-	(153.169)	(44.944)
	(130.356)	(42.345)	(8.114.232)	(10.671.909)
Receita operacional líquida	4.511.268	3.449.345	37.876.024	60.316.003

Em 2016, a ANEEL homologou a remuneração dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, conforme regras da Resolução Normativa 589 (vide nota 2.1). Conforme a prática seguida pelas companhias de transmissão no Brasil desde a adoção do IFRS/CPCs, consistente com o parágrafo 23 do OCPC 05, a Companhia reconheceu na rubrica de Retorno do Investimento, em 31 de dezembro de 2016 o valor de R$ 28.600.553 e, em 31 de de dezembro de 2017, o valor referente a atualização da remuneração no valor de R$ 4.922.827.

Notas Explicativas

NOTA 40 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	4.859.823	18.042.028	-	-
Investimentos em coligadas				
Equivalência patrimonial	911.376	2.252.812	1.032.052	2.944.280
	911.376	2.252.812	1.032.052	2.944.280
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	21.304	1.026	21.304	1.026
Dividendos	39.380	101.510	39.380	101.510
Remuneração dos investimentos em parcerias	773	-	773	-
Rendimentos de capital - ITAIPU	73.453	84.768	73.453	84.768
Outros		(17.537)		(17.537)
	134.910	169.767	134.910	169.767
Alienação de Investimentos	1.525.209	-	1.525.209	-
	7.431.318	20.464.607	2.692.171	3.114.047

NOTA 41 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Pessoal	496.486	444.482	7.721.938	6.548.572
Material	2.096	2.556	324.082	329.599
Serviços	201.000	408.970	2.884.313	3.485.040
	699.582	856.008	10.930.333	10.363.211

A Companhia e algumas de suas controladas (CGTEE, Chesf, Eletronuclear, Eletronorte, Eletropar, Eletrosul e Furnas) implementaram o Plano de Aposentadoria Extraordinária ("PAE"), conforme iniciativa prevista no Plano Diretor de Negócios e Gestão ("PDNG") para o período de 2017 a 2021.

As adesões voluntárias ao PAE foram divididas em dois períodos, sendo o primeiro de 22 de maio a 14 de julho de 2017, e o segundo período entre 17 e 31 de julho de 2017. As adesões voluntárias nesses períodos totalizaram 2.097 colaboradores. Os desligamentos foram realizados entre junho e dezembro de 2017.

As despesas com o PAE a) incentivo indenizatório equivalente aos 40% do saldo para fins rescisórios do FGTS mais aviso prévio, e 50% sobre o somatório destes valores para adesões realizadas até 14.07.2017; b) incentivo indenizatório equivalente aos 40% do saldo para fins rescisórios do FGTS mais aviso prévio e 30% sobre o somatório destes valores para adesões realizadas de 17 a 31.07.2017, e c) manutenção da cobertura de assistência à saúde pelo período de 60 meses a contar da data do desligamento do empregado.

Notas Explicativas

Eletrobras

NOTA 42 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Energia comprada para revenda				
Suprimento	-	-	5.357.608	5.714.743
Comercialização na CCEE	435.386	711.399	2.629.653	2.425.240
Proinfa	3.072.874	3.084.640	3.140.816	3.106.129
Outros	403.112	17.980	456.848	17.931
	3.911.372	3.814.019	11.584.925	11.264.043

NOTA 43 - PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Garantias	18.444	29.913	18.444	29.913
Contingências	2.934.954	4.418.406	4.398.398	5.992.745
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	520.369	334.383
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	10.582	17.290	10.582	17.290
Passivo a descoberto em Controladas	6.170.792	12.155.108	-	-
Contratos Onerosos	-	-	(1.493.469)	2.194.498
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos	(570.406)	(26.834)	(335.592)	1.479.088
Impairment	(1.852)	(1.852)	640.631	5.537.062
Provisão ANEEL - CCC	-	-	985.573	741.623
Ajuste a Valor de Mercado	(551)	41	(551)	41
TFRH	-	-	517.727	346.328
Risco Hidrológico	-	-	-	(451.340)
Outras	178.471	82.600	484.761	500.951
	8.740.434	16.674.672	5.746.873	16.722.582

Contratos Onerosos

No período findo em 31 de dezembro de 2017 a Companhia registrou uma reversão de contrato oneroso no valor de R$ 1.493.469. Este valor deve-se, principalmente, às reversões da Amazonas Distribuidora no valor de R$ 812.694 e demais distribuidoras no valor de R$ 86.452, referentes ao encerramento das prestação de serviços públicos das mesmas em julho de 2018.

Provisão ANEEL – CCC

No período findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia registrou um incremento de provisão ANEEL – CCC de R$ 985.573. Este valor é referente, principalmente, a controlada Amazonas Distribuidora que reconheceu um valor de R$ 917.499 (vide nota 11, item b).

TFRH – Taxa de fiscalização de recusos hídricos

A controlada Eletronorte foi autuada no ano de 2015 referente ao não recolhimento da TFRH sobre os meses de abril a junho de 2015.

A partir do exercício de 2016, em atendimento a Lei nº 8.091/2014, que institui a TFRH, e por entender tratar-se de obrigação legal, a controlada provisiona a TFRH com base na vazão e volume turbinado das usinas hidrelétricas de Tucuruí e Curuá-Una.

No período findo em 31 de dezembro de 2017, a controlada reconheceu um total de R$ 517.727 referente a atualização e constituição de novas provisões. O montante acumulado de R$ 1.183.584 (R$ 665.856 em 31 de dezembro de 2016) está reconhecido na rubrica "Outros" do passivo não circulante.

NOTA 44 – ATIVOS MANTIDOS PARA VENDA E VENDA DE CONTROLADA

44.1 – Alienação de controle acionário de controladas

Em 08 de novembro de 2017 o Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI) aprovou a Resolução n° 20 contendo as condições mínimas e preços para alienação pela Eletrobras das ações representativas da sua participação acionária no capital social das empresas Companhia Energética de Alagoas, Companhia Energética do Piauí, Companhia de Eletricidade do Acre, Amazonas Distribuidora de Energia S.A., Boa Vista Energia S.A. e Centrais Elétricas de Rondônia S.A.

A Eletrobras considerou o Pronunciamento Técnico – CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda, e avaliou que, em 31 de dezembro de 2017, as distribuidoras Companhia Energética do Piauí, Companhia de Eletricidade do Acre, Boa Vista Energia S.A. e Centrais Elétricas de Rondônia S.A atingiram os critérios de classificação como mantidos para venda, entretanto para as distribuidoras Companhia Energética de Alagoas e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. ainda existem condicionantes que ainda não permitem tal classificação.

Esta classificação de ativos mantidos para venda não foi considerada como operação descontinuada, pois a Companhia ainda tem atividades não classificadas como mantidas para venda no segmento de distribuição com as duas distribuidoras citadas acima.

A descrição dos ativos bem como os fatos e circunstâncias que conduziram à alienação esperada estão detalhadamente descritos na nota explicativa 2. A Companhia ressalta que está comprometida com um plano de venda das controladas e que um programa consistente de identificação de compradores já está sendo conduzido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Desta forma, a Companhia espera que a venda seja concluída até 31 de julho de 2018.

Os principais ativos e passivos das controladas classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2017 estão demonstrados a seguir:

	Eletrobras	Cepisa	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	Não mantidos para venda e Eliminações	Total dos ativos e passivos mantidos para venda
	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017
Caixa e equivalentes de caixa	-	11.547	18.532	10.401	5.358	-	45.838
Clientes	-	682.826	284.384	189.610	123.630	-	1.280.450
Financiamentos e empréstimos	1.482.907	-	-	-	-	-	1.482.907
Tributos e contribuições sociais	-	27.401	29.507	9.704	22.893	-	89.505
Direito de Ressarcimento	-	19.562	3.963.217	304.530	289.250	(4.421.820)	154.739
Ativo financeiro	-	854.482	1.198.009	429.813	217.846	-	2.700.150
Ativo Imobilizado	-	85.934	69.526	34.040	26.708	-	216.208
Ativo Intangível	-	49.066	23.390	14.392	5.712	-	92.560
Outros ativos	-	617.906	419.517	104.554	113.584	(1.492.039)	- 236.478
Total ativos da controlada classificados como mantidos para venda	1.482.907	2.348.724	6.006.082	1.097.044	804.981	(5.913.859)	5.825.879
Fornecedores	-	203.335	3.415.498	519.003	969.416	(548.881)	4.558.371
Empréstimos e financiamentos	-	2.322.825	1.365.157	508.244	312.254	(3.800.527)	707.953
Tributos e contribuições sociais	-	269.221	77.016	225.606	29.021	-	600.864
Provisão para passivo a descoberto em investidas	4.805.946	-	-	-	-	(4.805.946)	-
Provisões de contingências	-	169.613	261.876	122.060	61.252	-	614.801
Contrato Oneroso	-	-	167.257	-	2.876	-	170.133
AFAC	-	346.357	-	77.115	89.975	(513.447)	-
Outros passivos	-	434.648	2.878.215	129.564	121.317	(2.585.196)	978.548
Passivos da controlada associados a ativos classificados como mantidos para venda	4.805.946	3.745.999	8.165.019	1.581.592	1.586.111	(12.253.997)	7.630.670

44.2 – Venda de Controlada

Em 14 de fevereiro de 2017, foi assinado, o contrato de compra e venda de Ações da CELG D entre Eletrobras, Companhia Celg de Participações – CELGPAR e ENEL BRASIL S/A, alienando a totalidade das ações da CELG D pertencentes a Eletrobras para a ENEL BRASIL S/A. A Eletrobras recebeu, nesta data, o valor de R$ 1.065.266 referente à referida alienação e reconheceu um ganho no resultado do exercício relativo a venda da controlada no montante de R$ 1.524.687.

NOTA 45 – COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS

Chuí Holding S/A

Em 28 de dezembro de 2017, a controlada Eletrosul concluiu a capitalização na Chuí Holding S/A do montante de R$ 431.913 aportados à titulo de adiantamento para futuro aumento de capital. A participação acionária passou de 49% para 86,57%, decorrente da diluição da participação do capital. Também na mesma data, a Companhia cedeu em permuta para a Acionista Brave Winds Geradora III S/A o montante de 50.228.188 ações ordinárias, ajustando a contraprestação efetivamente transferida para R$ 338.608, passando a deter, após a cessão, o controle com 78% do capital da Chuí Holding S/A. A mensuração do valor da participação minoritária se deu pela proporção de participação no valor justo da Companhia.

	28/12/2017
Contraprestação efetivamente transferida (caixa)	338.608
Valor justo da participação acionário mantida antes da combinação de negócios	192.315
	530.923
Valores reconhecidos de ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos	
Caixa e equivalentes de caixa	61.103
Contas a receber	10.892
Impostos a recuperar	595
Outras contas a receber	255
Fundos vinculados	17.062
Intangível	664.997
Imobilizado	17.380
Empréstimos e financiamentos	(327.528)
Contas a pagar de fornecedores	(1.946)
Obrigações fiscais	(2.868)
Outras contas a pagar	(47.463)
Total dos ativos identificáveis líquidos (78%)	392.479
Participação de minoritários (22%)	(86.345)
Ágio (goodwill)	224.789
	530.923

Em 29 de dezembro de 2017, a Companhia integralizou as ações detidas no capital da Chuí Holding S/A no capital social de Santa Vitória do Palmar Holding S/A. A partir desse momento, Chuí Holding S/A passou a ser controlada por Santa Vitória do Palmar Holding S/A.

A combinação de negócios gerou um ágio de R$ 224.789, registrado no subgrupo investimentos. O ágio representa a diferença entre o valor do negócio (contraprestação transferida = integralização dos AFACs e permuta de ções) e o valor justo dos ativos

identificáveis deduzido do valor justo dos passivos assumidos. O aumento da participação da Eletrosul é consequência do FIP não acompanhar os aportes de recursos necessários para a conclusão dos parques eólicos. A permuta de ações busca a uniformização das participações dos acionistas e preservar direitos acordados entre os mesmos.

Santa Vitória do Palmar Holding S/A

Em 28 de dezembro de 2017, a controlada Eletrosul concluiu a capitalização na Santa Vitória do Palmar Holding S/A do montante de R$ 37.945, aportados à titulo de adiantamento para futuro aumento de capital. Com a capitalização, a participação acionária passou de 49% para 53.63%, decorrente da diluição do capital. Também na mesma data, a Companhia recebeu em permuta da Acionista Brave Winds Geradora S/A, o montante de 101.925.081 ações ordinárias, ajustando a contraprestação efetivamente transferida para R$ 65.528, passando a deter após a cessão, o controle com 78% do capital da Santa Vitória do Palmar Holding S/A.

O aumento da participação da Eletrosul é consequência do FIP não acompanhar os aportes de recursos necessários para a conclusão dos parques eólicos. A permuta de ações busca a uniformização das participações dos acionistas e preservar direitos acordados entre os mesmos.

Em 29 de dezembro de 2017, com a capitalização das ações detidas pelas acionistas, a Chuí Holding passou a ser subsidiária integral de Santa Vitória do Palmar. A mensuração do valor da participação minoritária se deu pela proporção de participação no valor justo da Companhia.

	28/12/2017
Contraprestação efetivamente transferida (caixa)	65.528
Valor justo da participação acionário mantida antes da combinação de negócios	167.045
Compra vantajosa	33.335
	265.908
Valores reconhecidos de ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos	
Caixa e equivalentes de caixa	145.618
Contas a receber	31.515
Impostos a recuperar	1.780
Outras contas a receber	954
Fundos vinculados	61.634
Imobilizado	1.662.943
Intangível	51.970
Empréstimos e financiamentos	(943.751)
Debêntures	(114.928)
Contas a pagar de fornecedores	(35.708)
Obrigações fiscais	(8.043)
Outras contas a pagar	(116.931)
Total dos ativos identificáveis líquidos (78%)	737.053
Capitalização das ações detidas em Chuí após a combinação de negócios	(308.993)
Participação de minoritários (22%)	(162.152)
	265.908

A Companhia efetuará a avaliação final da aquisição e eventuais ajustes, se houver, serão contabilizados de forma retrospectiva, conforme prevê o CPC 15 – Combinação de Negócios.

Livramento Holding S/A

Em 28 de dezembro de 2017, a controlada Eletrosul concluiu a capitalização na Livramento Holding S/A do montante de R$ 221.465, aportados à titulo de adiantamento para futuro aumento de capital. Com a capitalização, a participação acionária passou de 59% para 73,84%, decorrente da diluição do capital. Também na mesma data, em decorrência do acordo de acionistas, a Companhia recebeu em permuta da Acionista Brasil Energia Renovável – Fundo de Investimento em Participação (FIP), o montante de 20.481.425 ações ordinárias, ajustando a contraprestação efetivamente transferida para R$ 223.183, passando a deter após a cessão o controle, com 78% do capital da Livramento Holding S/A.

O aumento da participação da Eletrosul é consequência do FIP e ELOS não terem acompanhado os aportes de recursos necessários para a conclusão dos parques eólicos. A permuta de ações busca a uniformização das participações dos acionistas e preservar direitos acordados entre os mesmos. A mensuração do valor da participação minoritária se deu pela proporção de participação no valor justo da Companhia.

	28/12/2017
Contraprestação efetivamente transferida (caixa)	251.493
Valor justo da participação acionário mantida antes da combinação de negócios	(78.256)
	173.237
Valores reconhecidos de ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos	
Caixa e equivalentes de caixa	4.319
Contas a receber	1.809
Impostos a recuperar	2.974
Outras contas a receber	80
Fundos vinculados	3.028
Imobilizado	151.221
Empréstimos e financiamentos	(42.059)
Contas a pagar de fornecedores	(7.233)
Obrigações fiscais	(2.923)
Outras contas a pagar	(69.937)
Total dos ativos identificáveis líquidos (78%)	41.279
Participação de minoritários (22%)	(9.081)
Ágio (goodwill)	215.340
	247.538

A Companhia efetuará a avaliação final da aquisição e eventuais ajustes, se houver, serão contabilizados de forma retrospectiva, conforme prevê o CPC 15 – Combinação de Negócios.

NOTA 46- INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

46.1 - Gestão do Risco de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia 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 prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Total dos empréstimos e financiamentos	45.121.791	45.620.428
(-) Caixa e Equivalente de Caixa e Títulos e valores mobiliários	8.048.472	6.424.881
Dívida Líquida	37.073.319	39.195.547
(+) Total do Patrimônio Líquido	42.752.532	44.064.927
Total do Capital	79.825.851	83.260.474
Índice de Alavancagem Financeira	46%	47%

46.2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os saldos contábeis dos ativos e passivos financeiros representam uma aproximação razoável do valor justo. A Companhia usa a hierarquia para mensurar o valor justo de seus instrumentos financeiros:

Notas Explicativas

ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	CONTROLADORA		
	Mensuração	31/12/2017	31/12/2016
Empréstimos e Recebíveis		34.692.622	38.310.981
Caixa e equivalentes de caixa		161.326	10.293
Clientes	Custo Amortizado	532.812	431.472
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	31.178.312	35.381.756
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	-	74.527
Ativo Financeiro - Itaipu	Custo Amortizado	2.820.172	2.412.933
Mantidos Até o Vencimento		269.141	245.296
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	269.141	245.296
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		5.059.957	4.471.954
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	5.059.957	4.471.954
Disponíveis para venda		1.261.234	1.168.935
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.261.234	1.168.935
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Mensurados pelo Custo Amortizado		26.297.584	29.665.828
Fornecedores	Custo Amortizado	514.752	440.976
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	23.652.514	26.319.526
Obrigações de ressarcimento	Custo Amortizado	1.346.660	1.693.309
Passivo Financeiro - Itaipu	Custo Amortizado	783.658	1.212.017
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		2.175	6.614
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	2.175	6.614

Notas Explicativas

Eletrobras

		CONSOLIDADO	
	Mensuração	31/12/2017	31/12/2016
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Empréstimos e Recebíveis		79.613.681	79.487.465
Caixa e equivalentes de caixa		792.252	495.855
Clientes	Custo Amortizado	5.124.744	6.481.303
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	10.266.851	13.184.244
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	8.076.826	9.164.986
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	16.282.980	13.590.194
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	Custo Amortizado	38.238.015	36.570.883
Ativo Financeiro - Valores a receber Parcela A	Custo Amortizado	832.013	-
Mantidos Até o Vencimento		331.588	1.505
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	331.588	1.505
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		7.350.863	5.910.564
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	6.924.632	5.681.791
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	426.231	228.773
Disponíveis para venda		3.950.774	6.283.905
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.418.659	1.357.923
Ativo Financeiro - Distribuição	Valor justo	2.532.115	4.925.982
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Mensurados pelo Custo Amortizado		67.431.966	69.885.305
Fornecedores	Custo Amortizado	18.239.097	19.442.121
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	45.121.791	45.620.428
Debêntures	Custo Amortizado	268.022	201.375
Debêntures (Banco Amazônia)	Custo Amortizado	202.757	-
Obrigações de Ressarcimento	Custo Amortizado	2.455.176	3.384.398
Arrendamento Mercantil	Custo Amortizado	1.077.820	1.169.504
Concessões a Pagar UBP	Custo Amortizado	67.303	67.479
Passivo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado		
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		42.060	50.631
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	39.885	44.017
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	2.175	6.614

46.2.1 - Técnicas de avaliação e informações usadas

a) Títulos e valores mobiliários – Curto e Longo Prazo – usualmente mantidos para negociação em curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.

b) Clientes: são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização. Os créditos renegociados são registrados assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores prováveis de realização, similares aos valores justos.

c) Ativos financeiros da concessão: são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão. Os ativos financeiros de geração e transmissão e Valores a receber – parcela A são classificados como empréstimos e recebíveis, enquanto o ativo financeiro - Distribuidoras é classificado como mantido para venda.

d) Derivativos: são mensurados pelo valor justo e seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado ou no patrimônio líquido, dependendo do tipo de cada designação do derivativo em *hedge accounting*.

e) Direito de Ressarcimento: São ativos financeiros que representam o direito de reembolso da CCC, relativos aos custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, incluindo os custos relativos à contratação de energia e de potência associada à geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica, aos encargos do setor elétrico e impostos e, ainda, aos investimentos realizados. São classificados como empréstimos e recebíveis.

f) Investimentos em Participações Societárias: refere-se a investimentos permanentes em outras sociedades.

g) Fornecedores: são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.

h) Debêntures: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de taxa de juros efetiva. A Companhia acredita que esses instrumentos aproximam-se dos seus valores justos.

i) Empréstimos e financiamentos: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva.

j) Arrendamento mercantil: O valor nominal utilizado no cálculo dos passivos originados pelos referidos contratos foi encontrado tomando como referência o valor fixado para a contratação de potência mensal contratada, multiplicada pela capacidade instalada (60 a 65 MW) e pela quantidade de meses de vigência do contrato.

k) Obrigações de ressarcimento: referem-se aos valores de adiantamentos e tributos (ICMS, PIS e COFINS) a serem devolvidos ao Fundo CCC.

l) Demais instrumentos financeiros: os valores justos são similares aos seus valores contábeis, uma vez que: (i) possuem prazo de recebimento/ pagamento médio inferior a 60 dias; e (ii) são concentrados em títulos de renda fixa, remunerados a taxa de CDI.

Notas Explicativas

Eletrobras

46.2.1 – Estimativa de valor justo:

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

	CONTROLADORA			
	31/12/2017			
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Empréstimos e Recebíveis	161.326	31.711.124	2.820.172	34.692.622
Caixa e equivalentes de caixa	161.326	-	-	161.326
Clientes	-	532.812	-	532.812
Empréstimos e financiamentos	-	31.178.312	-	31.178.312
Ativo Financeiro - Itaipu	-	-	2.820.172	2.820.172
Mantidos Até o Vencimento	-	269.141	-	269.141
Títulos e Valores Mobiliários	-	269.141	-	269.141
Disponível para venda	1.261.234	-	-	1.261.234
Investimentos (Participações Societárias)	1.261.234	-	-	1.261.234
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	5.059.957	-	5.059.957
Títulos e Valores Mobiliários	-	5.059.957	-	5.059.957
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados pelo Custo Amortizado	-	26.297.584	-	26.297.584
Fornecedores	-	514.752	-	514.752
Empréstimos e financiamentos	-	23.652.514	-	23.652.514
Obrigações de ressarcimento	-	1.346.660	-	1.346.660
Passivo Financeiro - Itaipu	-	783.658	-	783.658
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	2.175	-	2.175
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	2.175	-	2.175

Notas Explicativas

	CONTROLADORA			
	31/12/2016			
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Empréstimos e Recebíveis	10.293	38.300.688	-	38.310.981
Caixa e equivalentes de caixa	10.293			10.293
Clientes		431.472		431.472
Empréstimos e financiamentos		35.381.756		35.381.756
Direitos de Ressarcimento		74.527		74.527
Ativo Financeiro - Itaipu		2.412.933		2.412.933
Mantidos Até o Vencimento	-	245.296	-	245.296
Títulos e Valores Mobiliários	-	245.296	-	245.296
Disponível para venda	1.168.935	-	-	1.168.935
Investimentos (Participações Societárias)	1.168.935	-	-	1.168.935
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	4.471.954	-	4.471.954
Títulos e Valores Mobiliários	-	4.471.954	-	4.471.954
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados pelo Custo Amortizado	-	28.965.246	-	28.965.246
Fornecedores	-	440.976	-	440.976
Empréstimos e financiamentos	-	26.319.526	-	26.319.526
Obrigações de ressarcimento	-	992.727	-	992.727
Passivo Financeiro - Itaipu	-	1.212.017	-	1.212.017
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	6.614	-	6.614
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	6.614	-	6.614

Notas Explicativas

	CONSOLIDADO			
	31/12/2017			
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Empréstimos e Recebíveis	-	71.536.855	8.076.826	79.613.681
Caixa e equivalentes de caixa	-	792.252	-	792.252
Clientes	-	5.124.744	-	5.124.744
Empréstimos e financiamentos	-	10.266.851	-	10.266.851
Direitos de Ressarcimento	-	-	8.076.826	8.076.826
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	-	16.282.980	-	16.282.980
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	-	38.238.015	-	38.238.015
Ativo Financeiro - Valores a receber Parcela A	-	832.013	-	832.013
Mantidos Até o Vencimento	-	331.588	-	331.588
Títulos e Valores Mobiliários	-	331.588	-	331.588
Disponível para venda	1.418.659	-	-	3.950.774
Investimentos (Participações Societárias)	1.418.659	-	-	1.418.659
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	2.532.115	-	2.532.115
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	7.350.863	-	7.350.863
Títulos e Valores Mobiliários	-	6.924.632	-	6.924.632
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	426.231	-	426.231
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Fornecedores	-	49.192.869	-	49.192.869
Empréstimos e financiamentos	-	45.121.791	-	45.121.791
Debêntures	-	268.022	-	268.022
Debêntures (Banco Amazônia)	-	202.757	-	202.757
Obrigações de Ressarcimento	-	2.455.176	-	2.455.176
Arrendamento Mercantil	-	1.077.820	-	1.077.820
Concessões a Pagar UBP	-	67.303	-	67.303
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	42.060	-	42.060
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	39.885	-	39.885
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	-	2.175	-	2.175

Notas Explicativas

Eletrobras

	CONSOLIDADO			
	31/12/2016			
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Empréstimos e Recebíveis	679.668	69.826.624	9.164.986	79.671.278
Caixa e equivalentes de caixa	679.668	-	-	679.668
Clientes	-	6.481.303	-	6.481.303
Empréstimos e financiamentos	-	13.184.244	-	13.184.244
Direitos de Ressarcimento	-	-	9.164.986	9.164.986
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	-	13.590.194	-	13.590.194
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	-	36.570.883	-	36.570.883
Mantidos Até o Vencimento	-	246.801	-	246.801
Títulos e Valores Mobiliários	-	246.801	-	246.801
Disponível para venda	1.357.923	4.925.982	-	6.283.905
Investimentos (Participações Societárias)	1.357.923	-	-	1.357.923
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	4.925.982	-	4.925.982
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	5.727.185	-	5.727.185
Títulos e Valores Mobiliários	-	5.498.412	-	5.498.412
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	228.773	-	228.773
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
	-	69.885.305	-	50.443.184
Fornecedores		19.442.121		19.442.121
Empréstimos e financiamentos	-	45.620.428	-	45.620.428
Debêntures (Banco Amazônia)	-	201.375	-	201.375
Obrigações de Ressarcimento	-	3.384.398	-	3.384.398
Arrendamento Mercantil	-	1.169.504	-	1.169.504
Concessões a Pagar UBP	-	67.479	-	67.479
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	50.631	-	50.631
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	44.017	-	44.017
	-	6.614	-	6.614

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo; e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia e suas controladas é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos patrimoniais classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde está disponível e confiam o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2.

Se uma ou mais informações relevantes não estiver baseada em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares.
- O valor justo de *swaps* de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.
- O valor justo dos contratos de câmbio futuros é determinado com base nas taxas de câmbio futuras na data do balanço, com o valor resultante descontado ao valor presente.

Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, que são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes, e o risco de crédito das contrapartes das operações de *swaps*.

46.3 - Gestão de Riscos Financeiros:

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Notas Explicativas

Eletrobras

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

46.3.1 - Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio. A Companhia apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade nos seus resultados bem como em seu fluxo de caixa. A Companhia apresenta relevante exposição entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com Itaipu Binacional.

Nesse contexto foi aprovada a Política de *hedge* Financeiro da Companhia. O objetivo da atual política é monitorar e mitigar a exposição às variáveis de mercado que impactem ativos e passivos da Companhia e de suas controladas, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis destas variáveis em suas Demonstrações Financeiras.

Com isso, a referida política visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Junto com a política foi aprovada a criação do Comitê de *hedge* Financeiro no âmbito da Diretoria Financeira, que tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de *hedge* a serem apresentados à Diretoria Executiva da Companhia.

Levando-se em conta as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela Companhia, a política aprovada elenca uma escala de prioridades. Primeiramente, a solução estrutural, e, apenas nos casos residuais, seriam adotadas operações com instrumentos financeiros derivativos.

As operações com derivativos financeiros, quando realizadas seguem a política de hedge da companhia e não podem caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

(a) Composição dos saldos em moeda estrangeira e análise de sensibilidade:

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 2016 e 2017 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook 86*, publicado pela OECD *(The Organisation Economic Co-operation and Development).*

Foram realizadas análises de sensibilidade dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, que apresentam exposição à taxa de cambio e que poderiam trazer perdas materiais à Companhia, em quatro diferentes cenários, tendo como base o cenário provável acima mencionado: dois considerando a apreciação das moedas e outros dois considerando a depreciação dessas das moedas.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em

Notas Explicativas

avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

(a.1) Risco de apreciação das taxas de câmbio:

		CONTROLADORA				
		Saldo em 31/12/2017		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 [1]	Cenário II (25%)[1]	Cenário III (50%)[1]
USD	Empréstimos obtidos	3.264.872	10.798.237	154.755	(2.506.116)	(5.166.986)
	Empréstimos concedidos	2.715.075	8.981.468	(130.324)	2.082.463	4.295.249
	Ativo financeiro - ITAIPU	615.633	2.036.514	(29.550)	472.191	973.931
	Impacto no resultado - USD			(5.119)	48.537	102.194
EURO	Empréstimos obtidos	58.012	230.144	3.318	(53.388)	(110.095)
	Empréstimos concedidos	57.977	230.127	(3.438)	53.234	109.906
	Impacto no resultado - EURO			(120)	(154)	(188)
IENE	Empréstimos obtidos	1.102.326	32.408	441	(7.551)	(15.543)
	Empréstimos concedidos	4.969.558	146.105	(1.988)	34.041	70.071
	Impacto no resultado - IENE			(1.547)	26.491	54.528
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				(6.786)	74.874	156.534

		CONSOLIDADO				
		Saldo em 31/12/2017		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 [1]	Cenário II (25%)[1]	Cenário III (50%)[1]
USD	Empréstimos obtidos	3.370.685	11.148.204	159.770	(2.587.338)	(5.334.446)
	Empréstimos concedidos	2.616.372	8.654.957	(125.586)	2.006.757	4.139.100
	Ativo financeiro - ITAIPU	615.633	2.036.514	(29.550)	472.191	973.931
	Impacto no resultado - USD			4.634	(108.390)	(221.415)
EURO	Empréstimos obtidos	58.012	230.144	3.318	(53.388)	(110.095)
	Impacto no resultado - EURO			3.318	(53.388)	(110.095)
IENE	Empréstimos obtidos	1.102.326	32.408	441	(7.551)	(15.543)
	Impacto no resultado - IENE			441	(7.551)	(15.543)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				8.393	(169.330)	(347.053)

(1) Premissas adotadas:	Provável	25%	50%
USD	3,260	4,075	4,890
EURO	3,910	4,888	5,865
IENE	0,029	0,036	0,044

Notas Explicativas

(a.2) Risco de depreciação das taxas de câmbio:

		CONTROLADORA				
		Saldo em 31/12/2017		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 [1]	Cenário II (25%) [1]	Cenário III (50%) [1]
USD	Empréstimos obtidos	3.264.872	10.798.237	154.755	2.815.625	5.476.496
	Empréstimos concedidos	2.715.075	8.981.468	(130.324)	(2.343.110)	(4.555.896)
	Ativo financeiro - ITAIPU	615.633	2.036.514	(29.550)	(531.291)	(1.033.032)
	Impacto no resultado - USD			(5.119)	(58.776)	(112.432)
EURO	Empréstimos obtidos	58.012	230.144	3.318	60.025	116.731
	Empréstimos concedidos	57.977	230.127	(3.438)	(60.110)	(116.783)
	Impacto no resultado - EURO			(120)	(85)	(51)
IENE	Empréstimos obtidos	1.102.326	32.408	441	8.433	16.425
	Empréstimos concedidos	4.969.558	146.105	(1.988)	(38.017)	(74.046)
	Impacto no resultado - IENE			(1.547)	(29.584)	(57.622)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				(6.786)	(88.445)	(170.105)

		CONSOLIDADO				
		Saldo em 31/12/2017		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 [1]	Cenário II (25%)[1]	Cenário III (50%)[1]
USD	Empréstimos obtidos	3.370.685	11.148.204	159.770	2.906.879	5.653.987
	Empréstimos concedidos	2.616.372	8.654.957	(125.586)	(2.257.929)	(4.390.271)
	Ativo financeiro - ITAIPU	615.633	2.036.514	(29.550)	(531.291)	(1.033.032)
	Impacto no resultado - USD			4.634	117.659	230.684
EURO	Empréstimos obtidos	58.012	230.144	3.318	60.025	116.731
	Impacto no resultado - EURO			3.318	60.025	116.731
IENE	Empréstimos obtidos	1.102.326	32.408	441	8.433	16.425
	Impacto no resultado - IENE			441	8.433	16.425
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				8.393	186.116	363.840

(1) Premissas adotadas:	Provável	-25%	-50%
USD	3,260	2,445	1,630
EURO	3,910	2,933	1,955
IENE	0,029	0,022	0,015

46.3.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia de contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados à taxa Libor.

A Companhia monitora a sua exposição à taxa Libor e contrata operações de derivativos para minimizar esta exposição, conforme Política de *Hedge* Financeiro.

Notas Explicativas

(a) Composição dos saldos por indexador e análise de sensibilidade

A composição da dívida por indexador, seja em moeda nacional ou em moeda estrangeira, está detalhada na nota 22, item a.

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 2016 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook 86*, publicado pela OECD *(The Organisation Economic Co-operation and Development).*

Foram realizadas análises de sensibilidade dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, e que poderiam trazer perdas materiais à Companhia, em quatro diferentes cenários, tendo como base o cenário provável acima mencionado: dois considerando a apreciação dos indexadores e outros dois considerando a depreciação desses indexadores.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

Em todos os cenários foi utilizada a cotação provável do dólar para converter para reais o efeito no resultado dos riscos atrelados à oscilação da LIBOR. Nesta análise de sensibilidade está sendo desconsiderado qualquer efeito cambial em decorrência de eventual apreciação ou depreciação do cenário provável da cotação do dólar. O impacto da apreciação e da depreciação do cenário provável da cotação do dólar estão apresentados no item (46.3.1 (a)) desta nota.

(a.1) LIBOR

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA				
		Saldo da dívida/Valor Nocional em 31/12/2017		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2017 [1]	Cenário II (+25%) [1]	Cenário III (+50%) [1]
LIBOR	Empréstimos obtidos	450.501	1.490.257	(2.746.343)	(3.432.929)	(4.119.515)
	Derivativo	275.000	909.700	1.676.455	2.095.569	2.514.683
	Total			(1.069.888)	(1.337.360)	(1.604.832)

		CONSOLIDADO				
		Saldo da dívida/Valor Nocional em 31/12/2017		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2017 [1]	Cenário II (+25%) [1]	Cenário III (+50%) [1]
LIBOR	Empréstimos obtidos	556.295	1.840.224	(3.391.285)	(4.239.107)	(5.086.928)
	Derivativo	275.000	909.700	1.676.455	2.095.569	2.514.683
	Total			(1.714.830)	(2.143.538)	(2.572.245)

([1]) Premissas adotadas:	31/12/2017	Provável	25%	50%
USD	3,308	3,2600	4,0750	4,8900
LIBOR	n/a	1,8700	2,3375	2,8050

(a.2) Indexadores nacionais

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo em 31/12/2017	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2017 [1]	Cenário II (+25%) [1]	Cenário III (+50%) [1]
CDI	Empréstimos obtidos	5.222.655	(348.351)	(435.439)	(522.527)
	Impacto no resultado - CDI		(348.351)	(435.439)	(522.527)
IGPM	Empréstimos concedidos	230.880	10.228	12.785	15.342
	Impacto no resultado - IGPM		10.228	12.785	15.342
IPCA	Empréstimos concedidos	6.394.769	238.525	298.156	357.787
	Impacto no resultado - IPCA		238.525	298.156	357.787
SELIC	Empréstimos obtidos	615.930	(41.083)	(51.353)	(61.624)
	Impacto no resultado - SELIC		(41.083)	(51.353)	(61.624)
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIAÇÃO DOS ÍNDICES			(140.681)	(175.851)	(211.021)

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2017	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2017 [1]	Cenário II (+25%) [1]	Cenário III (+50%) [1]
CDI	Empréstimos obtidos	12.159.697	(811.052)	(1.013.815)	(1.216.578)
	Impacto no resultado - CDI		(811.052)	(1.013.815)	(1.216.578)
TJLP	Empréstimos obtidos	6.809.224	(465.070)	(581.337)	(697.605)
	Debêntures emitidas	202.757	(13.848)	(17.310)	(20.772)
	Impacto no resultado - TJLP		(478.918)	(598.648)	(718.377)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.077.820	(47.747)	(59.684)	(71.621)
	Empréstimos concedidos	229.108	10.149	12.687	15.224
	Impacto no resultado - IGPM		(37.598)	(46.997)	(56.397)
SELIC	Empréstimos obtidos	1.782.785	(118.912)	(148.640)	(178.368)
	Impacto no resultado - SELIC		(118.912)	(148.640)	(178.368)
IPCA	Empréstimos obtidos	369.100	13.767	17.209	20.651
	Debêntures emitidas	268.022	9.997	12.497	14.996
	Impacto no resultado - IPCA		23.765	29.706	35.647
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIAÇÃO DOS ÍNDICES			(1.422.715)	(1.778.394)	(2.134.073)

(1) Premissas adotadas:	Provável	25%	50%
CDI	6,67%	8,34%	10,01%
IPCA	3,73%	4,66%	5,60%
TJLP	6,83%	8,54%	10,25%
IGPM	4,43%	5,54%	6,65%
SELIC	6,67%	8,34%	10,01%

Notas Explicativas

Eletrobras

- risco de depreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo em 31/12/2017	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2017 [1]	Cenário II (-25%) [1]	Cenário III (-50%) [1]
CDI	Empréstimos obtidos	5.222.655	(348.351)	(261.263)	(174.176)
	Impacto no resultado - CDI		(348.351)	(261.263)	(174.176)
IPCA	Empréstimos concedidos	6.394.769	238.525	178.894	119.262
	Impacto no resultado - IPCA		238.525	178.894	119.262
IGPM	Empréstimos concedidos	230.880	10.228	7.671	5.114
	Impacto no resultado - IGPM		10.228	7.671	5.114
SELIC	Empréstimos obtidos	615.930	(41.083)	(30.812)	(20.541)
	Impacto no resultado - SELIC		(41.083)	(30.812)	(20.541)
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES			(140.681)	(105.511)	(70.340)

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2017	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2017 [1]	Cenário II (-25%) [1]	Cenário III (-50%) [1]
CDI	Empréstimos obtidos	12.159.697	(811.052)	(608.289)	(405.526)
	Impacto no resultado - CDI		(811.052)	(608.289)	(405.526)
TJLP	Empréstimos obtidos	6.809.224	(465.070)	(348.802)	(232.535)
	Debêntures emitidas	202.757	(13.848)	(10.386)	(6.924)
	Impacto no resultado - TJLP		(478.918)	(359.189)	(239.459)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.077.820	(47.747)	(35.811)	(23.874)
	Empréstimos concedidos	229.108	10.149	7.612	5.075
	Impacto no resultado - IGPM		(37.598)	(28.198)	(18.799)
SELIC	Empréstimos obtidos	1.782.785	(118.912)	(89.184)	(59.456)
	Impacto no resultado - SELIC		(118.912)	(89.184)	(59.456)
IPCA	Empréstimos obtidos	369.100	13.767	10.326	6.884
	Debêntures emitidas	268.022	18.306	13.729	9.153
	Impacto no resultado - IPCA		32.073	24.055	16.037
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES			(1.414.406)	(1.060.805)	(707.203)

(1) Premissas adotadas:	Provável	-25%	-50%
CDI	6,67%	5,00%	3,34%
IPCA	3,73%	2,80%	1,87%
TJLP	6,83%	5,12%	3,42%
IGPM	4,43%	3,32%	2,22%
SELIC	6,67%	5,00%	3,34%

Para reduzir o risco nas exposições do fluxo de caixa da dívida de taxa variável emitida, a Companhia contratou *swaps* de alteração nas taxas de juros e designou como *hedge accounting*. De acordo com os contratos de *swap* de taxa de juros, a Companhia concorda em trocar a diferença entre os valores de taxas de juros prefixadas e pós fixadas calculados a partir do valor nocional acordado, mitigando o risco de alteração nas taxas de juros sobre o valor justo da dívida emitida com taxas de juros fixa nas exposições do fluxo de caixa da dívida de taxa variável. O valor justo dos *swaps* de taxa de juros no encerramento do exercício é determinado pelo desconto dos fluxos de caixa futuros, utilizando as curvas no encerramento do exercício e o risco de crédito inerente para esse tipo de contrato, e está demonstrado a seguir. A taxa de juros média está baseada nos saldos a pagar em aberto no encerramento do exercício.

A tabela a seguir demonstra o valor do principal e os prazos remanescentes dos contratos de *swap* de taxa de juros em aberto no fim do exercício do relatório:

					Valores Justos	
Tipo	Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	31/12/2017	31/12/2016
Libor X Pre-tax	03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(1.238)	(2.642)
Libor X Pre-tax	04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(2.567)	(5.437)
Libor X Pre-tax	09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	300	157
Libor X Pre-tax	10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	332	211
Libor X Pre-tax	11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	998	636
Libor X Pre-tax	12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	-	82
Libor X Pre-tax	13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	-	88
Libor X Pre-tax	14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	-	53
Libor X Pre-tax	15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	-	73
Libor X Pre-tax	16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	-	65
Libor X Pre-tax	17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	-	58
Libor X Pre-tax	18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	-	42
	TOTAL	650.000			(2.175)	(6.614)

As operações classificadas como *hedge* de fluxo de caixa geraram no exercício um resultado abrangente negativo de R$ 6.250 (resultado abrangente positivo de R$ 11.684 em 31 de dezembro de 2016).

Com a designação dos swaps para contabilização de *hedge,* no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia reconheceu R$ 6.047 como despesas financeiras referentes aos swaps (R$ 14.160 em 31 de dezembro de 2016).

A relação entre as dívidas designadas em relações de hedge e os desembolsos futuros dos contratos indexados à libor, segue a seguinte distribuição no tempo:

	2018	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Valor protegido / Desembolsos futuros (%)	31,11%	51,22%	33,11%	0%	0%	0%

46.3.3 - Risco de preços – *commodities*

A controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Parte da receita desses

contratos de longo prazo está associada ao pagamento de um prêmio atrelado ao preço internacional do alumínio, cotado na *London Metal Exchange* (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais do prêmio.

O prêmio pode ser considerado como um componente de um contrato híbrido (combinado), que inclui um contrato não derivativo que o abriga, de forma que o fluxo de caixa do instrumento combinado, em algumas circunstâncias, varia como se fosse um derivativo isolado.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

	Datas do contrato		
Cliente	Inicial	Final	Volume em Megawatts Médios (MW)
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 MW até 31/12/2006 e 800 MW a partir de 01/01/2007
BHP	01/07/2004	31/12/2017	315 MW

Esses contratos incluem o conceito de *cap and floor band* relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US$ 2.773,21/ton e US$ 1.450,00/ton, respectivamente.

Para atribuir o valor justo da parte híbrida do contrato é necessário identificar os principais componentes que quantificam o montante faturado mensalmente. As principais variáveis do contrato são: a quantidade de energia vendida (MWh), o preço atribuído à LME e o valor do câmbio do período faturado.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da *commodity* do alumínio da LME, é possível atribuir o *fair value* destes contratos. O valor da LME fechou o mês de dezembro de 2017 cotado em US$ 2.087/ton, o que representou uma variação positiva de 21,2% em relação ao valor verificado em dezembro de 2016, quando o preço da commodity alcançou US$ 1.772/ton.

No mesmo exercício de análise, houve uma apreciação do real em relação ao dólar com a cotação passando de R$ 3,35 para R$ 3,15. A variação positiva no preço do alumínio contribuiu com um aumento na expectativa do valor justo para os derivativos compensando a desvalorização do dólar no período.

O ganho apurado nesta operação com derivativos no exercício de 2017 é de R$ 197.458 (ganho de R$ 182.462 em 31 de dezembro de 2016) e está apresentado no resultado financeiro.

(a) Análise de sensibilidade sobre os derivativos embutidos indexados ao preço do alumínio

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de fornecimento de energia dos consumidores eletrointensivos Albras e BHP, por possuírem cláusula contratual referente ao prêmio por variação do preço do alumínio no mercado internacional.

Desta forma, foi sensibilizada para tais contratos híbridos uma variação sobre o preço do prêmio auferido, conforme tabela abaixo. Os componentes de volatilidade do prêmio basicamente são: preço do alumínio primário na LME, câmbio e CDI. Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da Companhia.

Para o cenário II (redução de 50%) o preço esperado para a tonelada de alumínio ofertada na LME fica abaixo do preço mínimo para aferição de prêmio contratual (US$ 1.450), logo o valor tende a zero, impactando na marcação a mercado do derivativo embutido.

Quanto à variação obtida entre os cenários III e IV (aumento de 25% e 50%), a grande variação apresentada refere-se à aplicação dos referidos percentuais nos valores de câmbio, preço de alumínio e CDI.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

Saldo em 31/12/2017	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
228.773	928.181	1.095.362

46.3.4 - Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

A Companhia, através de suas controladas, atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias. No segmento de distribuição, a Companhia, através de suas controladas, faz um acompanhamento dos níveis de inadimplência através da análise das especificidades dos seus clientes.

O risco de crédito relacionado aos recebíveis de clientes (vide nota 7) está concentrado nas atividades de distribuição, no montante de R$ 1.564.755 ou 28% (R$ 2.395.918 ou 38% em 31 de dezembro de 2016) do saldo em aberto ao final do exercício de 31 de dezembro de 2017, e tendo como principal característica o alto grau de pulverização por contemplar um volume de vendas significativo a consumidores da classe residencial.

Em relação aos recebíveis de empréstimos concedidos (vide nota 8), exceto pela operação financeira com a controlada em conjunto Itaipu, cujo risco de crédito é baixo em função da inclusão dos custos dos empréstimos na tarifa de comercialização de energia da controlada em conjunto, conforme definido nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai, a concentração de risco de crédito com qualquer outra contraparte individualmente não foi superior a 5% do saldo em aberto em nenhum período.

As disponibilidades excedentes de caixa são aplicadas em fundos extramercados exclusivos, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, havendo exposição a risco de crédito menor em relação aos demais instrumentos.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de rating e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

Operações com derivativos, quando realizadas no mercado de balcão, contêm riscos de contraparte que, diante dos problemas apresentados pelas instituições financeiras em 2008 e 2009, se mostram relevantes. Com o intuito de mitigar esse risco, a Companhia instituiu uma norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Esta norma define critérios em relação a porte, rating e expertise no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar operações com a Companhia. Atualmente, a Companhia seleciona semestralmente as 20 melhores instituições financeiras baseadas nos critérios mencionados como instituições credenciadas a efetuarem operações de derivativos com a Companhia. Além disso, a empresa desenvolveu metodologia de controle de exposição às instituições credenciadas que define limites ao volume de operações a serem realizadas com cada uma delas.

A Companhia monitora o risco de crédito de suas operações de swap, segundo o CPC 46 (IFRS 13), mas não contabiliza este risco de descumprimento (*non-performance*) no saldo de valor justo de cada derivativo porque, com base na exposição líquida ao risco de crédito, a Companhia pode contabilizar o seu portfólio de swaps dado uma transação não forçada entre as partes na data de avaliação. A Companhia considera o risco de descumprimento apenas para a análise do teste retrospectivo para cada relação designada para Contabilidade de *Hedge*.

Adicionalmente, a Companhia está exposta ao risco de crédito com relação a garantias financeiras concedidas a Bancos pela Controladora. A exposição máxima da Companhia corresponde ao valor máximo que a Companhia terá de pagar caso a garantia seja executada.

46.3.5 - Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia e suas controladas são de responsabilidade das áreas de tesouraria e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazo, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos do Sistema Eletrobras por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que o Sistema Eletrobras deve quitar as respectivas obrigações e inclui os respectivos juros contratuais relacionados, quando aplicável.

Notas Explicativas

	CONTROLADORA 31/12/2017				
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	5.016.378	7.177.889	12.163.365	4.965.353	29.322.984
Fornecedores	514.752	-	-	-	514.752
Empréstimos e financiamentos	3.154.966	7.177.889	12.163.365	4.965.353	27.461.572
Obrigações de Ressarcimento	1.346.660	-	-	-	1.346.660
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	2.175	-	-	-	2.175
Instrumentos Financeiros Derivativos	2.175	-	-	-	2.175

	CONTROLADORA 31/12/2016				
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	8.413.214	5.029.265	17.133.821	4.345.535	34.921.834
Fornecedores	440.976	-	-	-	440.976
Empréstimos e financiamentos	6.278.929	5.029.265	17.133.821	4.345.535	32.787.549
Obrigações de Ressarcimento	1.693.309	-	-	-	1.693.309
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.614	-	-	-	6.614
Instrumentos Financeiros Derivativos	6.614	-	-	-	6.614

	CONSOLIDADO 31/12/2017				
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	19.495.221	16.848.882	20.617.858	22.863.703	79.825.663
Fornecedores	10.443.752	2.681.872	2.504.559	2.608.914	18.239.097
Empréstimos e financiamentos	7.325.949	12.521.043	17.811.981	19.856.515	57.515.487
Debêntures	183.432	287.347	-	-	470.779
Obrigações de Ressarcimento	1.392.542	1.062.634	-	-	2.455.176
Arrendamento Mercantil	145.324	290.648	290.648	351.200	1.077.820
Concessões a Pagar UBP	4.222	5.338	10.670	47.074	67.304
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	2.466	39.594	-	-	42.060
Instrumentos Financeiros Derivativos	2.466	39.594	-	-	42.060

	CONSOLIDADO 31/12/2016				
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	20.420.991	19.541.472	25.956.948	13.625.853	79.545.263
Fornecedores	9.659.301	3.518.140	3.487.328	2.777.352	19.442.121
Empréstimos e financiamentos	9.440.941	15.718.925	21.822.739	8.297.782	55.280.386
Debêntures	12.442	10.300	41.200	137.433	201.375
Obrigações de Ressarcimento	1.167.503	152.339	146.051	1.918.505	3.384.398
Arrendamento Mercantil	136.662	139.524	418.571	474.748	1.169.504
Concessões a Pagar UBP	4.142	2.244	41.060	20.033	67.479
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.946	43.685	-	-	50.631
Instrumentos Financeiros Derivativos	6.946	43.685	-	-	50.631

46.4 – Derivativos embutidos relacionados a debêntures conversíveis em ações

A controlada Eletronorte firmou contrato de emissão de debêntures, em junho de 2011, e liberação de recursos a partir de 2013, junto ao Banco da Amazônia S.A. (BASA), a qual administra os recursos do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), com a finalidade de captação de recursos para implementação de projeto.

Nesse contrato, por possuir cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da Companhia, a critério da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - SUDAM, limitados a 50% das debêntures emitidas, é possível atribuir um valor ao montante que seria atribuído a SUDAM em caso desta conversão.

Para apuração do valor, foi realizado o cálculo do *valuation* da antiga investida, na apuração do valor da sua ação, e o cálculo do valor presente do contrato, assim utilizando métricas para determinação do valor do derivativo.

O ganho apurado no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 é de R$ 4.131 (ganho de R$ 36.252 em 31 de dezembro de 2016) e está apresentado na demonstração do resultado do exercício.

46.4.1 – Análise de sensibilidade

Foram realizadas análises de sensibilidade do contrato de debêntures, por possuírem cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da controlada Eletronorte.

Na análise a seguir foram considerados cenários para a TJLP com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 2016 e 2017 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório FOCUS, divulgado pelo Banco Central.

Foram realizadas análises de sensibilidade para a curva de pagamento do serviço da dívida contratada com o Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), por possuírem cláusula contratual referente à opção de conversibilidade em 50% em ações da companhia na data da efetiva liquidação do papel.

De acordo com o CPC 38, os contratos híbridos que tenham a eles associados elementos voláteis, sejam eles índices de preços e/ou *commodities*, devem ser marcados a mercado. Com isso, as demonstrações financeiras passam a refletir o valor justo da operação em cada data avaliada.

Desta forma, foi sensibilizada para o contrato uma variação sobre a expectativa de realização da TJLP.

Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da Companhia.

	Saldo em 31 de dezembro	**Cenário I (-25%) Índices e preços**	**Cenário II (-50%) Índices e preços**	**Cenário I (+25%) Índices e preços**	**Cenário II (+50%) Índices e preços**
2017	39.885	19.564	16.231	26.180	29.277

O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação, para presumir a conversão de todas as ações ordinárias potenciais diluídas. A Companhia tem apenas uma categoria de ações ordinárias potenciais diluídas: dívida conversível (empréstimo compulsório). Pressupõe-se que a dívida conversível foi convertida em ações ordinárias e que o lucro líquido é ajustado para eliminar a despesa financeira menos o efeito fiscal.

Notas Explicativas

Eletrobras

NOTA 47 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

As informações por segmento de negócios, correspondentes a 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, são as seguintes:

	31/12/2017							
		Geração		Transmissão				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	215.936	18.070.002	1.843.804	1.442.175	8.684.129	9.597.517	(1.977.539)	37.876.024
Custos e Despesas Operacionais	(7.772.986)	(11.932.046)	(2.015.008)	(1.288.450)	(3.721.060)	(10.778.137)	1.932.390	(35.575.297)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(7.557.050)	6.137.956	(171.204)	153.725	4.963.069	(1.180.620)	(45.149)	2.300.727
Resultado Financeiro	1.046.195	(1.497.218)	(242.721)	(405.681)	(636.691)	(3.502.329)	45.149	(5.193.296)
Resultado de Participações Societárias	2.692.171	-	-	-	-	-	-	2.692.171
Imposto de renda e contribuição social	(1.081.294)	(188.195)	(41.453)	(47.038)	(671.048)	503.735	-	(1.525.293)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	(4.899.978)	4.452.543	(455.378)	(298.994)	3.655.330	(4.179.214)	-	(1.725.691)

	31/12/2016							
		Geração		Transmissão				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	177.405	15.673.574	1.626.261	1.604.010	31.939.704	11.581.936	(2.286.887)	60.316.003
Custos e Despesas Operacionais	(6.207.466)	(18.142.949)	(2.558.582)	(2.516.547)	(4.830.830)	(15.562.154)	2.343.297	(47.475.231)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(6.030.061)	(2.469.375)	(932.321)	(912.537)	27.108.874	(3.980.218)	56.410	12.840.772
Resultado Financeiro	1.019.617	(1.743.807)	(619.292)	(179.444)	306.918	(2.658.306)	(56.410)	(3.930.724)
Resultado de Participações Societárias	3.114.047	-	-	-	-	-	-	3.114.047
Imposto de renda e contribuição social	(67.593)	532.531	165.617	(167.351)	(8.974.023)	-	-	(8.510.819)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	(1.963.990)	(3.680.651)	(1.385.996)	(1.259.332)	18.441.769	(6.638.524)	-	3.513.276

* A Companhia procedeu, em 31 de dezembro de 2016, com a apresentação das linhas de Resultado de Participações Societárias e Custos e Despesas Operacionais, do segmento Administração, de forma líquida de eliminações de receita de equivalência patrimonial e despesa de passivo a descoberto (de subsdiárias nas DFs individuais), respectivamente, para melhor retratar os resultados consolidados da Companhia de acordo com o IFRS 8. O mesmo procedimento foi efetuado de forma consistente para o exercício de 31 de dezembro de 2017.

A coluna de eliminação apresenta os ajustes ocorridos entre os segmentos Companhia, conciliando os saldos divulgados por cada segmento. Os valores acima apresentados estão substancialmente relacionados ao custo de energia comprada para revenda e ao custo de encargos sobre uso da rede elétrica. As eliminações referentes a receitas e despesas com juros são apresentadas na tabela abaixo. Não existem reconciliações provenientes de diferenças de prática contábil.

Receitas e Despesas de juros por segmento:

	31/12/2017					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	3.406.499	17.797	22.642	-	(2.615.376)	831.562
Despesa de Juros	(2.218.699)	(1.746.362)	(1.195.069)	(3.289.556)	2.692.642	(5.757.044)
Total	1.187.800	(1.728.565)	(1.172.427)	(3.289.556)	77.266	(4.925.482)

	31/12/2016					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	3.479.762	28.623	36.498	-	(2.390.873)	1.154.010
Despesa de Juros	(2.613.556)	(1.744.244)	(1.101.056)	(3.579.897)	2.662.917	(6.375.836)
Total	866.206	(1.715.621)	(1.064.558)	(3.579.897)	272.044	(5.221.826)

Notas Explicativas

Eletrobras

Receita de consumidores externos por segmento:

	31/12/2017			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	14.698.137	-	-	14.698.137
Fornecimento de Energia Elétrica	2.554.279	-	9.467.631	12.021.910
Energia Elétrica de Curto Prazo	1.006.114	-	724.961	1.731.075
CVA e outros itens financeiros	-	-	1.441.359	1.441.359
Efeito Financeiro de Itaipu	626.135	-	-	626.135
Receita de operação e manutenção	2.198.347	3.397.820	-	5.596.167
Receita de construção	52.836	917.447	782.068	1.752.351
Financeira - Retorno do Investimento	-	1.139.816	-	1.139.816
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE		4.922.827		4.922.827
Total da receita bruta	21.135.848	10.377.910	12.416.019	43.929.777

	31/12/2016			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	12.885.622	-	-	12.885.622
Fornecimento de Energia Elétrica	2.945.506	-	15.208.202	18.153.708
Energia Elétrica de Curto Prazo	927.183	-	314.833	1.242.016
CVA e outros itens financeiros	-	-	(339.405)	(339.405)
Efeito Financeiro de Itaipu	(346.638)	-	-	(346.638)
Receita de operação e manutenção	2.178.699	2.975.690	-	5.154.389
Receita de construção	41.316	1.174.703	1.165.611	2.381.630
Financeira - Retorno do Investimento	-	805.708	-	805.708
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE	-	28.600.553	-	28.600.553
Total da receita bruta	18.631.688	33.556.654	16.349.241	68.537.583

Receita Intersegmento:

	31/12/2017			
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	648.617	-	648.617
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	637.414	-	637.414
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	407.879	407.879
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	116.294	116.294
Receita de juros do segmento de geração	713.620	-	-	713.620
Receita de juros do segmento de transmissão	850.747	-	-	850.747
Receita de juros do segmento de distribuição	1.051.009	-	-	1.051.009
Total	2.615.376	1.286.031	524.173	4.425.580

	31/12/2016			
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	1.127.914	-	1.127.914
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	726.513	-	726.513
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	286.936	286.936
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	123.727	123.727
Receita de juros do segmento de geração	552.746	-	-	552.746
Receita de juros do segmento de transmissão	836.583	-	-	836.583
Receita de juros do segmento de distribuição	1.001.544	-	-	1.001.544
Total	2.390.873	1.854.427	410.663	4.655.963

Notas Explicativas

Eletrobras

Adição a ativos não circulantes por segmento:

31/12/2017					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	94.615	1.977.076	-	-	2.071.691
Intangível	262.194	96.916	-	67.818	426.928
Total	356.809	2.073.992	-	67.818	2.498.619

31/12/2016					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	186.369	2.290.771	-	-	2.477.140
Intangível	58.993	54.981	500	38.073	152.547
Total	245.362	2.345.752	500	38.073	2.629.687

Ativos não circulantes por segmento:

	31/12/2017				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Ativos não circulantes					
Imobilizado	1.697.310	25.427.101	-	841.426	27.965.837
Intangível	402.739	185.521	83.837	77.665	749.762
Total	2.100.049	25.612.622	83.837	919.091	28.715.599

	31/12/2016				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Ativos não circulantes					
Imobilizado	1.848.030	24.065.771	-	899.124	26.812.925
Intangível	419.775	151.877	83.837	106.249	761.738
Total	2.267.805	24.217.648	83.837	1.005.373	27.574.663

Itens não-caixa por segmento:

	31/12/2017				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	194.022	1.470.334	-	86.948	1.751.303
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(612.425)	18.102	(899.146)	(1.493.469)
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	213.488	1.618.759	(1.107.481)	(84.135)	640.631
Total	407.510	2.476.668	(1.089.379)	(896.333)	898.465

	31/12/2016				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	201.993	1.562.407	3.510	75.875	1.843.785
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	1.904.749	(729.564)	1.019.313	2.194.498
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(1.852)	3.396.523	2.363.556	(221.165)	5.537.062
Total	200.142	6.863.679	1.637.502	874.023	9.575.346

NOTA 48 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Companhia é a União que detém 51% das ações ordinárias da Companhia (Vide Nota 37).

As transações da Companhia com suas subsidiárias, controladas e sociedades de propósito específico são realizadas a preços e condições definidos entre as partes, que levam em consideração as condições que poderiam ser praticadas no mercado com partes não relacionadas, quando aplicável. Dentre as principais operações ocorridas com as partes relacionadas, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos nas condições citadas e/ou de acordo com a legislação específica sobre o assunto.

Notas Explicativas

Eletrobras

		CONTROLADORA					
		31/12/2017			31/12/2016		
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
	Empréstimos e financiamentos	3.420.567	-	-	3.873.939	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	54.727	-	-	49.772	-	-
Furnas	Dividendo a receber	298.680	-	-	298.680	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	293.670	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	399.474	-	-	517.516
		3.773.974	-	399.474	4.516.062	-	517.516
	Empréstimos e financiamentos	839.159	-	-	698.716	-	-
CHESF	Dividendo a receber	30.471	-	-	-	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	157.278	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	124.440	-	-	28.760
		869.630	-	124.440	855.995	-	28.760
	Empréstimos e financiamentos	2.233.824	-	-	2.758.547	-	-
	Dividendo a receber	1.099.896	-	-	18	-	-
Eletronorte	Outros Ativos	1.515.998	-	-	1.459.757	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	82.409	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	262.327	-	-	205.791
		4.849.718	-	262.327	4.300.731	-	205.791
	Empréstimos e financiamentos	933.787	-	-	2.295.669	-	-
Eletrosul	Dividendo a receber	81.408	-	-	89.755	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	92.697	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	273.358	-	-	257.685
		1.015.195	-	273.358	2.478.121	-	257.685
	Empréstimos e financiamentos	3.076.311	-	-	2.672.509	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	781.789	-	-	483.858	-	-
CGTEE	Dividendo a receber	91.550	-	-	83.273	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	492.354	-	-	392.164
		3.949.650	-	492.354	3.239.639	-	392.164
	Empréstimos e financiamentos	1.679.790	-	-	1.591.566	-	-
Eletronuclear	Outros passivos	-	661.567	-	-	525.977	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	171.944	-	-	177.166
		1.679.790	661.567	171.944	1.591.566	525.977	177.166
	Empréstimos e financiamentos	1.776.678	-	-	1.457.930	-	-
ED Alagoas	Adiantamento para futuro aumento de capital	180.142	-	-	159.155	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	223.941	-	-	190.526
		1.956.820	-	223.941	1.617.085	-	190.526
	Empréstimos e financiamentos	2.016.396	-	-	1.639.734	-	-
ED Piauí	Adiantamento para futuro aumento de capital	346.357	-	-	295.402	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	275.884	-	-	213.157
		2.362.752	-	275.884	1.935.136	-	213.157
	Empréstimos e financiamentos	2.595.084	-	-	1.991.981	-	-
Amazonas D	Outros ativos	12.985	-	-	12.635	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	129.189	-	-	117.446	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	451.610	-	-	385.220
		2.737.259	-	451.610	2.122.062	-	385.220
	Empréstimos e financiamentos	2.011.696	-	-	1.767.488	-	-
Amazonas Energia - GT	Outros ativos	545.928	-	-	531.198	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	128.138	-	-	103.721
		2.557.624	-	128.138	2.298.686	-	103.721
	Empréstimos e financiamentos	1.178.796	-	-	965.389	-	-
ED Rondônia	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	127.527	-	-	115.197
		1.178.796	-	127.527	965.389	-	115.197
Eletropar	Dividendo a receber	7.797	-	-	-	-	-
		7.797	-	-	-	-	-
	Empréstimos e financiamentos	442.788	-	-	370.511	-	-
Eletroacre	Adiantamento para futuro aumento de capital	77.115	-	-	69.462	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	50.243	-	-	47.385
		519.903	-	50.243	439.973	-	47.385
	Empréstimos e financiamentos	190.280	-	-	115.692	-	-
ED Roraima	Adiantamento para futuro aumento de capital	89.975	-	-	80.089	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	29.976	-	-	9.586
		280.255	-	29.976	195.781	-	9.586
	Empréstimos e financiamentos	8.699.591	-	-	10.770.787	-	-
Itaipu	Dividendo a receber	1.654	-	-	4.314	-	-
	Despesas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	(828.011)	-	-	(1.417.999)
		8.701.245	-	(828.011)	10.775.100	-	(1.417.999)
Poder Público Federal	Obrigações de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	-	700.582	-
		-	-	-	-	700.582	-
Poder Público Federal - BNDES	Empréstimos e Financimentos a Pagar	-	615.927	-	-	3.306.546	-
		-	615.927	-	-	3.306.546	-
Poder Público Federal - Banco do Brasil	Empréstimos e Financimentos a Pagar	-	3.213.942	-	-	1.033.411	-
		-	3.213.942	-	-	1.033.411	-
Poder Público Federal - Caixa Econômica federal	Empréstimos e Financimentos a Pagar	-	2.008.713	-	-	3.621.415	-
		-	2.008.713	-	-	3.621.415	-
Poder Público Federal - Reserva Global de Reversão	Empréstimos e Financimentos a Pagar	-	6.753.140	-	-	6.647.839	-
		-	6.753.140	-	-	6.647.839	-
Tesouro Nacional	Obrigações de ressarcimento - Itaipu	-	2.598.348	-	-	2.705.947	-
		-	2.598.348	-	-	2.705.947	-

Notas Explicativas

		CONTROLADORA					
		31/12/2017			31/12/2016		
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Eletros	Contribuições a pagar - patrocinador	-	28.830	-	-	31.059	-
	Provisões	-	578.666	-	-	394.035	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(34.265)	-	-	(33.156)
	Taxas	-	-	(3.462)	-	-	(2.644)
		-	607.496	(37.726)	-	425.094	(35.800)
CEEE-GT	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	15.039	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	-	-	-	85
		-	-	-	15.039	-	85
Energisa MT	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	264.723	-	-
	Dividendo a receber	3.039	-	-	396	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	10.333	-	-	29.002
		3.039	-	10.333	265.119	-	29.002
EMAE	Dividendo a receber	12.753	-	-	6.213	-	-
		12.753	-	-	6.213	-	-
CTEEP	Empréstimos e financiamentos	111	-	-	154	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	39.114	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	10	-	-	17
		111	-	10	39.268	-	17
CEMAR	Empréstimos e financiamentos	132.001	-	-	217.676	-	-
	Dividendo a receber	30.962	-	-	25.506	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	6.036	-	-	20.359
		162.963	-	6.036	243.182	-	20.359
Lajeado Energia	Dividendo a receber	55.896	-	-	9.692	-	-
		55.896	-	-	9.692	-	-
CEB Lajeado	Dividendo a receber	9.800	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	-	-	-	672
		9.800	-	-	-	-	672
Paulista Lajeado	Dividendo a receber	2.666	-	-	1.210	-	-
		2.666	-	-	1.210	-	-
CEEE-D	Empréstimos e financiamentos	20.222	-	-	24.368	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	1.521	-	-	1.854
		20.222	-	1.521	24.368	-	1.854

Notas Explicativas

Eletrobras

		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Poder Público Federal	Clientes	22.673	-	-	2.245	-	-
	Outros Ativos	3.300	-	-	1.991	-	-
	Fornecedores (BR Distribuidora)	-	5.108.628	-	-	5.937.476	-
	Obrigações de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	-	700.582	-
	Outras receitas	-	-	124.444	-	-	51.403
		25.973	5.108.628	124.444	4.236	6.638.058	51.403
Poder Público Federal - BNDES	Empréstimos e Financimentos a Pagar	-	8.738.156	-	-	10.647.232	-
		-	8.738.156	-	-	10.647.232	-
Poder Público Federal - Banco da Amazônia	Empréstimos e Financimentos a Pagar	-	566.038	-	-	647.787	-
		-	566.038	-	-	647.787	-
Poder Público Federal - Banco do Brasil	Empréstimos e Financimentos a Pagar	-	5.184.096	-	-	3.108.658	-
		-	5.184.096	-	-	3.108.658	-
Poder Público Federal - Caixa Econômica federal	Empréstimos e Financimentos a Pagar	-	9.320.284	-	-	10.432.241	-
		-	9.320.284	-	-	10.432.241	-
Poder Público Federal - FIDC	Empréstimos e Financimentos a Pagar	-	666.401	-	-	-	-
		-	666.401	-	-	-	-
Poder Público Federal - Reserva Global de Reversão	Empréstimos e Financimentos a Pagar	-	7.420.021	-	-	6.647.839	-
		-	7.420.021	-	-	6.647.839	-
Tesouro Nacional	Obrigações de ressarcimento - Itaipu	-	2.598.348	-	-	2.705.947	-
		-	2.598.348	-	-	2.705.947	-
Norte Brasil Transmissora	Clientes	-	-	-	203	-	-
	Outros ativos	122	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	992	-	-	1.538	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	1.098	-	-	1.035
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(12.067)	-	-	(14.267)
		122	992	(10.969)	203	1.538	(13.232)
ETAU	Outras contas a receber	40	-	-	10	-	-
	JCP / Dividendos a receber	3.163	-	-	5.616	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.001	-	-	928
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(37)	-	-	(43)
		3.203	-	964	5.626	-	885
ESBR	Clientes	14.846	-	-	9.487	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	734.400	-	-	535.200	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	17.630	-
	Energia comprada para revenda	-	19.660	-	-	17.206	-
	Receita de prestação de serviço	-	-	54.824	-	-	-
	Despesa Energia comprada	-	-	(402.578)	-	-	(399.299)
	Receita de uso de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	48.206
	Outras Receitas	-	-	3.677	-	-	7.369
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(15.484)
		749.246	19.660	(344.077)	544.687	34.836	(359.208)
Costa Oeste	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	300	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(9)	-	-	(12)
		-	-	(9)	300	-	(12)
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.626	-	-	2.736
	Outras receitas	-	-	90	-	-	83
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(67)	-	-	(82)
		-	-	3.649	-	-	2.737
Marumbi	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	880	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	961	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(19)	-	-	(23)
		-	-	(19)	1.841	-	(23)
TDG	Contas a receber	231	-	-	225	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	101.000	-	-	101.000	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	115	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.715	-	-	2.688
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.155)	-	-	(1.432)
		101.231	-	1.560	101.225	115	1.256

Notas Explicativas

Eletrobras

		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Manaus Transmissão	Dividendos / JCP a receber	1.993	-	-	3.934	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	415	-	-	415	-	-
	Outros ativos	1.067	-	-	1.067	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	1.994	-
	Outros passivos	-	597	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(15.387)	-	-	(1.679)
		3.475	597	(15.387)	5.416	1.994	(1.679)
Madeira Energia	Outras contas a receber	358.084	-	-	359.959	-	-
	Receitas Financeiras	-	-	5.693	-	-	55.759
	Outras despesas	-	-	(220.105)	-	-	-
	Despesas Financeiras	-	-	(7.568)	-	-	-
		358.084	-	(221.980)	359.959	-	55.759
IE Madeira	Dividendos / JCP a receber	20.737	-	-	30.630	-	-
	Fornecedores	-	1.327	-	-	1.547	-
	Contas a pagar	-	411	-	-	335	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	513	-	-	199
	Outras despesas (receitas)	-	-	(3.621)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(41.016)	-	-	(51.903)
		20.737	1.738	(44.124)	30.630	1.882	(51.704)
Manaus Construção	Dividendos / JCP a receber	9.229	-	-	9.178	-	-
		9.229	-	-	9.178	-	-
STN	Contas a receber	309	-	-	304	-	-
	Dividendos / JCP a receber	7.839	-	-	8.974	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	842	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.690	-	-	3.503
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(8.267)	-	-	(9.887)
		8.148	-	(4.577)	9.278	842	(6.384)
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	Dividendos / JCP a receber	1.241	-	-	1.172	-	-
	Clientes	-	-	-	548	-	-
	Outros ativos	371	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	1.577	-
	Outros passivos	-	397	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	4.916	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	4.154
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(6.300)
	Despesa Energia comprada	-	-	(123.710)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(11.501)	-	-	(7.719)
		1.612	397	(130.295)	1.720	1.577	(9.865)
EAPSA - Energética Águas da Pedra S.A.	Clientes	317	-	-	190	-	-
	Dividendos / JCP a receber	4.675	-	-	4.743	-	-
	Outros ativos	193	-	-	-	-	-
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	2.124	-	-	197
		5.185	-	2.124	4.933	-	197
Sete Gameleiras	Clientes	15	-	-	9	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.290	-	-	293	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	66	-	-	-
		1.305	-	66	302	-	-
S. Pedro do Lago	Clientes	15	-	-	9	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	31	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.290	-	-	341	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	66	-	-	341
		1.305	-	66	381	-	341
Pedra Branca	Clientes	15	-	-	9	-	-
	Contas a Receber	33	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	2.035	-	-	757	-	-
		2.083	-	-	766	-	-
Brasventos Miassaba	Clientes	177	-	-	89	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.312	-	-	-	-	-
	Outros ativos	93	-	-	75	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	17	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2.045	-	-	1.415
		1.582	-	2.062	164	-	1.415
Brasventos Eolo	Clientes	151	-	-	76	-	-
	Dividendos / JCP a receber	73	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	316	-	-
	Outros ativos	80	-	-	64	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	16	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1.747	-	-	666
	Outras receitas	-	-	-	-	-	540
		304	-	1.763	456	-	1.206
Enerpeixe	Clientes	590	-	-	285	-	-
	Dividendos / JCP a receber	15.878	-	-	26.446	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	27	-	-	379
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	4.053	-	-	2.475
		16.468	-	4.080	26.731	-	2.854
Transleste	Dividendos / JCP a receber	1.250	-	-	282	-	-
	Fornecedores	-	122	-	-	179	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.376)	-	-	(1.544)
		1.250	122	(1.376)	282	179	(1.544)

Notas Explicativas

Eletrobras

		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
	Clientes	16	-	-	15	-	-
	Outras Contas a receber	15	-	-	14	-	-
	Dividendos / JCP a receber	979	-	-	1.256	-	-
Transudeste	Fornecedores	-	75	-	-	111	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	180	-	-	169
	Outras Receitas	-	-	193	-	-	182
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(854)	-	-	(976)
		1.010	75	(481)	1.285	111	(625)
	Dividendos / JCP a receber	1.413	-	-	678	-	-
Transirape	Fornecedores	-	73	-	-	111	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(851)	-	-	(885)
		1.413	73	(851)	678	111	(885)
	Outras Contas a Receber	66	-	-	62	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.154	-	-	59	-	-
Centroeste	Fornecedores	-	40	-	-	58	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	855	-	-	894
	Outras receitas	-	-	103	-	-	97
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(578)	-	-	(672)
		1.220	40	380	121	58	319
	Clientes	50	-	-	23	-	-
Baguari	Adiantamento para futuro aumento de capital	315	-	-	316	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	348	-	-	212
		365	-	348	339	-	212
	Dividendos / JCP a receber	2.535	-	-	2.107	-	-
Retiro Baixo	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.225	-	-	1.225	-	-
		3.760	-	-	3.332	-	-
	Outras contas a Receber	101	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	80	-	-
Serra Facão Energia	Receitas de prestação de serviços	-	-	190	-	-	142
	Receita de venda de energia	-	-	2.901	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(20)
		101	-	3.091	80	-	122
	Outras Contas a receber	740	-	-	740	-	-
Chapecoense	Dividendos / JCP a receber	25.674	-	-	24.625	-	-
		26.414	-	-	25.365	-	-
INAMBARI	Outras receitas (despesas)	-	-	41	-	-	34
		-	-	41	-	-	34
	Dividendos / JCP a receber	6.851	-	-	14.762	-	-
Transenergia Renovável	Fornecedores	-	45	-	-	64	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(644)	-	-	(723)
	Outras Despesas	-	-	(43.686)	-	-	(1)
		6.851	45	(44.330)	14.762	64	(724)
	Clientes	16	-	-	16	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	161	-	-
	Dividendos / JCP a receber	7.576	-	-	6.547	-	-
MGE Transmissão	Fornecedores	-	84	-	-	113	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	1.679
	Outras receitas	-	-	194	-	-	183
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.176)	-	-	(1.393)
	Outras Despesas	-	-	(161)	-	-	(6)
		7.592	84	(1.143)	6.724	113	463
	Outras contas a receber	-	-	-	254	-	-
	Dividendos / JCP a receber	22.030	-	-	17.936	-	-
Goiás Transmissão	Fornecedores	-	138	-	-	192	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	35	-	-	3.258
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.963)	-	-	(2.340)
	Outras despesas	-	-	(54.640)	-	-	(9)
		22.030	138	(56.568)	18.190	192	909
	Dividendos / JCP a receber	848	-	-	2.557	-	-
	Fornecedores	-	37	-	-	39	-
Trans. São Paulo	Receitas de prestação de serviços	-	-	40	-	-	1.701
	Outras receitas	-	-	-	-	-	198
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(305)	-	-	(336)
		848	37	(265)	2.557	39	1.563
	Clientes	16	-	-	15	-	-
	Outras contas a receber	38	-	-	-	-	-
Caldas Novas	Dividendos / JCP a receber	3.626	-	-	1.038	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	721	-	-	891
	Outras receitas	-	-	187	-	-	175
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(30)	-	-	(36)
		3.680	-	878	1.053	-	1.030
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	9.891	-	-
IE Garanhuns	Fornecedores	-	-	-	-	529	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	482	-	-	445
		-	-	482	9.891	529	445
	Fornecedores	-	10	-	-	16	-
Luziânia Niquelândia Transmissora	Receitas de prestação de serviços	-	-	361	-	-	616
	Outras receitas	-	-	85	-	-	80
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(154)	-	-	(197)
		-	10	292	-	16	499

Notas Explicativas

Eletrobras

		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	87.394	-	-
	Fornecedores	-	6	-	-	11	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	980	-	-	812
	Outras Receitas	-	-	33	-	-	41
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(106)	-	-	(131)
		-	6	907	87.394	11	722
Norte Energia (Belo Monte)	Clientes	5.326	-	-	3.965	-	-
	Outros ativos	8.959	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	3.954	-	-	-	-	-
	Outros Passivos	-	1.030	-	-	-	-
	Receita de Prestação de Serviços	-	-	69.073	-	-	-
	Outras Depesas	-	-	11.639	-	-	-
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	25.796	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	57.119
		18.239	1.030	106.508	3.965	-	57.119
AETE	Outros ativos	190	-	-	191	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	175	-
	Outros passivos	-	109	-	-	-	-
	Receita de Prestação de Serviços	-	-	2.544	-	-	2.533
	Receita Financeira	-	-	325	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.793)	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	2.124
		190	109	1.076	191	175	4.657
Brasnorte	Outros ativos	-	-	-	855	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	99	-
	Outros passivos	-	61	-	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(1.177)
	Receita de prestação de serviços	-	-	159	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(999)	-	-	-
		-	61	(840)	855	99	(1.177)
TME - Transmissora Matogrossense de Energia	Clientes	-	-	-	22	-	-
	Outros ativos	11	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	239	-
	Outros passivos	-	179	-	-	-	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	794	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(21)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.084)	-	-	-
		11	179	(1.290)	22	239	(21)
Transnorte	Clientes	-	-	-	66	-	-
	Outros ativos	57	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	36	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	681	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(333)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(241)	-	-	-
		57	-	440	66	36	(333)
CTEEP	Empréstimos e financiamentos	111	-	-	154	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	1.630	-	-
	Outros ativos	-	-	-	641	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	39.114	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	10	-	-	17
		111	-	10	41.539	-	17
EMAE	Dividendos / JCP a receber	12.753	-	-	6.213	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(227)
		12.753	-	-	6.213	-	(227)
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Outras contas a receber	11	-	-	11	-	-
	Fornecedores	-	(68)	-	-	-	-
	Outras contas a pagar	-	(27)	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	198
	Outras Despesas	-	-	(41.161)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.422)	-	-	-
		11	(95)	(42.583)	11	-	198
CEPEL	Despesas Operacionais	-	-	(3.376)	-	-	(12.670)
		-	-	(3.376)	-	-	(12.670)
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Dividendos / JCP a receber	7.093	-	-	-	-	-
	AFAC	2.082	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	405	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	667
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(3.479)	-	-	(527)
		9.175	405	(3.479)	-	-	140
Fronteira Oeste (FOTE)	Outras Contas a Receber	90	-	-	1.822	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	37.467	-	-	16.144	-	-
	Receitas de prestação de serviço	-	-	596	-	-	777
	Outras Receitas	-	-	51	-	-	15
		37.557	-	647	17.966	-	792
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Clientes	95	-	-	12	-	-
	Outras contas a receber	337	-	-	389	-	-
	Fornecedores	-	28	-	-	7	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.322	-	-	760
	Outras receitas	-	-	307	-	-	515
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(236)	-	-	(53)
		432	28	1.393	401	7	1.222
MATA DE SANTA GENEBRA	Dividendos / JCP a receber	3.251	-	-	-	-	-
		3.251	-	-	-	-	-

Notas Explicativas

Eletrobras

		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Lagoa Azul Transmissora	Dividendos / JCP a receber	249	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	10	-	-	27	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	24	-	-	368
	Outras receitas	-	-	-	-	-	106
	Encargos de Uso da Rede	-	-	(153)	-	-	(53)
		249	10	(129)	-	27	421
Itaguaçu da Bahia Energias Renováveis	Adiantamento para futuro aumento de capital	72.814	-	-	67.130	-	-
	Outras Provisões	-	633	-	-	-	
		72.814	633	-	67.130	-	-
Belo Monte Transmissora SPE S.A.	Outras Contas a Receber	553	-	-	553	-	-
	Fornecedores	-	1.019	-	-	-	-
	Outros Ativos	-	-	-	584	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.882	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.019)	-	-	-
	Despesas Financeiras	-	-	(961)	-	-	(288)
		553	1.019	902	1.137	-	(288)
Itaipu	Empréstimos e financiamentos	8.699.591	-	-	10.770.787	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.654	-	-	4.314	-	1.952
	Despesas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	(828.011)	-	-	(1.417.999)
		8.701.245	-	(828.011)	10.775.100	-	(1.416.047)
Santo Antônio Energia	Clientes	33.525	-	-	12.289	-	-
	Outras contas a receber	682	-	-	748	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	17	-	-	3.240
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	116.086	-	-	60.653
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	26.747
	Receita Venda de Energia Elétrica	-	-	76.373	-	-	72.051
	Outras Despesas	-	-	(211)	-	-	(723)
		34.207	-	192.265	13.037	-	161.968
Eletros	Contribuições a pagar - patrocinador	-	28.830	-	-	31.059	-
	Provisões	-	578.666	-	-	394.035	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(34.265)	-	-	(33.156)
	Taxas	-	-	(3.462)	-	-	(2.644)
		-	607.496	(37.726)	-	425.094	(35.800)
CEEE-GT	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	15.039	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	85
		-	-	-	15.039	-	85
Energisa MT	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	264.723	-	-
	Dividendos / JCP a receber	3.039	-	-	396	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	10.333	-	-	29.002
		3.039	-	10.333	265.119	-	29.002
CEMAR	Empréstimos e financiamentos	132.001	-	-	217.676	-	-
	Dividendos / JCP a receber	30.962	-	-	25.506	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	6.036	-	-	20.359
		162.963	-	6.036	243.182	-	20.359
Lajeado Energia	Dividendos / JCP a receber	55.896	-	-	9.692	-	-
		55.896	-	-	9.692	-	-
CEB Lajeado	Dividendos / JCP a receber	9.800	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	672
		9.800	-	-	-	-	672
Paulista Lajeado	Dividendos / JCP a receber	2.666	-	-	1.210	-	-
		2.666	-	-	1.210	-	-
CEEE-D	Empréstimos e financiamentos	20.222	-	-	24.368	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	1.521	-	-	1.854
		20.222	-	1.521	24.368	-	1.854
CELG Geração e Transmissão -	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	6.809	-	-
		-	-	-	6.809	-	-
Foz do Chapecó	Clientes	923	-	-	456	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	123	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	197	-	-	258
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	8.473	-	-	5.209
		923	-	8.670	579	-	5.467
Tijoa Participações e Investimentos S.A.	Clientes	1.023	-	-	385	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.508	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	8.036	-	-	4.319
	Outras receitas	-	-	104	-	-	-
		1.023	-	9.648	385	-	4.319
CSE Centro de Soluções Estratégicas S.A.	Outras contas a receber	144	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	144	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	272	-	-	-
		144	-	416	-	-	-
Empresa de Energia São Manoel S.A.	Outras contas a receber	15	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.052	-	-	5.874
	Outras despesas	-	-	(277.832)	-	-	-
		15	-	(274.780)	-	-	5.874
Energia Olímpica S.A.	Dividendos / JCP a receber	428	-	-	-	-	-
		428	-	-	-	-	-
Teles Pires Participações	Despesas Financeiras	-	-	-	-	-	(851)
	Outras Despesas	-	-	156.027	-	-	-
		-	-	156.027	-	-	(851)

Notas Explicativas

		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Cia Hidrel Teles Pires	Clientes	6.972	-	-	4.560	-	-
	Fornecedores	-	11.422	-	-	(531)	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	6.704	-
	Energia Comprada para Revenda	-	111.578	-	-	7.685	(128.858)
	Receita de venda de energia elétrica	-	-	5.205	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	52.789	-	-	36.105
	Outras receitas	-	-	5.205	-	-	-
		6.972	123.000	63.199	4.560	13.858	(92.753)
Vamcruz Participações S.A.	Dividendos / JCP a receber	1.382	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	9.800	-	-	43.099	-	-
		11.182	-	-	43.099	-	-
Rei dos Ventos	Outros ativos	82	-	-	-	-	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	16	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	700	-	-	1
		82	-	716	-	-	1
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Clientes	156	-	-	78	-	-
	Dividendos / JCP a receber	364	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1.096	-	-	685
		520	-	1.096	78	-	685
CHAPADA DO PIAUÍ I S.A.	Contas a receber	-	-	-	21	-	-
	Outros ativos	-	-	-	492	-	-
		-	-	-	513	-	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	9.442	-	-
		-	-	-	9.442	-	-
Chapada do Piauí II Holding S.A.	Clientes	-	-	-	29	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	35.213	-	-
		-	-	-	35.242	-	-
BARAÚNAS I	Clientes	13	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	26	-	-	26	-	-
		39	-	-	26	-	-
Baraúnas II	Energia comprada para revenda	-	-	(6.625)	-	-	-
		-	-	(6.625)	-	-	-
MUSSAMBÊ	Dividendos / JCP a receber	143	-	-	143	-	-
		143	-	-	143	-	-
MORRO BRANCO I	Dividendos / JCP a receber	62	-	-	62	-	-
		62	-	-	62	-	-
Brasil Ventos Energia S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	(4.797)		-	-	-	-
		(4.797)	-	-	-	-	-
Centrais Eolica Famosa I S.A.	Outras Despesas	-	582	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	53	-	-	-
		-	582	53	-	-	-
Centrais Eolica Pau Brasil S.A.	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	328	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(226)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	388	-	-	-
		-	-	490	-	-	-
Centrais Eolica São Paulo S.A.	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	383	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(143)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	453	-	-	-
		-	-	693	-	-	-
Centrais Eolica Rosada S.A.	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	661	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(515)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	776	-	-	-
		-	-	922	-	-	-
Punaú I Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(3.730)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	679	-	-	-
		-	-	(3.051)	-	-	-
Carnaúba I Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(3.281)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	622	-	-	-
		-	-	(2.659)	-	-	-
Carnaúba II Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(2.352)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	509	-	-	-
		-	-	(1.843)	-	-	-
Carnaúba III Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(2.375)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	452	-	-	-
		-	-	(1.923)	-	-	-
Carnaúba V Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(3.232)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	679	-	-	-
		-	-	(2.553)	-	-	-
Cervantes I Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(2.386)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	452	-	-	-
		-	-	(1.934)	-	-	-
Cervantes II Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(1.837)			
	Outras Receitas	-	-	339	-	-	-
		-	-	(1.498)	-	-	-

Notas Explicativas

		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Bom Jesus Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	49	-	-	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(143)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	509	-	-	-
		49	-	366	-	-	-
Cachoeira Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	49	-	-	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(469)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	340	-	-	-
		49	-	(129)	-	-	-
Pitimbu Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	49	-	-			
	Outras Despesas	-	-	(889)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	509	-	-	-
		49	-	(380)	-	-	-
São Caetano Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	49	-	-			
	Outras Despesas	-	-	(227)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	713	-	-	-
		49	-	486	-	-	-
São Caetano I Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	49	-	-			
	Outras Despesas	-	-	(111)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	509	-	-	-
		49	-	398	-	-	-
São Galvão Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	74	-	-			
	Outras Despesas	-	-	(394)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	623	-	-	-
		74	-	229	-	-	-
Banda de Couro	Clientes	12	-	-	-	-	-
	Energia comprada para revenda	-	-	(8.102)	-	-	-
		12	-	(8.102)	-	-	-
Eólica Ibirapuitã S.A.	Outros ativos	25	-	-	-	-	-
		25	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos V	Adiantamento para futuro aumento de capital	4.910	-	-	-	-	-
	Outras Provisões	-	12.996	-	-	-	-
		4.910	12.996	-	-	-	-
Energia dos Ventos VI	Adiantamento para futuro aumento de capital	7.249	-	-	-	-	-
	Outras Provisões	-	17.936	-	-	-	-
		7.249	17.936	-	-	-	-
Energia dos Ventos VII	Adiantamento para futuro aumento de capital	7.249	-	-	-	-	-
	Outras Provisões	-	18.201	-	-	-	-
		7.249	18.201	-	-	-	-
Energia dos Ventos VIII	Adiantamento para futuro aumento de capital	4.910	-	-	-	-	-
	Outras Provisões	-	12.680	-	-	-	-
		4.910	12.680	-	-	-	-
Energia dos Ventos IX	Adiantamento para futuro aumento de capital	4.910	-	-	-	-	-
	Outras Provisões	-	12.929	-	-	-	-
		4.910	12.929	-	-	-	-

Notas Explicativas

Eletrobras

NOTA 49 - REMUNERAÇÃO DO PESSOAL CHAVE

A remuneração do pessoal chave da Companhia (diretores e conselheiros) é como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	5.445	6.282	37.692	40.228
Salários e encargos sociais	1.818	1.764	7.907	8.006
Outros	2.115	848	5.085	4.045
	9.378	8.893	50.685	52.279

As rescisões decorrentes do Plano de demissão voluntária de empregados que ocupam cargo na Diretoria Executiva foram registradas em despesa de pessoal (Vide nota 41).

NOTA 50 - EVENTOS SUBSEQUENTES

50.1 Aportes de capital nas sociedades investidas da controlada Eletrosul

SPE	Evento	Valor
Fronteira Oeste	AFAC	2.550
Paraíso	AFAC	65
		2.615

50.2 Resolução número 20 do Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI)

Em 08 de novembro de 2017 o Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI) aprovou a Resolução nº 20 que lista as condições mínimas e preços para alienação pela Eletrobras das ações representativas da sua participação acionária no capital social das empresas Companhia Energética de Alagoas, Companhia Energética do Piauí, Companhia de Eletricidade do Acre, Amazonas Distribuidora de Energia S.A., Boa Vista Energia S.A. e Centrais Elétricas de Rondônia S.A.

Em 8 de fevereiro de 2018 a 170ª Assembleia Geral Extraordinária avaliou a modelagem de privatização prevista na resolução nº20 do CPPI e aprovou a venda das ações das distribuidoras e assunção dos direitos e obrigações pela Eletrobras da CCC e CDE. Maior detalhamento destas aprovações está demonstrado na nota explicativa 2.

50.3 Alienação de parte das ações da coligada Energisa Mato Grosso S.A ("Energisa MT").

Em 15 de janeiro de 2018 o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a alienação de parte das ações na coligada Energisa MT através da OPA - Oferta Pública voluntária para Aquisição de ações ordinárias e preferenciais.

A Eletrobras fará adesão à OPA para alienar o equivalente a cerca de 55,42% das ações ordinárias e 69,14% das ações preferenciais, permitindo o recebimento de R$ 276.181 pela venda.

Em 2 de fevereiro de 2018 a Eletrobras realizou outra alienação de parte de suas ações preferenciais na coligada Energisa MT permitindo que a Companhia receba R$ 88.503 pela venda.

50.4 Despacho ANEEL 129

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") no uso de suas atribuições regimentais decidiu através do Despacho Nº 149, de 22 de Janeiro de 2018, dar provimento parcial ao pedido de efeito suspensivo interposto pela Eletrobras, em face do Despacho nº 2.504/2017, no sentido de suspender o item "i" do Despacho nº 2.504/2017, que determinou à Eletrobras o ressarcimento ao fundo da Conta de Consumo de Combustíveis ("CCC") do valor de R$ 2.906.095.463,51, no prazo de até 90 dias a partir da publicação do novo Despacho.

Desta forma, a Aneel avaliou ser adequada a concessão do efeito suspensivo requerido, até que a referida agência reguladora possa tomar a decisão final administrativa.

A avaliação é cabível somente no montante financeiro que a Eletrobras deve ressarcir ao fundo da Conta de Consumo de Combustíveis, posto que, a suspensão dos desembolsos dos Contratos de Confissão de Dívidas – CCD´s celebrados entre a Eletrobras e a Amazonas Energia teve efeito imediato pelo Despacho nº 2.504/2017.

50.5 Acordo entre a Eletrobras e a Eletropaulo

Em 9 de março de 2018 o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou os termos e condições, bem como a celebração pela Companhia, de um acordo com a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Eletropaulo"), visando encerrar a disputa judicial (processo n° 001002119.1989.8.19.0001 – "Processo Judicial") mencionada na nota explicativa 8.1.

A Companhia esclarece ainda que entendia ser devido o valor de R$ 2.793.932 excluídos os valores referentes ao honorário de sucumbência, sendo R$ 350.399 já reconhecidos no Ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos.

Desse montante, foram deduzidos os valores de R$ 553.000 referente à mora acumulada e R$ 583.000 referentes ao novo cálculo pericial, o qual atualizou o valor do laudo anterior segundo cláusulas contratuais (10% a.a. +1% a.a. de taxa de fiscalizacao - juros simples), obtendo um resultado parcial de R$ 1.658.000 pelo cálculo pericial.

Foi iniciado o processo de mediação junto à Câmara FGV de Mediação e Arbitragem na cidade do Rio de Janeiro, oportunidade na qual se estabeleceram as regras procedimentais do citado processo, dentre as quais ficou convencionado entre as partes a contratação de um assessor financeiro independente para calcular o valor do débito segundo os parâmetros financeiros e legais sustentados pelas partes no processo judicial (incluindo a perícia), bem como avaliar os custos de oportunidade para cada uma das empresas.

Nesse sentido, embasadas nos estudos realizados no âmbito do Acordo, as partes acordaram que a Eletropaulo se compromete a desembolsar R$ 1.400.000 em favor da

Eletrobras, com a finalidade de quitar o débito oriundo do Processo Judicial, objeto da ação de cobrança, ora em fase de liquidação, da seguinte forma:

- Pagamento de R$ 250.000 a ser realizado após o trânsito em julgado da homologação judicial do Acordo;
- Pagamento de 3 parcelas anuais de R$ 300.000 cada, sendo a primeira parcela paga 12 meses após o trânsito em julgado da homologação judicial do Acordo;
- Pagamento de R$ 250.000 a ser realizado 48 meses após o trânsito em julgado da homologação judicial do Acordo;
- Todos os pagamentos serão atualizados por CDI + 1%, até a efetiva data do pagamento de cada parcela, contados a partir do dia 1 de fevereiro de 2018.

A data base considerada para apuração dos valores foi 31 de janeiro de 2018.

A Eletropaulo compromete-se também a liquidar, o valor de R$ 100.000 em relação aos honorários de sucumbência aos advogados, também apurados com data base em 31 de janeiro de 2018, sendo:

- Pagamento de 50% a ser realizado após o trânsito em julgado da: (a) homologação judicial do Acordo; e (b) homologação judicial da transação com os advogados relativa à sucumbência; o que ocorrer por último;
- Pagamento do saldo remanescente ao final de 60 meses a contar do pagamento da primeira parcela acima, contados a partir do dia 1 de fevereiro de 2018.
- Os pagamentos serão atualizados por CDI + 1%, na efetiva data do pagamento de cada parcela.

Os efeitos supracitados se enquadram como evento subsequente não modificativos, ainda assim a Companhia, com a celebração do acordo irá contabilizar uma receita líquida no valor de R$ 643.528.

50.6 Alienação de SPEs

Em 23 de fevereiro de 2018 o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a alienação das participações societárias da Eletrobras em Sociedades de Propósito Específico (“SPEs”) detidas pelas subsidiárias - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (“Chesf”), Furnas Centrais Elétricas S.A. (“Furnas”), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. ("Eletronorte") e Eletrosul Centrais Elétricas S.A. ("Eletrosul") e da Eólica Mangue Seco 2 Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A detida pela Eletrobras Holding.

Esta operação se dará em formato de leilão previsto para ser realizado em 7 de junho de 2018, composto por 70 (setenta) SPEs, abaixo relacionada:

Notas Explicativas

Eletrobras

SPEs Geração Eólica	Participação
Eólica Serra das Vacas Holding S.A. (EOL Serra das Vacas I a IV)	49,00%
Chapada do Piauí I Holding S.A. (EOL Santa Joana IX a XVI)	49,00%
Chapada do Piauí II Holding S.A. (EOL Santa Joana I, III, IV, V, VII e Santo Augusto IV)	49,00%
Vam Cruz I Participações S.A. (EOL Caiçara I e II e Junco I e II)	49,00%
Pedra Branca S.A.	49,00%
São Pedro do Lago S.A.	49,00%
Sete Gameleiras S.A.	49,00%
Baraúnas I Energética S.A.	49,00%
Mussambê Energética S.A.	49,00%
Morro Branco I Energética S.A.	49,00%
Baraúnas II Energética S.A.	1,50%
Banda de Couro Energética S.A.	1,70%
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	49,00%
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	49,00%
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	49,00%
Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. (EOL Mangue Seco 2)	49,00%
Santa Vitória do Palmar Holding S.A. (EOL Verace I a X) e Chuí Holding S.A. (EOL Chuí I, II, IV e V e Minuano I e II)	78,00%
Eólica Hermenegildo I S.A.	99,99%
Eólica Hermenegildo II S.A.	99,99%
Eólica Hermenegildo III S.A.	99,99%
Eólica Chuí IX S.A.	99,99%

SPEs Transmissão	Participação
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A. (AETE)	49,00%
Brasnorte Transmissora de Energia S.A. (BRASNORTE)	49,71%
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A. (CENTROESTE)	49,00%
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A (ETAU)	27,42%
Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A. (LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA)	49,00%
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (TME)	49,00%
Companhia Transirapé de Transmissão (TRANSIRAPÉ)	24,50%
Companhia Transleste de Transmissão (TRANSLESTE)	24,00%
Companhia Transudeste de Transmissão (TRANSUDESTE)	25,00%
Uirapuru Transmissora de Energia S/A (UIRAPURU)	75,00%
Manaus Transmissora de Energia S.A. (MANAUS TR)	49,50%

A operação acima mencionada representa uma das etapas previstas no Plano Diretor de Negócios e Gestão ("PDNG") 2018/2022 da Companhia e tem por objetivo promover a quitação de dívidas destas subsidiárias junto à Eletrobras, permitindo a redução de sua alavancagem financeira e melhora no indicador Dívida Líquida/EBITDA.

50.7 Desverticalização da Amazonas Distribuidora de Energia S.A - Resolução Autorizativa 6.883 da ANEEL

Em 27 de fevereiro de 2018, através da resolução autorizativa 6.883 a ANEEL alterou os §§ 1º e 2º do artigo 3º, e os artigos 4º, 8º e 9º da Resolução Autorizativa nº 4.244 de 16 de julho de 2013, que versa sobre a desverticalização da Amazonas Distribuidora de Energia S.A., mediante versões dos ativos e passivos das atividades de geração e transmissão para a Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A., conforme abaixo:

1. A anuência à segregação de atividades da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. ("Amazonas Distribuidora") mediante contribuição dos ativos associados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica ao capital da Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. ("Amazonas GT"), assim como as transferências de outorgas da Usina Balbina e das Usinas térmicas Aparecida, Mauá, Cidade Nova, Flores, São José e Electron passou a ter como data final para implementação da operação em 30 de abril de 2018.
2. As concessionárias e a controladora terão prazo de 30 (trinta) dias, a contar da data da implementação da segregação, para enviar à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL, os documentos comprobatórios da formalização das operações de que trata o caput da Resolução Autorizativa nº 4.244.
3. A Amazonas Energia e a Amazonas GT deverão entregar à Aneel, em até 30 (trinta) dias, a contar da data da implementação da segregação, o diagrama societário do grupo econômico da empresa.

4. Deverá ser aprovado o Termo de Dação em Pagamento das ações da Amazonas GT, da Amazonas Distribuidora, a ser pactuado com a Eletrobras, para liquidação de dívidas da distribuidora com a Eletrobras.
5. O Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Geração de Energia Elétrica nº 001/2010 deverá ser aprovado e assinado pela Amazonas GT e a Eletrobras no prazo de até 60 (sessenta) dias a contar da data em que a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira ("SFF") entender cumpridas as obrigações estabelecidas nos §§ 1º, 2º e 3º do art. 3º da referida Resolução.
6. Em decorrência da desverticalização a Amazonas Energia e a Amazonas GT deverão celebrar contratos de compra e venda de energia e/ou aditar contratos existentes de modo a preservar o atual nível de contratação da Amazonas Distribuidora de Energia S.A., e submetê-los à aprovação da ANEEL.

Em complemento, os colegiados da Amazonas GT, Amazonas Distribuidora e Eletrobras deliberaram, no dia 01 de março de 2018, pela desverticalização da Amazonas Energia, a qual está condicionada à finalização da negociação do contrato de gás junto à Petrobras Distribuidora S.A.

50.8 Ativos mantidos para venda

Em março de 2018 a distribuidora Companhia Energética de Alagoas entrou em acordo com o Sindicato dos Urbanitários de Alagoas para o pagamento das diferenças salariais decorrentes do Plano Bresser (maiores detalhes na nota explicativa 30).

Considerando a deliberação acima no âmbito do CPC 31 – Ativos mantidos para venda, a Eletrobras avaliou que a Companhia Energética de Alagoas atingiu os critérios de classificação como mantido para venda em data posterior a data-base destas demonstrações financeiras e assim foi classificada como evento subsequente que não origina ajuste.

50.9 Resolução número 30 do Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI)

Em 19 de março de 2018 o Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI) aprovou a Resolução nº 30 que trata do processo de desestatização da Eletrobras, recomendando à Presidência da República a determinação das responsabilidades e competências do BNDES, da Eletrobras e do MME neste processo. Esta resolução também altera a Resolução nº 13 de 23 de agosto de 2017.

Notas Explicativas

Wilson Ferreira Júnior
Presidente

Armando Casado de Araujo
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Antônio Varejão de Godoy
Diretor de Geração

Lucia Maria Martins Casasanta
Diretora de Conformidade

José Antônio Muniz Lopes
Diretor de Transmissão

Luiz Henrique Hamann
Diretor de Distribuição

Rodrigo Vilella Ruiz
Contador
CRC-DF 088488/9 O

Pareceres e Declarações / Relatório do Auditor Independente - Sem Ressalva

Aos acionistas e aos administradores da

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

Brasília - DF

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras ("Companhia" ou "Eletrobras"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, 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, individual e consolidada, da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras em 31 de dezembro de 2017, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para Opinião

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

Ênfase

Continuidade operacional de empresas controladas e controladas em conjunto

Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 15 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, as controladas de geração Eletrobras Termonuclear SA (Eletronuclear), Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) e Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. apresentam perdas contínuas em suas operações, capital de giro negativo e/ou passivo a descoberto, e as investidas controladas em conjunto Madeira Energia S.A., Norte Energia S.A., e Teles Pires Participações S.A. apresentam capital de giro negativo relevante em 31 de dezembro de 2017.

Conforme descrito na Nota Explicativa nº 2 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, por decisão da 170ª. Assembleia Geral Extraordinária - AGE da Eletrobras em 8 de fevereiro de 2018, foi aprovada a venda das ações de titularidade da Eletrobras das controladas distribuidoras de energia Companhia Energética do Piauí - CEPISA; Companhia Energética de Alagoas - CEAL; Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE; Centrais Elétricas de Rondônia S.A - CERON; Boa Vista Energia S.A; e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. - AmD, em leilão de desestatização associado à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas dessas controladas e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, até 31 de julho de 2018, bem como o atendimento de certas condições precedentes em relação à CEAL e à AmD. A 170ª. AGE deliberou ainda pela dissolução e liquidação da(s) respectiva(s) Distribuidora(s) em caso de não cumprimento das condicionantes previstas para a privatização até o prazo estabelecido pela citada AGE, o que também deverá ocorrer conforme a 169ª. AGE da Eletrobras, caso não seja garantido pela ANEEL e/ou pelo Poder Concedente, o direito à prestação de serviços de distribuição, de forma temporária, até a efetiva transferência do controle acionário limitado a 31 de julho de 2018, mediante remuneração adequada.

A continuidade operacional das controladas e coligadas mencionadas acima depende da manutenção do suporte financeiro por parte de terceiros, da Companhia e/ou demais acionistas e/ou do sucesso em leilão de desestatização. Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos - Lava Jato

Veja Nota Explicativa nº 4.XI às Demonstrações Financeiras

Principal assunto de auditoria Como o assunto foi conduzido na auditoria

Em conexão com os processos de investigação pelas autoridades públicas federais na operação conhecida como "Lava Jato" e seus desdobramentos, a Companhia, por meio de uma investigação independente e considerando seu conhecimento e informação disponível, refletiu nas suas demonstrações financeiras os impactos estimados atribuídos a esse assunto. A apuração, reconhecimento, mensuração e divulgação desses impactos foi determinada pela Companhia com base nos resultados apresentados nos relatórios de investigação conduzidos por empresa independente especializada, supervisionada por uma comissão independente criada pela Companhia para este fim, sob a responsabilidade final do Conselho de Administração da Companhia.

Esse assunto foi tratado como significativo em nossa auditoria em função das limitações intrínsecas à investigação de um esquema dessa natureza (que é montado para ocultar informações), bem como as restrições circunstanciais, legais e jurisdicionais ao acesso às informações que poderiam propiciar a plena apuração dos aspectos objeto da investigação. Portanto houve necessidade de exercício de alto grau de julgamento na determinação e na conclusão quanto à propriedade do escopo da investigação, dos procedimentos e técnicas forensic empregadas, bem como na determinação das premissas que resultaram nas conclusões quanto aos impactos estimados do resultado da investigação nas demonstrações financeiras da Companhia. Dessas premissas, as mais significativas foram (i) a estimativa dos valores determinados pela investigação independente como decorrentes de atos ilícitos; (ii) a determinação de que tais valores estimados estavam embutidos nos custos dos projetos; e (iii) a conclusão quanto à impraticabilidade de determinar o momento de registro desses valores, razão pela qual foram reconhecidos no período em que se tornaram conhecidos e razoavelmente estimáveis.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o acompanhamento do funcionamento e avaliação da modelagem definida pelo Conselho de Administração para conduzir e supervisionar a investigação, especialmente quanto à independência. Nossos especialistas em forensic nos auxiliaram a avaliar o escopo, inclusive completude e abrangência da investigação independente, notadamente no que diz respeito aos projetos avaliados como de maior exposição ao risco de associação com atos ilícitos objeto da Lava Jato e também no julgamento quanto ao risco remanescente em função das limitações e restrições ao pleno acesso às informações que, de outra forma, poderiam propiciar uma apuração mais ampla dos aspectos objeto da investigação e na avaliação crítica dos procedimentos e metodologias utilizados pela investigação independente, inclusive quanto aos procedimentos de coleta e análise de documentos e/ou informações críticas, seleção de aspectos de maior criticidade para execução de procedimentos adicionais, entendimento da seleção e das abordagens de entrevistas, acompanhamento de informações relevantes pelos meios de comunicação, acompanhamento da interação com autoridades públicas e monitoramento e utilização de informações relevantes oriundas das atividades dessas autoridades. Adicionalmente, acompanhamos e avaliamos aspectos qualitativos relevantes de decisões tomadas pelo Conselho de Administração e que não estão diretamente relacionados com ajustes nas demonstrações financeiras. Finalmente, avaliamos e discutimos, em vista das evidências disponíveis, as estimativas e premissas utilizadas para se chegar nas conclusões da investigação em relação aos registros e divulgações sobre este assunto nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima sumarizados, consideramos que são aceitáveis o registro e a divulgação relacionados a esse assunto no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, tomadas em conjunto.

Valor recuperável (“Impairment”) dos ativos não financeiros

Veja Notas Explicativas n° 3.12, 15, 19 e 33 às Demonstrações Financeiras

Principal assunto de auditoria Como o assunto foi conduzido na auditoria

A Companhia possui nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em 31 de dezembro de 2017 montantes significativos relativos aos ativos imobilizado, intangível, investimentos avaliados por equivalência patrimonial e contratos onerosos (quando há obrigação legal ou construtiva de arcar com perdas além do investimento), cuja realização foi testada, quando aplicável, com base em estimativas de valor recuperável consistentes com os planos de negócios das correspondentes (i) unidades geradoras de caixa ("UGCs"), para o caso de ativos imobilizado e intangível ou (ii) investidas, para os investimentos avaliados por equivalência patrimonial. A Companhia avaliou a existência de indicadores de redução ao valor recuperável em relação as suas UGCs e investidas avaliadas por equivalência patrimonial e, onde aplicável, utilizou o método de fluxo de caixa descontado, com base em projeções econômico-financeiras de cada UGC/investida, para constituição e/ou reversão de impairment relacionado a esses ativos.

Devido às incertezas inerentes ao processo de determinação das estimativas de fluxos de caixa futuros, principalmente das premissas que afetam a determinação das taxas de desconto e do comportamento projetado dos volumes e preços das receitas e dos custos projetados utilizados na determinação do valor recuperável desses ativos, que requerem um grau significativo de julgamento por parte da Companhia associado a um ambiente regulatório, econômico e político desafiador, que pode impactar o valor desses ativos nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria. Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho e efetividade dos controles internos chave associados à obtenção das informações relevantes, avaliação de riscos e indicadores de perda, mensuração, reconhecimento contábil e divulgação do reconhecimento ou reversão de impairment.

Nossos procedimentos incluíram também, a avaliação em base de testes, com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, da razoabilidade, consistência e aderência a práticas usuais das premissas e das metodologias utilizadas. Os principais aspectos que testamos estão relacionados com projeções de crescimento econômico, volumes e preços de venda de energia, dispêndios para manutenção dos equipamentos, insumos e custos associados, inflação de custos e taxas de desconto, que incluem, mas não se limitam à taxa de risco dos correspondentes empreendimentos. Sempre que julgamos aplicável e apropriado, comparamos essas variáveis com fontes de mercado disponíveis. Nossos procedimentos também incluíram análise de sensibilidade, testes de re-execução de cálculos e razoabilidade da determinação das UGCs.

Avaliamos também as divulgações efetuadas pela Companhia.

No decorrer da nossa auditoria identificamos ajustes que afetariam a mensuração e/ou divulgações de impairments, os quais não foram registrados ou divulgados pela administração, por terem sido considerados imateriais, bem como identificamos ajustes que foram acatados e registrados pela Companhia.

Com base nas evidências coletadas na execução dos procedimentos acima sumarizados, consideramos que o reconhecimento e/ou reversão de impairment relacionados aos ativos imobilizado, intangível, investimentos avaliados por equivalência patrimonial e contratos onerosos, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Provisões para contingências e passivos contingentes

Veja Notas Explicativas nº 3.19 e 30 às Demonstrações Financeiras

Principal assunto de auditoria Como o assunto foi conduzido na auditoria

A Companhia possui nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em 31 de dezembro de 2017 um montante de R$ 17.797.212 mil e R$ 24.552.350 mil, respectivamente, relativo a provisões para contingências, cujo reconhecimento e mensuração estão, notadamente em relação ao tema “empréstimo compulsório”, estimados com base em premissas que envolvem elevado grau de julgamento e que são influenciados por teses e/ou julgamentos resultantes de interpretação quanto a aspectos legais complexos e por vezes controversos de matéria jurídica em variadas instâncias e diferentes cortes judiciais.

A Companhia possui ainda uma gama relevante de passivos contingentes divulgados, também sujeitos aos riscos associados às premissas, estimativas e julgamentos citados acima. Dentre esses passivos contingentes, existem duas ações judiciais coletivas iniciadas nos Estados Unidos da América, que alegam, entre outras coisas, que a Companhia e os réus individuais sabiam ou deveriam saber sobre a alegada fraude cometida contra a Companhia por um cartel de empreiteiras, bem como subornos e propinas supostamente solicitados e recebidos pelos empregados da Companhia; que a Companhia e os réus individuais apresentaram declarações errôneas e omissões em relação à alegada fraude; e que o preço das ações da Companhia declinou quando a suposta fraude foi divulgada. Embora nenhuma provisão tenha sido constituída nas demonstrações financeiras da Companhia, que entende no atual estágio processual não ser possível fazer uma mensuração razoável, o resultado final desses processos judiciais pode ter um efeito adverso relevante sobre a posição financeira, os resultados das operações e fluxos de caixa futuros da Companhia.

Devido à relevância, complexidade e grau de julgamento envolvidos na avaliação, mensuração, reconhecimento e divulgações relacionadas às provisões para contingências e passivos contingentes e ao potencial impacto que eventuais alterações nas premissas e estimativas usadas possam vir a ter sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a avaliação do desenho e efetividade dos controles internos chave, adotados pela Companhia associados a captura dos processos, avaliação de risco, mensuração, reconhecimento e divulgação das provisões para contingências e passivos contingentes.

Com apoio de nossos especialistas em aspectos legais, avaliamos as estimativas e julgamentos relevantes feitos pela Companhia e seus assessores, principalmente os que influenciaram a avaliação de risco processual e metodologia de cálculo dos valores estimados. Obtivemos confirmação do posicionamento dos consultores jurídicos internos e externos da Companhia, discutindo com os mesmos e com os responsáveis pelos registros contábeis fundamentos e aspectos relevantes que impactaram as demonstrações financeiras. Por amostragem, realizamos testes e procedimentos de auditoria sobre os valores de constituição, reversão, baixa e atualização das provisões no exercício, bem como avaliamos e aplicamos procedimentos de testes sobre o histórico de movimentação das provisões e passivos contingentes. Avaliamos também as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras.

No decorrer da nossa auditoria identificamos ajustes que afetariam a mensuração e/ou divulgação das contingências, os quais não foram registrados nem divulgados pela Companhia, por terem sido considerados imateriais, bem como identificamos ajustes que foram acatados e registrados pela Companhia.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o saldo das provisões para contingências, bem como as divulgações das contingências e passivos contingentes, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

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

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

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

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

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

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

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

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

-Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

-Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.

-Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.

-Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.

-Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

-Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

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.

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

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

Rio de Janeiro, 26 de março de 2018

KPMG Auditores Independentes

CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Danilo Siman Simões

Contador CRC 1MG058180/O-2 T-SP

Pareceres e Declarações / Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente

PARECER DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31.12.2017

O Conselho Fiscal das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, no âmbito de suas atribuições legais e estatutárias, conheceu o Relatório da Administração e procedeu ao exame das Demonstrações financeiras individuais e consolida da Eletrobras, referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, compostas do Balanço Patrimonial, da Demonstração do valor adicionado, Demonstração do Resultado Abrangente, Demonstração dos Fluxos de Caixa e das Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes, bem como se inteirou da proposta relativa à destinação do resultado do exercício.

Este Conselho Fiscal, Considerando o trabalho de acompanhamento da Empresa, controladora e consolidado, as informações prestadas pela Companhia ao longo do exercício, a análise da documentação apresentada e o Relatório dos Auditores Independentes – KPMG Auditores Independentes, entende que os referidos documentos, destacada a ênfase contida no Relatório dos Auditores Independentes, estão em condições de serem submetidos à deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas da Empresa.

Rio de Janeiro, 26 de março de 2018.

Agnes Maria de Aragão da Costa

Presidente do Conselho

José Wanderley Uchôa Barreto

Conselheiro

Márcio Leão Coelho

Conselheiro

Patricia Valente Stierli

Conselheira

Ronaldo Dias

Conselheiro

Pareceres e Declarações / Parecer ou Relatório Resumido, se houver, do Comitê de Auditoria (estatutário ou não)

Relatório Anual Resumido – exercício social 2017

Comitê de Auditoria e Riscos da Eletrobras

Aos Conselheiros de Administração da Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras.

1. Introdução

O presente relatório anual resumido encontra-se embasado na alínea 'j' do item 4.1 do Regimento Interno do Comitê de Auditoria e Riscos da Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras, doravante simplesmente designado Regimento Interno, e tem como escopo relatar as principais atividades, os resultados, as conclusões e as recomendações deste órgão de assessoramento para o exercício social findo em 2017, relacionados ao monitoramento dos seguintes temas:

• gerenciamento de riscos e controles internos;

• conformidade/integridade (compliance) e ética;

• código de conduta e canal de denúncias;

• trabalhos da auditoria interna;

• processo de elaboração das demonstrações financeiras;

• trabalhos da auditoria independente; e

• descrição de atividades esporádicas ou pontuais.

Este relatório tem ainda o objetivo de evidenciar o número de reuniões ordinárias e extraordinárias realizadas no exercício social de 2017 pelo Comitê de Auditoria e Riscos da Eletrobras, doravante designado COAUD, além de esclarecer pontos relativos à composição, remuneração e às exigências traçadas pela Lei nº. 13.303/2016, daqui em diante, denominada Lei das Estatais.

2. Contextualização

O Conselho de Administração da Eletrobras (CAE), em 778ª reunião realizada em 26 de maio de 2017, deliberou, com arrimo no art. 26, XXVII, do Estatuto Social vigente à época, pela criação do Comitê de Auditoria e Riscos da Eletrobras ocasião na qual se aprovou ainda seu Regimento Interno e a composição inicial de seus três membros, a saber: os Conselheiros José Pais Rangel (coordenador - independente); Ariosto Antunes Culau; e Esteves Pedro Colnago Junior.

O Comitê de Auditoria e Riscos, vinculado diretamente ao CAE, é composto por Conselheiros de Administração da Eletrobras e tem por finalidade assessorar o CAE no cumprimento de suas responsabilidades de orientação e direção superior da Companhia, compreendendo, mas não se limitando a, análise e emissão de recomendações sobre riscos e estratégias a serem adotadas pela Companhia, concernentes a controles internos, auditoria, gestão de riscos e gestão financeira, a fim de conferir maior eficiência e qualidade às decisões do CAE em relação aos assuntos relacionados à sua área de atuação.

Em 30 de novembro de 2017, foi realizada a 168ª Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras, ocasião na qual os acionistas aprovaram importante reforma no Estatuto Social da companhia, a qual contemplou uma série de medidas que visam à conformidade com o arcabouço normativo ao qual se submete a Companhia, além de representarem avanços importantes na adoção de boas práticas de governança corporativa.

Dentre as mudanças estatutárias aprovadas pelos acionistas, encontra-se a nova redação do art. 40, o qual prevê a constituição obrigatória do Comitê de Auditoria e Riscos que funcionará em caráter permanente e deterá as atribuições e deveres previstos nos arts. 24 e 25 da Lei das Estatais e na Instrução CVM nº 308/1999, com a redação conferida pela Instrução CVM nº 509/2011.

Será facultado ainda ao CAE estabelecer atuação unificada deste COAUD estatutário, com base no art. 40, §2º, do Estatuto Social c/c art. 24, inciso V, do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, a fim de que abranja ainda as companhias controladas.

A seu turno, a instalação e o funcionamento deste órgão estatutário de assessoramento ocorrerá por deliberação do CAE, após o transcurso da Assembleia Geral que aprovar a remuneração dos membros do COAUD, em montante não inferior à remuneração dos conselheiros fiscais, nos termos do art. 40, §4º, do Estatuto Social.

Cabe observar ainda que o art. 69 do Estatuto Social da Eletrobras e o art. 64 do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, fixaram o dia 30 de junho de 2018 como data limite para instalação e funcionamento do COAUD estatutário pelo CAE.

Em 29 de janeiro de 2018, o CAE aprovou à unanimidade a alteração da composição do COAUD, a fim de assegurar que a maioria de membros seja independente. Deste modo, a partir desta data, a composição do COAUD passou a contemplar os seguintes membros: Conselheiro José Pais Rangel (independente e coordenador); Conselheiro José Guimarães Monforte (independente); e Conselheiro Ariosto Antunes Culau.

Neste sentido, é importante ressaltar, que o COAUD atualmente instalado e em funcionamento ainda não se submete aos preceitos legais e ditames regulatórios citados acima, de modo que o presente Relatório Anual é emitido a título voluntário e com vistas à observância ao princípio básico da transparência.

3. Das reuniões

O Regimento Interno, item 5.1, estabelece que as reuniões ordinárias do Comitê serão realizadas, no mínimo, mensalmente, conforme o calendário anual aprovado e, extraordinariamente, quando necessário, mediante convocação com 7 (sete) dias de antecedência.

A convocação observará o prazo do Regimento e conterá a pauta da reunião e o material de apoio, salvo hipóteses excepcionais autorizadas pelo Coordenador do Comitê em caráter de urgência (item 5.3 do Regimento Interno).

Durante o ano de 2017 foram realizadas sete reuniões ordinárias e uma extraordinária em razão da urgência da matéria.

Reuniões Data Classificação

Primeira 29/06/2017 Ordinária

Segunda 27/07/2017 Ordinária

Terceira 24/08/2017 Ordinária

Quarta 28/09/2017 Ordinária

Quinta 26/10/2017 Ordinária

Sexta 23/11/2017 Ordinária

Sétima 14/12/2017 Ordinária

Oitava 27/12/2017 Extraordinária

4. Da composição

O item 2.1 do Regimento Interno estabelece que o COAUD será composto por, no mínimo 3 (três) e no máximo 5 (cinco) membros ("Membros"), escolhidos dentre os integrantes do Conselho de Administração da Eletrobras ("Conselheiros"), em sua maioria independentes, conforme critérios fixados na Política de Indicações das Empresas Eletrobras. O Conselho de Administração elegerá o Coordenador do Comitê dentre os seus membros independentes. No caso de ausência ou impedimento do Coordenador do Comitê, esse indicará seu substituto dentre os demais Membros.

O COAUD da Eletrobras é atualmente formado por 3 (três) integrantes, indicados abaixo:

- Conselheiro José Pais Rangel (coordenador - independente)

- Conselheiro José Guimarães Monforte (independente)

- Conselheiro Ariosto Antunes Culau

Ressalta-se que a composição do COAUD será revisitada pelo CAE quando da instalação do órgão estatutário.

5. Das atribuições

No exercício social de 2017, o COAUD deu enfoque ao monitoramento e acompanhamento de temas relacionados ao processo de gestão de riscos, controles internos, auditoria interna, conformidade e integridade, ética, canal de denúncias e outras questões importantes para a integridade da Companhia.

No que toca à gestão de riscos, verificou-se que foram abordados nas primeiras reuniões do Comitê temas relacionados à matriz dos principais riscos corporativos. Houve ainda a priorização pelo acompanhamento de temas como: liquidez e caixa da companhia; risco regulatório e ambiental.

Na ata da quarta reunião o Comitê decidiu que as áreas de gestão de riscos, Auditoria Interna e Ouvidoria (canal de denúncias) fariam reporte mensal periódico ao COAUD, o que restou observado nas atas seguintes.

Além disso, no que diz respeito aos controles internos, na ata da quinta reunião consta reporte dos gaps SOX e apresentação sobre certificação SOX 2017, com a participação da empresa Deloitte Touche Tohmatsu Consultores Ltda.

A área de Ouvidoria-Geral da Companhia realizou apresentação sobre o tema canal de denúncia, tendo explicado aos membros as etapas de apuração das denúncias, desde seu recebimento pelo canal de denúncias até sua triagem, classificação de riscos e encaminhamento ao Comitê do Sistema de Integridade – CSI (ata da quinta reunião).

A Diretoria de Conformidade e a Ouvidoria Geral têm feito reportes periódicos sobre a atualização das fases de andamento das apurações das denúncias e do processo de gestão e tratamento de denúncias (atas da quinta, sexta e sétima reuniões).

O COAUD vem atribuindo ainda atenção especial na condução da investigação independente em curso na Eletrobras conduzida pelo Escritório de Advocacia Hogan Lovells que vem sendo convidado a participar das reuniões para relatar os trabalhos de investigação em andamento.

Sobre o tema Auditoria Interna, o Comitê recebe mensalmente os relatórios dos trabalhos de Auditoria Interna realizados no período e seus respectivos resultados, relatórios de acompanhamento do plano de providências e implementação de ações corretivas, acompanhamento do plano anual de auditoria interna e documentos relativos ao acompanhamento das demandas dos Órgãos de Controles.

Outros temas de importância para a Eletrobras e tratados pelo COAUD estão relacionados ao programa de desinvestimento do Sistema Eletrobras, gestão de SPEs, situação contábil/amortização de ativos de empreendimentos do Sistema Eletrobras sobre a recuperação de créditos e assuntos relacionados aos trabalhos de implantação e funcionamento do COAUD Estatutário. Ainda, na ata da segunda reunião do Comitê foi registrada a importância de que o futuro COAUD estatutário mantenha a atribuição de gerir os riscos financeiros das empresas, notadamente, sob a ótica de caixa.

6. Da Comunicação do COAUD com o Conselho de Administração

O COAUD reporta mensalmente nas reuniões do Conselho de Administração os temas abordados em suas reuniões, suas opiniões, demandas e informações prestadas às/pelas diversas áreas da Eletrobras, bem como os resultados dos monitoramentos das atividades inerentes às suas atribuições, notadamente, dos Auditores Internos, Controles Internos, Governança, Gestão de Riscos, Canal de Denúncias e da Ouvidoria-Geral. Adicionalmente, o COAUD emite opiniões prévias sobre temas submetidos à deliberação do CAE e que são afetos às suas atribuições.

7. Do Monitoramento dos Trabalhos de Fechamento das Demonstrações Financeiras

A gestão da companhia, representada pelo Diretor Financeiro e de Relação com Investidores e sua equipe de contabilidade e controladoria, realizou, em atendimento à solicitação do COAUD, reportes periódicos sobre o andamento dos trabalhos de finalização das demonstrações financeiras, a fim de nivelar as informações e proporcionar adequada interação entre o COAUD e a gestão da companhia, notadamente, quanto ao fluxo de informações e ao atendimento a esclarecimentos, relacionados ao processo de fechamento contábil.

Foram realizados reportes ao COAUD sobre as demonstrações financeiras nos dias 12, 16, 21 e 22 de março de 2018.

Em 23 de março de 2018, o COAUD reuniu-se em caráter extraordinário para analisar as Demonstrações Financeiras e o Relatório Anual da Administração, relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017.

8. CONCLUSÃO

Os membros do COAUD, no exercício de suas atribuições, procederam ao exame e análise das Demonstrações Financeiras, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Relatório Anual da Administração, relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017 (“Demonstrações Financeiras Anuais de 2017”). Considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados pelo COAUD quanto ao fechamento das demonstrações financeiras, incluindo-se as informações prestadas pela gestão da Companhia e seus Auditores Independentes, os membros do Comitê de Auditoria e Riscos da Eletrobras julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Financeiras auditadas relativas a 31/12/2017, razão pela qual recomendam sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Rio de Janeiro, 26 de março de 2018.

JOSÉ PAIS RANGEL ARIOSTO ANTUNES CULAU

Conselheiro - Coordenador Conselheiro - Membro

JOSÉ GUIMARÃES MONFORTE

Conselheiro - Membro

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM n° 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e concordamos com as Demonstrações Financeiras da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Rio de Janeiro, 26 de março de 2018.

Diretoria Executiva Eletrobras

Wilson Ferreira Junior- Presidente

Armando Casado de Araujo - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Antonio Muniz Lopes - Diretor de Transmissão

Antônio Varejão de Godoy - Diretor de Geração

Luiz Henrique Hamann - Diretor de Distribuição

Lucia Maria Martins Casasanta - Diretora de Conformidade

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM n° 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes da Companhia – KPMG, emitido sobre as Demonstrações Financeiras da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Rio de Janeiro, 26 de março de 2018.

Diretoria Executiva Eletrobras

Wilson Ferreira Junior – Presidente

Armando Casado de Araujo – Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Antonio Muniz Lopes – Diretor de Transmissão

Antônio Varejão de Godoy – Diretor de Geração

Luiz Henrique Hamann – Diretor de Distribuição

Lucia Maria Martins Casasanta – Diretora de Conformidade

ITAIPU BINACIONAL

Anexo I

DEMONSTRAÇÃO DA CONTA DE EXPLORAÇÃO

DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016

(Em milhares de dólares dos Estados Unidos da América)

	31.12.2017	31.12.2016
RECEITAS		
Receitas decorrentes da prestação dos serviços de eletricidade:		
Potência contratada	3.291.012	3.291.012
Entidade compradora brasileira	2.942.912	2.942.270
Entidade compradora paraguaia	348.100	348.742
Remuneração por cessão de energia	329.392	368.455
Royalties e ressarcimento energia adicional à vinculada à potência contratada	120.110	152.032
Total das receitas	**3.740.514**	**3.811.499**
MENOS:		
REMUNERAÇÃO POR CESSÃO DE ENERGIA	**(329.392)**	**(368.455)**
CUSTO DO SERVIÇO DE ELETRICIDADE		
Remuneração e ressarcimento às Altas Partes Contratantes e às Partes que constituem a ITAIPU:		
Rendimento de capital	(48.460)	(46.716)
Energia vinculada à potência contratada		
Royalties	(407.536)	(393.560)
Ressarcimento encargos de administração e supervisão	(31.350)	(30.274)
	(438.886)	(423.834)
Energia adicional à vinculada à potência contratada		
Royalties	(111.530)	(141.172)
Ressarcimento encargos de administração e supervisão	(8.580)	(10.860)
	(120.110)	(152.032)
	(607.456)	**(622.582)**
Amortização de empréstimos e financiamentos	**(1.419.931)**	**(1.322.585)**
Encargos financeiros de empréstimos e financiamentos	**(623.160)**	**(719.823)**
Despesas de exploração		
Pessoal	(470.110)	(515.587)
Materiais e equipamentos	(34.801)	(31.663)
Serviços de terceiros	(116.468)	(104.400)
Outras despesas de exploração	(96.944)	(98.636)
	(718.323)	**(750.286)**
Total do custo do serviço de eletricidade	**(3.368.870)**	**(3.415.276)**
RESULTADO DA CONTA DE EXPLORAÇÃO NO EXERCÍCIO	**42.252**	**27.768**
Saldo do exercício anterior	**64.859**	**37.091**
RESULTADO ACUMULADO DA CONTA DE EXPLORAÇÃO	**107.111**	**64.859**

8.1. Tratamento de determinações e recomendações do TCU

A) DELIBERAÇÕES EMITIDAS NO EXERCÍCIO DE 2017

Em 2017 foram recebidos 10 Acórdãos com recomendações / determinações para a Eletrobras:

Acórdão nº 114/2017 - Plenário TC-034.523/2016-2	**Recebidas**	**Atendidas**	**Em andamento**
Determinações	1	1	-
Recomendações	-	-	-

Acórdão nº 1063/2017 - Plenário TC-021.678/2016-2	**Recebidas**	**Atendidas**	**Em andamento**
Determinações	2	2	
Recomendações	2	2	

Acórdão nº 1175/2017 - Plenário TC-003.204/2017-0	**Recebidas**	**Atendidas**	**Em andamento**
Determinações	3	3	-
Recomendações	2	2	-

Acórdão nº 882/2017 - Plenário TC-008.127/2016-6	**Recebidas**	**Atendidas**	**Em andamento**
Determinações	1	1	-
Recomendações	-	-	-

Acórdão nº 1360/2017 - Plenário TC-009.944/2015-0	**Recebidas**	**Atendidas**	**Em andamento**
Determinações	-	-	-
Recomendações	1	1	

Acórdão nº 1348/2017 - Plenário TC 021.542/2016-0	**Recebidas**	**Atendidas**	**Em andamento**
Determinações	1	-	1
Recomendações	-	-	-

Acórdão nº 1784/2017 - Plenário TC 035.106/2015-8	**Recebidas**	**Atendidas**	**Em andamento**
Determinações	3	3	
Recomendações	8	8	

Acórdão nº 1879/2017 - Plenário TC 011.182/2015-6	**Recebidas**	**Atendidas**	**Em andamento**
Determinações	1	-	1
Recomendações	-	-	-

Acórdão nº 2397/2017 - Plenário TC 004.206/2017-7	Recebidas	Atendidas	Em andamento
Determinações	2	2	-
Recomendações	-	-	-

Acórdão nº 2402/2017 – Plenário TC 007.880/2017-0	Recebidas	Atendidas	Em andamento
Determinações	2	2	-
Recomendações	-	-	-

B) ATENDIMENTO DAS DEMANDAS DE ÓRGÃOS DE CONTROLE

O Departamento de Gestão e Atendimento aos Órgãos de Controle - CAIO, subordinado à Superintendência de Auditoria, tem entre as suas atribuições:

- Administrar, no âmbito da Eletrobras, o atendimento à Controladoria-Geral União - CGU, ao Tribunal de Contas da União - TCU, no que concerne às solicitações de informações, diligências e auditorias realizadas por tais órgãos, bem como às determinações e recomendações por eles emanadas;

- Coordenar a sistematização e atualização contínua das informações que permitam manter o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal inteirados a respeito das ações empreendidas para atendimento às solicitações, recomendações e determinações dos órgãos de controle, bem como às recomendações da Auditoria Interna.

Com essa finalidade, são realizadas no CAIO as seguintes atividades:

- Recebimento e registro das demandas dos Órgãos de Controle dirigidas à Eletrobras Holding, bem como de todas as ações realizadas com vista ao seu atendimento;

- Montagem e atualização de pasta física para arquivo da documentação de atendimento às demandas;

- Criação e atualização de estrutura de pastas e arquivos no ambiente corporativo da Superintendência de Auditoria para abrigar informações e documentação pertinentes ao atendimento das demandas.

- Análise das demandas recebidas para identificação das áreas respondentes;

- Encaminhamento para as áreas responsáveis, estabelecendo prazos de resposta;

- Interação com as áreas responsáveis, bem como com os Órgãos de Controle, para esclarecimentos que se façam necessários;

- Acompanhamento contínuo dos prazos de atendimento;

- Análise das informações recebidas das unidades da empresa, verificando necessidades de ajustes, e elaboração das respostas aos Órgãos de Controle;

- Envio de respostas aos Órgãos de Controle;

- Elaboração mensal do Relatório de Acompanhamento de Demandas dos Órgãos de Controle, consolidando informações, no âmbito da Holding, e disponibilização à alta direção, através do Portal de Governança da Eletrobras.

C – PENDÊNCIAS RELATIVAS A RECOMENDAÇÕES E DETERMINAÇÕES FEITAS EM ACÓRDÃOS DE CONTAS ANUAIS

Não consta a existência de pendências relativas a atendimento a recomendações e determinações oriundas de Acórdãos de contas anuais.

D – ACÓRDÃOS COM DETERMINAÇÃO PARA INFORMAÇÕES NO RELATÓRIO DE GESTÃO

<table>
<tr><th colspan="5">Deliberações do TCU com obrigação de informação no Relatório de Gestão</th></tr>
<tr><th colspan="5">Caracterização da determinação / recomendação do TCU</th></tr>
<tr><th>Processo</th><th>Acórdão</th><th>Item</th><th>Comunicação Expedida</th><th>Data ciência</th></tr>
<tr><td>027.623/2015-7</td><td>388/2018-Plenário</td><td>9.1</td><td>0031/2018-TCU/SecexEstataisRJ</td><td>8/3/2016</td></tr>
<tr><th colspan="5">Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação</th></tr>
<tr><td colspan="5">Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS</td></tr>
<tr><th colspan="5">Descrição da determinação / recomendação</th></tr>
<tr><td colspan="5">9.3. determinar a Eletrobras que informe em seu próximo Relatório de Gestão:
9.3.1. o estágio de aprovação e implementação das normas específicas de desdobramento operacional da Política de Representantes em SPEs (normas sobre indicação de representantes, avaliação de desempenho e capacitação de representantes em SPEs);
9.3.2. o andamento e os resultados das ações de controle de sua Auditoria Interna e de suas subsidiárias com o fito de verificar as causas de deterioração de taxas de rentabilidade em SPEs, especialmente aquelas já inseridas nos PAINTs (Eletrosul, Chesf e Furnas);
9.3.3. informações atualizadas sobre o estágio de implementação dos sistemas SAE e SGT, detalhando o cronograma de atividades, responsáveis, melhorias planejadas e/ou já integradas aos sistemas, pontos sensíveis e ações mitigadoras adotadas;

9.4. recomendar à Eletrobras que:

9.4.1. com fundamento no princípio da eficiência e na condição de controladora das empresas detentoras de participações em SPEs, atue para que sejam implementados aperfeiçoamentos nos sistemas informatizados de apoio à gestão das SPEs (SAE e SGT) de modo que estes evoluam, da condição de repositórios de informações alimentadas por fontes secundárias, para ferramentas dinâmicas de apoio à decisão gerencial, efetivamente integradas a suas fontes de dados, e contendo funcionalidades dinâmicas de análise, como cálculo e análise de sensibilidade da TIR em relação a alteração de variáveis, estimativas de fluxo de caixa considerando variáveis dinâmicas, estudo de cenários com base em simulações e projeções, dentre outras julgadas pertinentes;
9.4.2. continue a exigir de suas subsidiárias que mantenham atualizada a base de dados do Siest, tanto com as informações das SPEs que possuem controle estatal quanto das participações acionárias minoritárias, de acordo com detalhamento a ser disponibilizado pela Sest, resultado de aperfeiçoamento de sua base de dados;

9.5. recomendar à Eletrobras e suas subsidiárias que detém participações em Sociedades de Propósito Específico que, com fundamento nos princípios da eficiência e da supremacia do interesse público, atuem no nível do relacionamento societário no sentido de incluir os dispositivos de controle e transparência estabelecidos pelo tópico "10 – Cláusula de Princípios e Controles de Negócio" do Manual de SPEs nos Acordos de Acionistas atualmente em vigor, ou estabelecer sistemática alternativa e juridicamente hábil para obtenção das mesmas informações, por meio de tratativas formais e documentadas entre as partes envolvidas;
Duração do acompanhamento:</td></tr>
<tr><th colspan="5">Andamento das providências</th></tr>
<tr><td colspan="5">As medidas adotadas estão abordadas em área específica desse Relatório de Gestão.</td></tr>
</table>

Deliberações do TCU com obrigação de informação no Relatório de Gestão				
Caracterização da determinação / recomendação do TCU				
Processo	**Acórdão**	**Item**	**Comunicação Expedida**	**Data ciência**
018.367/2015-1	3372/2015-Plenário	9.1	0850/2015-TCU/SecexEstataisRJ	5/1/2016
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação				
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS				
Descrição da determinação / recomendação				
Determinação à Eletrobras: 9.1 com base nos arts. 241 e 242 do Regimento Interno deste Tribunal, determinar às Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras - que inclua nos próximos relatórios anuais de gestão a ser disponibilizados a este Tribunal nos termos da Instrução Normativa - TCU 63/2010, para fins de acompanhamento por este Tribunal, os três tópicos de informações descritos as seguir: 9.1.1 aperfeiçoamento da metodologia de apuração dos custos administrativos apropriados na Conta de Comercialização de Energia da Itaipu (item 9.6.1.1 do Acórdão 88/2015-TCU-Plenário): **Informações requeridas:** detalhes acerca da gestão dos custos e despesas de natureza administrativa, operacional e tributária de que trata a alínea "d" do inciso II do art. 15 do Decreto 4.550/2002, em especial dos valores apropriados no exercício na Conta Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu, na seguinte forma: 1) Descrição da metodologia de cálculo dos valores apropriados utilizada pela Eletrobras; 2) Indicação dos valores apropriados no exercício; 3) Relatório circunstanciado acerca da situação da regulamentação, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), da metodologia para o cálculo das despesas e custos, apontado se a Eletrobras incorreu no exercício em custos ou despesa que não puderam ser apropriados à Conta de Comercialização de Energia da Itaipu, com a indicação dos motivos em cada caso; **Duração do acompanhamento**: Relatórios de Gestão dos exercícios de 2015 e 2016 (a ser apresentados em 2016 e 2017) 9.1.2 estado da cobrança ou da renegociação das dívidas da Celg-D junto à Eletrobras e respectivos reflexos no saldo da Conta de Comercialização de Energia da Itaipu (item 9.6.1.3 do Acórdão 88/2015-TCU-Plenário): **Informações requeridas:** 1) saldo inicial e final da Conta de Comercialização de Energia da Itaipu no exercício; 2) em relação à energia produzida por Itaipu e comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) pela Eletrobras, por meio de contratos registrados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), na seguinte forma: a) saldo inicial e final da dívida da Celg-D junto à Eletrobras no exercício; b) valores comercializados pela Eletrobras com a Celg-D no exercício; c) valores apropriados pela Eletrobras no exercício; d) valores pagos pela Celg-D à Eletrobras no exercício; e) descrição circunstanciada dos fatos relevantes relacionados ao tema no exercício, com ênfase nos riscos de inadimplência da Celg-D perante a Eletrobras; 3) em relação aos Contratos ECF-3002/2012 e ECF-3004/2012: a) saldo inicial e final do contrato no exercício; b) valor total da amortização no exercício; c) valor dos juros e dos encargos no exercício; d) descrição circunstanciada dos fatos relevantes relacionados aos contratos ECF-3002/2012 e ECF-3004/2012 no exercício, com ênfase nos riscos de inadimplência da Celg-D no âmbitos dos contratos; 4) em relação ao Fundo Setorial do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa): a) saldo inicial e final da dívida da Celg-D junto ao fundo no exercício; b) valores comercializados pela Eletrobras com a Celg-D no exercício; c) valores apropriados pelo fundo no exercício; d) valores pagos pela Celg-D ao fundo no exercício; e) descrição circunstanciada dos fatos relevantes associados à relação à dívida da Celg-D com o Proinfa, com ênfase nos riscos de inadimplência da Celg-D. **Duração do acompanhamento:** Relatórios de Gestão a partir do exercício de 2015 (a ser apresentado em 2016), até a quitação das dívidas da Celg-D com a Eletrobras ou deliberação contrária deste Tribunal;				
Andamento das providências				
As medidas adotadas estão abordadas em área específica desse Relatório de Gestão.				

Deliberações do TCU com obrigação de informação no Relatório de Gestão				
Caracterização da determinação / recomendação do TCU				
Processo	**Acórdão**	**Item**	**Comunicação Expedida**	**Data ciência**
026.092/2015-8	1470/2016-Plenário	9.2.	Ofício nº 0291/2016-TCU/SecexEstataisRJ	22/6/2016
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação				
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS				
Descrição da determinação / recomendação				
Determinação à Eletrobras: 9.2 com fulcro no art. 242 do Regimento Interno deste Tribunal, determinar à Eletrobras, para fins de acompanhamento por esta Corte de Contas, que inclua, em seu próximo relatório de gestão que comporá sua prestação de contas anual, tópicos específicos com as seguintes informações alusivas aos desdobramentos das recomendações e determinações exaradas no Acórdão 88/2015 – TCU – Plenário: 9.2.1 medidas adotadas em relação à recomendação do subitem 9.1.1 do Acórdão 88/2015-TCU-Plenário, que tratou de elaboração anual de documento específico contendo análise efetiva do Relatório Anual, do Balanço Geral e da Demonstração da Conta de Resultados de exercício anterior de Itaipu Binacional; 9.2.2 medidas de aperfeiçoamento do fluxo de informações entre os membros indicados pela Eletrobras no Conselho de Administração de Itaipu Binacional e a holding, consoante recomendado no subitem 9.1.3 do Acórdão 88/2015-TCU-Plenário, principalmente quanto à disponibilização de atas e de outros mecanismos de fluxo de informações sobre os principais atos de gestão de Itaipu Binacional, a exemplo do procedimento previsto no item 11 do "Manual de Orientação do Conselheiro de Administração Representante das Empresas Eletrobras - Versão 2.0" (tópico "Obrigações dos Conselheiros Representantes das Empresas Eletrobras"); 9.2.3 providências adotadas e resultados alcançados em decorrência da recomendação expedida no subitem 9.2 do Acórdão 88/2015-TCU-Plenário, voltada à realização de gestões junto à empresa Administración Nacional de Electrícidad (Ande) e ao Governo da República do Paraguai, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia e o Ministério das Relações Exteriores, para a obtenção contrato de longo prazo para aquisição de energia de Itaipu Binacional pela Eletrobras, nos termos do Anexo C do Tratado de Itaipu; 9.2.4 providências adotadas e respectivos resultados, em decorrência da determinação descrita no subitem 9.3 do Acórdão 88/2015-TCU-Plenário, incluindo informação sobre a data da efetiva implantação do sistema informatizado de controles financeiros da Conta de Comercialização de Energia da Itaipu, e se essa automação atingiu os objetivos de manter a integridade dos dados com minimização do risco de erros e perdas de arquivos;			
Andamento das providências				
As medidas adotadas estão abordadas em área específica desse Relatório de Gestão.				

Deliberações do TCU com obrigação de informação no Relatório de Gestão				
Caracterização da determinação / recomendação do TCU				
Processo	**Acórdão**	**Item**	**Comunicação Expedida**	**Data ciência**
033.696/2015-2	2063/2016 Plenário	9.2 9.3	Ofício nº 0423/2016-TCU/SecexEstatais	26/8/2016
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação				
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS				
Descrição da determinação / recomendação				
Recomendações à Eletrobras: 9.2. recomendar, com fulcro no inciso III do art. 250 do Regimento Interno do TCU, à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) que: 9.2.1 oriente suas subsidiárias que participam em SPE a elaborarem e a implementarem normas formais e detalhadas, mediante atos administrativos próprios (resolução, instrução normativa, regulamento, manual, portaria ou congênere), para regular a forma pela qual o processo de seleção de parceiros para SPE deve ser conduzido, com a especificação de regras sobre, no mínimo: responsabilidades e níveis de competência do processo; etapas a serem seguidas; requisitos de qualificação técnica, econômico-financeira, jurídica e operacional; documentos a serem apresentados pelos proponentes; natureza e definições sobre os critérios a serem usados para a avaliação de interessados; faixas possíveis de pesos a serem atribuídos aos diferentes critérios; prazos a serem seguidos; procedimentos a serem observados; formas de publicação de resultados; e procedimentos a serem seguidos em casos excepcionais em que seja necessária maior agilidade e flexibilidade; 9.2.2 elabore, em conjunto com suas subsidiárias, plano de ação e oriente seus representantes nas SPE (conselheiros de administração) em que ainda não haja conselho fiscal a solicitarem ao presidente do respectivo conselho de administração a convocação de assembleia geral para a instalação do conselho fiscal, de forma permanente, em linha com o disposto no art. 161 da Lei 6.404/1976 e com a recomendação contida no item 5.2 do Código das Melhores Práticas de Governança do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa; 9.2.3 elabore, em conjunto com suas subsidiárias, plano de ação e oriente seus representantes nas SPE (conselheiros de administração) nas quais ainda não haja comitê de auditoria e que estejam enquadradas em critérios de materialidade, risco e relevância a solicitarem ao presidente do respectivo conselho de administração a convocação de assembleia geral para a instalação do comitê de auditoria, de forma permanente ou não, em linha com a recomendação contida no item 2.30 do Código das Melhores Práticas de Governança do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa; Determinação à Eletrobras: 9.3 determinar à Eletrobras que apresente, no próximo Relatório de Gestão, em capítulo específico, as medidas adotadas em relação às recomendações tratadas nos itens anteriores;				
Andamento das providências				
As medidas adotadas estão abordadas em área específica desse Relatório de Gestão.				

8.2. Tratamento de recomendações da CGU

A) RECOMENDAÇÕES EMITIDAS NO EXERCÍCIO DE 2017

Em 2017 foram recebidos 4 Relatórios da CGU contendo recomendações para a Eletrobras: Relatório de Avaliação dos Resultados da Gestão nº 201700225, Relatório de Avaliação dos Resultados da Gestão nº 201700193 e Relatório de Auditoria Anual de Contas nº 201701186.

Informamos que as recomendações contidas no Relatório de Avaliação dos Resultados de Gestão nº 201700405 estão inseridas no Relatório de Auditoria Anual de Contas nº 201701186, conforme quadro abaixo:

Relatório CGU 201700225

CONSTATAÇÕES	RECOMENDAÇÕES
1.1.1.3 - Principais Recomendações dos Relatórios da CGU sobre SPE	Recomendação 1: Desenvolver metodologia para seleção e priorização de projetos de geração e transmissão de interesse do grupo Eletrobras. Status: Em andamento
	Recomendação 2: Estabelecer em normativo o conteúdo detalhado dos estudos técnicos e financeiros necessários à formulação de lance para participação em leilões da ANEEL, contemplando toda a composição de custos associados, premissas e cenários, e a deliberação pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração. Status; Em andamento
	Recomendação 3: Regular a forma pela qual o processo de seleção de parceiros para SPE deve ser conduzido, com a especificação de diretrizes e orientações gerais sobre: (i) responsabilidades e níveis de competência do processo; (ii) etapas a serem seguidas; documentos a serem apresentados pelos proponentes; (iii) critérios de seleção; (iv) indicadores atrelados aos critérios de seleção, contendo as faixas possíveis, a pontuação e os pesos a serem atribuídos aos diferentes critérios; (v) exigências de qualificação dos potenciais sócios, considerando aspectos econômico-financeiros, jurídicos, técnicos e operacionais (vi) prazos a serem seguidos; (vii) formas de publicação de resultados. Status: Em andamento
	Recomendação 4: Elaborar diretrizes para a contratação de bens e serviços no âmbito das SPEs, envolvendo critérios de escolha de fornecedores, utilização de pesquisas de preços, avaliação e aprovação dos orçamentos apresentados. Status: Em andamento
	Recomendação 5: Estabelecer procedimento de controle com o objetivo de acompanhamento dos contratos

	celebrados por SPE, de modo a verificar os procedimentos que a SPE adota para garantir o pagamento a preços de mercado e para evitar a celebração de aditivos indevidos. Status: Em andamento
	Recomendação 6: Estabelecer obrigatoriedade de análise pelo setor jurídico e alçadas de aprovação para alterações em acordo de acionistas de SPE, bem como um conteúdo mínimo a ser preservado, que mantenha o equilíbrio de direitos e obrigações entre os sócios. Status: Em andamento
	Recomendação 7: Estabelecer um normativo de análise contábil, prevendo a emissão de relatório de acompanhamento, acerca da adequação dos lançamentos contábeis efetuados pela SPE. Status: Em andamento
	Recomendação 8: Promover a divulgação, em seu sítio eletrônico, das informações que sejam passíveis de publicação, respeitando os sigilos legais, e que sejam úteis à coletividade, referentes à participação em SPE, de forma transparente, clara e em linguagem de fácil compreensão, em conformidade com a Lei n.º 12.527/11, bem como disponibilizar link de acesso aos sítios eletrônicos dessas sociedades. Devem ser divulgadas, entre outras informações: o valor inicial e o valor atualizado do investimento; o montante aportado pela Empresa e por seus parceiros; o estágio de execução das obras, e a previsão de entrada em operação. Status: Em andamento

Relatório CGU 201700193

CONSTATAÇÕES	RECOMENDAÇÕES
1.1.1.1 - Pagamento indevido de PLR aos empregados da Eletrobras holding referente aos exercícios 2012 e 2013.	Recomendação 1: Instaurar procedimento administrativo interno a fim de apurar responsabilidade pelo pagamento de PLR dos exercícios de 2012 e 2013 em afronta às diretrizes exaradas pelo antigo DEST, ao Termo de Pactuação do Plano de Metas Coletivo do Sistema Eletrobras 2012 e 2013 e às disposições da Resolução CCE nº 10/1995, avaliando formas de se buscar o ressarcimento dos valores irregularmente pagos. Status: Em andamento

Relatório CGU 201701186:

CONSTATAÇÕES	RECOMENDAÇÕES
2.1.1.1 - Ausência do Programa de Aposentadoria Extraordinária - PAE nos registros de Acordo Coletivo de Trabalho.	Recomendação 1: Promover a participação dos empregados/entes sindicais na definição dos termos e condições dos futuros programas de desligamentos voluntários antes de seu encaminhamento aos órgãos governamentais para aprovação. Status: Em análise pela CGU
2.1.1.2 - Exclusão, do Plano de Aposentadoria Extraordinária - PAE, de empregados que trabalham em igualdade de condições com os colaboradores contemplados	Recomendação 1: Evitar, em planos de desligamentos voluntários, a exclusão de empregados que trabalhem em igualdade de condições com os demais colaboradores contemplados nesses planos. Status: Em análise pela CGU
2.1.1.3 - Obrigatoriedade de desligamento a empregados inscritos em Plano de Aposentadoria Extraordinária - PAE, sem opção de desistência.	Recomendação 1: Estabelecer prazos razoáveis para que os empregados optantes de planos de demissão voluntária e de aposentadoria incentivada ou extraordinária possam desistir da adesão já manifestada, no intuito de não criar restrições aos direitos individuais do trabalhador. Status: Em análise pela CGU
3.1.1.2 - Fragilidade no processo de demonstração da compatibilidade de preços do escritório Hogan Lovells em relação aos praticados no mercado.	Recomendação 1: Não delegar a uma empresa contratada por inexigibilidade de licitação por notória especialização a atribuição de atestar que os preços estão compatíveis com o mercado, devendo a própria Eletrobras executar esta verificação. Status: Em andamento
3.1.1.3 - Fragilidades na escolha do regime de execução do serviço e consequentes falhas no acompanhamento da execução do Contrato com o escritório Hogan Lovells.	Recomendação 1: Estabelecer normativo interno que defina os procedimentos de acompanhamento de execução contratual, de forma a permitir a aferição parcial dos serviços prestados, a adequada medição dos serviços e o respectivo pagamento pelos mesmos.

CONSTATAÇÕES	RECOMENDAÇÕES
	Status: Em andamento
	Recomendação 2: Normatizar procedimentos de atestes para fins de cumprimento de objetos de contratos, amparados em instrumentos de controle capazes de associar a execução aos produtos e remuneração, conforme definida em contrato. Status: Em andamento
	Recomendação 3: Promover durante a execução contratual a verificação, no caso de inexigibilidade de licitação, da manutenção das condições propostas pela contratada no que se refere à notória especialização dos profissionais que executarão os serviços contratados. Status: Em andamento
	Recomendação 4: Apurar os valores pagos e correlacioná-los aos produtos entregues, cotejando-se inclusive a qualificação dos profissionais que efetivamente prestaram o serviço com a prevista em contrato e, caso sejam identificadas divergências, adotar medidas para ressarcir a Eletrobras. Status: Em andamento
3.1.1.4 - Incompatibilidade da contratação do escritório Hogan Lovells com as normas legais pertinentes a processos administrativos.	Recomendação 1: Observar a escorreita constituição do processo administrativo de contratação, inclusive no que diz respeito à organização, à numeração de páginas e à inclusão de documentação imediatamente ao processo na exata ordem cronológica dos atos praticados. Status: Em andamento
3.1.1.5 - Realização de serviços sem cobertura contratual.	Recomendação 1: Abster-se de pactuar despesa sem cobertura contratual. Status: Em andamento
	Recomendação 2: Apurar, nos moldes da Orientação Normativa da Advocacia-Geral da União nº 4, de 1º de abril de 2009, a responsabilidade pela pactuação de despesa sem cobertura contratual. Status: Ema andamento
3.1.1.6 - Insuficiência e morosidade na adoção de medidas remediadoras e sancionatórias necessárias ao enfrentamento dos achados da investigação corporativa conduzida pelo escritório Hogan Lovells	Recomendação 1: Avaliar a alteração do book de compliance, visando à mitigação adequada do risco no relacionamento com terceiros, em especial no que se refere às questões relacionadas ao processo de fusões, aquisições e desinvestimentos. Status: Em andamento
	Recomendação 2: Adotar medidas consistentes no sentido de recuperar o montante financeiro referente aos danos causados por atos de corrupção.

CONSTATAÇÕES	RECOMENDAÇÕES
	Status: Em andamento
	Recomendação 3: Adotar medidas consistentes no sentido de sancionar as empresas que praticaram atos de corrupção no âmbito dos contratos firmados junto à Eletrobras ou junto a empresas em que tenha participação societária. Status: Em andamento
3.1.1.7 - Subcontratações das atividades do contrato por inexigibilidade de licitação com o escritório Hogan Lovells com pagamentos realizados diretamente às subcontratadas pela Estatal.	Recomendação 1: Na contratação de escritórios notórios para desempenho de determinada tarefa singular, exima-se de permitir subcontratações, devendo, se prevista no edital, ficar adstrita às reais necessidades para desempenho das obrigações contratuais exigidas daquele profissional diferenciado. Status: Ema andamento
	Recomendação 2: No caso de subcontratações, não assumir a obrigação da execução e de pagamento direto aos eventuais subcontratados, por se tratar de responsabilidade exclusiva e indelegável inerente ao contratado. Status: Em andamento
3.1.1.8 - Ausência de disponibilização de documentação solicitada pelo controle interno, impactando a avaliação das medidas adotadas para resolução dos apontamentos registrados pela empresa Hogan Lovells.	Recomendação 1: Reavaliar a posição da Eletrobras quanto ao sigilo imposto à CGU, de forma a permitir o acesso às informações necessárias ao cumprimento da missão constitucional do Órgão de Controle Interno do Poder Executivo Federal. Status: Em andamento

B) ATENDIMENTO DAS DEMANDAS DA CGU

As informações referentes à estrutura e à forma de acompanhamento das demandas da CGU já foram tratadas no tópico “Tratamento de Determinações e Recomendações do TCU”.

8.3 Medidas administrativas para apuração de responsabilidade por dano ao erário

Não ocorreram casos que se apliquem ao item 8.3.

8.4 Demonstração da conformidade do cronograma de pagamentos de obrigações com o disposto no art. 5º da Lei n.º 8.666/93

As obrigações contraídas em decorrência de instrumentos firmados para o fornecimento de materiais e a prestação de serviços são honradas mediante: apresentação dos concernentes documentos de cobrança pelo fornecedor; em estrita observância às condições e prazos de pagamento previstos contratualmente e cadastrados no sistema integrado de gestão; mediante análise fiscal/tributária e consequente registro no sistema pela área de suprimentos; com os devidos e indispensáveis atestados e autorizações de pagamento dos respectivos fiscais e gestores dos contratos; e somente após homologação para pagamento da parte da área financeira.

Todo esse trâmite tem sua narrativa registrada junto às equipes e órgãos de auditoria, riscos e controles internos a fim garantir a adesão aos princípios da Lei Sarbanes-Oxley (SOX) e o cumprimento dos requisitos legais brasileiros, além de serem plenamente rastreáveis, seja sistemicamente ou contabilmente.

8.5 Informações sobre a revisão dos contratos vigentes firmados com empresas beneficiadas pela desoneração da folha de pagamento

Não há conteúdo a declarar.

A Eletrobras, a partir de 2014, vem inserindo nos Editais de Pregões Eletrônicos e Presenciais relativos aos serviços que se enquadram nos benefícios concedidos pela Lei n.º 12.546/2011, art. 7º e Decreto n.º 7828/2012, art. 2º, a seguinte exigência:

> O licitante beneficiado pela Lei n.º 12.546/2011 deve considerar, no ato da elaboração da sua proposta de preços, os efeitos da desoneração da folha de pagamento decorrente da mudança da base de cálculo para a contribuição previdenciária instituída por esta lei, sendo passível de ressarcimento a fixação de preços que a desconsidere.

Ademais, deve-se considerar que a MP 774, de 30 de março de 2017, conhecida por "reonerar a folha de pagamento" foi revogada pela MP 794, de 9 de agosto de 2017.

São listados a seguir os editais publicados em 2017 que possuem a seguinte observação sobre a desoneração:

> O licitante beneficiado pela Lei n.º 12.546/2011 deve considerar, no ato da elaboração da sua proposta de preços, os efeitos da desoneração da folha de pagamento decorrente da mudança da base de cálculo para a contribuição previdenciária instituída por esta lei, sendo passível de ressarcimento a fixação de preços que a desconsidere.

- Pregão Eletrônico DJS n.° 17/2017 — Contratação de atualização das licenças de uso para a ferramenta IMPERVA SECURESPHERE;
- Pregão Eletrônico DJS n.° 33/2017 — Atualização de licenças de uso de software VMware e prestação de serviços de suporte técnico;
- Pregão Eletrônico DJS n.° 42/2017 — Contratação de reforma com fornecimento de materiais na cidade do Rio de Janeiro;
- Pregão Eletrônico DJS n.° 44/2017 — Construção de um telheiro pré-moldado na SE Candiota.

8.6 Informações sobre a publicidade e a propaganda

Não houve atividade relacionada à divulgação da publicidade institucional da Eletrobras, devido à licitação para contratação de novas agências.

Informações sobre Publicidade Legal/ Oficial da Eletrobras em 2017

Valores correspondentes ao contrato de prestação de serviços de distribuição de publicidade legal da Eletrobras pela Empresa Brasil de Comunicação (EBC) e do contrato firmado com a Imprensa Nacional (IN) para prestação de serviços de publicidade legal da Eletrobras no Diário Oficial da União (DOU):

Produto	**Valor (em R$)**
Contrato com EBC	R$ 4.798.327,25
Contrato com IN	R$ 330.511,21
Total	**R$ 5.128.838,46**

9. Outras informações relevantes

9.1 Itaipu

9.1.1 Acórdão nº 1470/2016

Anualmente, mediante recebimento das Demonstrações Financeiras e Relatório anual da Itaipu Binacional acompanhadas dos respectivos pareceres de auditoria independente e do Conselho de Administração de Itaipu, é elaborado pela Eletrobras análise dos documentos supracitados a fim de concluir serem adequadas ou não as Demonstrações Financeiras e Relatório Anual da Itaipu Binacional.

Com o resultado da análise efetuada é elaborada matéria que é submetida para Diretoria Executiva da Eletrobras a fim que seja formalmente apreciada e se for o caso formalmente aprovada.

A Eletrobras sempre considerou Itaipu Binacional como uma empresa importante dentro de seu planejamento e de suas ações relativas à governança corporativa. Esse fato pode ser ressaltado por meio da Carta-PR-0108/2016 – Circular, em 03/03/2016, ao Diretor-Geral brasileiro de Itaipu Binacional, Jorge Samek, sobre a implantação do Manual de Divulgação e Uso de Informações e Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Eletrobras, visando dar mais transparência às ações da empresa.

Uma ação relevante é o envio pelo Presidente da Eletrobras da Carta-PR-0361/2016, em 19/08/2016, ao Diretor-Geral brasileiro de Itaipu Binacional, Jorge Samek, sobre a preocupação com a vacância de cargos de Diretor Administrativo da Itaipu (em decorrência do falecimento do Diretor anterior, Sr. Edésio Franco Passos) e de membros do Conselho de Administração. Em resposta a essa carta, o Diretor-Geral de Itaipu ressaltou, entre outros pontos, que a falta dos conselheiros está fazendo com que as reuniões do Conselho de Administração de Itaipu sejam canceladas. Atento a este fato, imediatamente o Presidente da Eletrobras enviou a Carta-PR-414/2016, em 03/09/2016, ao Exmo. Ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, sobre a vacância dos cargos de Diretor Administrativo e de seis membros brasileiros do Conselho de Administração de Itaipu. Nesta carta ressalta ainda que existem temas de grande relevância a serem debatidos pelo Colegiado e a vacância que ainda persiste desde 16 de maio de 2016 é preocupante. Outra ação que é interessante destacar é a avaliação pelo Conselho de Administração da Eletrobras de nomes indicados para a Diretoria e o Conselho de Administração de Itaipu. Por meio da Carta-

PR-0067/2017, de 22/02/2017, enviada ao Exmo. Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia, o Presidente da Eletrobras informa que, em conformidade com o artigo 12, parágrafo 2°, do anexo "A" do Tratado da Entidade Binacional (também conhecido com Estatuto), foram realizadas avaliações de vários profissionais, propostos pela Diretoria Executiva ao Conselho de Administração da Eletrobras, para exercer funções de administração na Diretoria da Itaipu Binacional, sendo aprovados por meio da Resolução de Diretoria RES-115/2017 de 13/02/2017 e pela Deliberação DEL-055/2015 de 17/02/2017, pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração da Eletrobras, respectivamente.

Além dessas informações, importante ação que cabe registro é que, em contato telefônico e em seguida por e-mail, realizado em 28/12/2016, pela área de Governança Corporativa, foi solicitado os nomes dos integrantes do conselho de Administração e Fiscal, tanto com mandato vigente quanto aqueles cujos mandatos inspiram e ainda não houve nova indicação, contendo início e término dos mandatos, assim como de encaminhamento da Ordem do Dia das Reuniões do Conselho de Administração e dos documentos correlatos.

Itaipu também foi convidada a participar da reunião conjunta com todas as áreas de Governança Corporativa e Secretária-Geral das Empresas Eletrobras, convocada pela Superintendência de Estratégia, Gestão Empresarial e Sustentabilidade da Eletrobras, em 08/03/2017, para tratar das rotinas das reuniões dos Conselhos de Administração das empresas Eletrobras, onde foram apresentados os resultados do levantamento de informações dos conselhos de administração do segundo semestre de 2016 e discutido uma série de sugestões relativas aos procedimentos dos conselhos.

9.1.2 Acórdão n.o 3372/2015

Cumpre esclarecer que a metodologia utilizada pela Eletrobras para a mensuração dos custos e despesas administrativas associadas à Conta de Comercialização de Energia da Itaipu Binacional considera os aspectos atinentes da ferramenta *Cross Application Time Sheet* (CATS). Tal ferramenta encontra-se disponível no bojo de subsistemas e/ou módulos do sistema de gestão empresarial (ERP – SAP) utilizado pela Eletrobras, e considera, em seu aspecto mais preponderante, a coleta e determinação dos custos e despesas por meio do apontamento de horas despendidas pelos participantes da Atividade de Comercialização de Energia da Itaipu.

Tais custos e despesas apropriadas via CATS possuem, naturalmente, características de gastos indiretos, para os quais devem ser estabelecidos critérios de rateio consistentes visando à definição

das parcelas atribuíveis, como, por exemplo, a Conta de Comercialização de Energia de Itaipu. Dentre as despesas indiretas, podemos citar os gastos com pessoal, as despesas administrativas com aluguel, telefonia, material e outras.

De forma mais específica, a ferramenta CATS permite que a Eletrobras estabeleça um percentual de participação de uma determinada área na atividade de comercialização de Itaipu, o qual, como já mencionado, considera as horas atribuídas pelos participantes no sistema SAP em contraposição às horas totais pertinentes a cada área participante da atividade. Esse percentual, de maneira geral, é atribuído aos custos e despesas indiretos previamente estabelecidos pela companhia. Adicionalmente, no que diz respeito aos gastos com pessoal, a ferramenta CATS permite o estabelecimento da denominada "tarifa média", que representa a razão do custo de pessoal de determinada área pela quantidade total de horas dessa área. A referida tarifa média por área é utilizada juntamente com o total de horas despendidas na atividade de comercialização de Itaipu a fim de se determinar o efetivo custo de pessoal das áreas participantes da atividade.

Por outro lado, os custos diretos são contabilizados, em sua grande maioria, em contas contábeis específicas e individuais, incluindo-se as despesas de natureza tributária. Para aqueles custos que eventualmente não disponham de conta contábil própria, porém, os quais sejam de identificação e alocação direta, a Eletrobras utiliza-se de ferramentas de coleta de custos denominadas "Ordens Internas (OI)". Essas OIs tem por finalidade segregar a parcela atribuível à determinada atividade ou processo permitindo, portanto, a mensuração do custo equivalente de determinada área.

No que diz respeito aos valores apropriados no exercício de 2016, informamos que o montante apurado a título de custos administrativos da Conta de Comercialização de Energia de Itaipu foi de R$ 2.910.080,16 (dois milhões, novecentos e dez mil, oitenta reais e dezesseis centavos).

Todavia, ressaltamos que os valores praticados pela Eletrobras foram determinados pela Aneel em seu Relatório de Fiscalização n.º 084/2011-SFF, de 27 de junho de 2011 (Determinação D5). Nesse documento, a referida agência estabelece o valor de R$ 242.506,68 como limite máximo mensal dos custos a serem apropriados à Conta de Comercialização de Itaipu, e que tal quantia deve ser mantida até a aprovação da nova metodologia por esse órgão de fiscalização. Nesse aspecto, destacamos que a nova metodologia encontra-se disponível para uso desde o dia 26 de agosto de 2015, tendo essa informação sido comunicada à Aneel em 22 de setembro de 2016 por meio da correspondência CTA-DF-4115/2015.

Ademais, considerando que a última fiscalização realizada pela Aneel referiu-se ao período analisado compreendido entre janeiro de 2012 e setembro de 2014, e que as fiscalizações programadas para serem realizadas no exercício de 2015 e 2016 necessitaram ser canceladas pelo citado órgão, cumpre agora à Eletrobras aguardar nova fiscalização a fim de apresentar a metodologia desenvolvida para apuração dos custos administrativos da Conta de Comercialização de Energia da Itaipu.

Conforme mencionado, devido à ausência de fiscalização recente pela Aneel, a Eletrobras ainda não logrou êxito na apresentação da nova metodologia de cálculo das despesas e custos, de modo que permanece considerando, para fins de apropriação e ressarcimento dos custos administrativos, o valor mensal estabelecido por aquela agência.

FURNAS

Rua Real Grandeza, 219 - Botafogo
Rio de Janeiro - RJ - Brasil
CEP 22281-900
Tel 55 21 2528-8113
Fax 55 21 2528-8898

Rio de Janeiro, 26 de março de 2018
N.Ref. AD.E.004.2018
S.Ref. CTA-CAI-1093/2018

Att. Marco Aurélio O. Costa e Silva
CAI - Superintendência de Auditoria
Rua do Ouvidor, 107 - 11º andar
CEP 20040-030 - Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Ofício 0031/2018 - TCU/SecexEstataisRJ, de 05/3/2018

1. Em atenção a solicitação em referência, encaminhamos, em anexo, relação dos trabalhos de auditoria relacionados a rentabilidade em SPE, em resposta ao item 9.3.2 do Acórdão TCU nº 388/2018, para as devidas providências.

1.1. Adicionalmente, informamos que estamos acompanhando a determinação referente ao item 9.2 do mesmo Acórdão, no sentido de incluir as informações necessárias no próximo Relatório de Gestão.

2. Colocamo-nos à sua disposição para quaisquer outros esclarecimentos que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

Alessandro da Silva Portinho
Superintendência de Auditoria

PROTOCOLO
CAI
Nº 3613 DATA 03.04.18

Situação - Auditoria Interna						
RAU	**Processo Auditado**	**Item do PAINT**	**Escopo**	**Não Conformidade**	**Resultado**	
					Recomendação(ões)	**Situação**
017.2015	Auditorias Especiais (Subprocesso: Gestão de Participações)	39	Verificação da situação do fornecimento de aerogeradores pela empresa Wind Power Energia S/A – WPE do Grupo IMPSA - Indústrias Metalúrgicas Pescarmona Complexos Fortim, Famosa, Punaú e Baleia Verificação das providências tomadas para atendimento das determinações estabelecidas pelo TCU referente do processo TC 021.932/2014-0. Análise do acompanhamento do retorno esperado do investimento.	Recuperação dos valores pagos a WPE	Solicitar das SPEs, uma posição atual das seguradoras sobre o pagamento dos sinistros. Acompanhar junto as SPEs o andamento dos processos judiciais de recuperação dos valores pagos. Acompanhar as tratativas para a contratação de novos fornecedores de aerogeradores Gestão junto a ANEEL para esclarecer a situação (responsabilidade) de FURNAS quanto ao assunto.	Assuntos Regularizados
010.2016	Processos de gestão e de governança corporativa inerente a Sociedade de Propósito Específico - SPE, Transenergia Goiás S/A - TGO, da qual FURNAS tem participação acionária de 99,00%, desde dezembro de 2015, visando certificar se os procedimentos adotados estão em conformidade com os normativos internos, com a legislação vigente, e se mitigam custos financeiros e operacionais.	33	Analisar: a) O atendimento às recomendações do Manual de SPE da Eletrobras; b) A implementação das recomendações/determinações emitidas pelos órgãos externos de fiscalização e verificação de penalidades; c) O parecer emitido pelo Departamento de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - DEST - Nota Técnica SEI nº 4954/2015-MP; d) Os aportes realizados no exercício de acordo com o Plano de Negócio, os percentuais correspondentes e se estão corretamente contabilizados; e) O acompanhamento do retorno esperado do investimento; f) As aprovações dos Planos de Negócios pelas alçadas competentes; g) A ocorrência de perda de receita; h) O cumprimento do cronograma para entrada em operação do empreendimento;	1) Não há avaliação formal sobre a definição da composição do quadro de pessoal e os respectivos vínculos empregatícios quanto à necessidade de realização de concurso público. 2) O Plano de Negócio foi elaborado em 26.05.2009, sendo efetuada apenas uma revisão em 18.09.2014, o que está em desacordo com o item 4.1.1 da IN.013.2015 - Gestão de Participações - Revisão do Plano de Negócio de SPE: "4. CRITÉRIOS PARA REVISÃO DO PLANO DE NEGÓCIO DE SPE 4.1. Revisão periódica: A SPE deverá promover uma revisão em seu Plano de Negócio obedecendo ao seguinte critério: 4.1.1. Pelo menos a cada 12 meses, contados da última revisão. (...)". 3) Atraso significativo na entrada em operação comercial: a) LT Serra da Mesa - Niquelândia: Data da previsão do ato legal: 19.07.2011 e data de realização 21.05.2017.	Solicitar a manifestação da Superintendência Jurídica - SJ.P sobre contratação de mão-de-obra na TGO. Acionar a SPE no sentido de regularizar a situação quanto aos funcionários existentes e às contratações futuras. Revisar o plano de Negócio conforme determina a IN.013.2015 - Revisão do Plano de Negócio de SPE. Monitorar o progresso do empreendimento, atentando para o cumprimento dos prazos determinados. Solicitar à SPE que encaminhe periodicamente as informações fornecidas á ANEEL. Atentar ao cumprimento das Leis Orçamentárias. Apurar a Receita Anual Permitida (RAP) que deveria ser auferida no período de 2011 a 2016.	Assuntos Regularizados

Situação - Auditoria Interna						
RAU	**Processo Auditado**	**Item do PAINT**	**Escopo**	**Não Conformidade**	**Resultado**	
					Recomendação(ões)	**Situação**
			j) O cumprimento do orçamento financeiro.	b) LT Niquelândia - Barro Alto:Data da previsão do ato legal: 19.07.2011 e data de realização 21.05.2016 . 4) Divergências entre o formulário de Acompanhamento por Empreendimento - SIGET da ANEEL e o de controle de FURNAS, a seguir demonstrado: a) LT Serra da Mesa - Niquelândia: Datas da conclusão prevista da Licença de Operação e Operação Comercial pelo cronograma da ANEEL, 30.11.2016 e 28.02.2017. respectivamente, e as datas apresentadas por FURNAS, 15.01.2017 e 21.05.2017, respectivamente. b) LT Niquelândia - Barro Alto: Data prevista da Licença de Operação pelo cronograma da ANEEL 15.03.2016 e por Furnas 15.04.2016. 5) A autorização para assunção de participação acionária para FURNAS, emitida pelo DEST, para constituição da sociedade estatal, ocorreu após o prazo de aprovação do PDG de 2016, inviabilizando a TGO a ter PDG e os investimentos contemplados na LOA de 2016. Conforme informação da GEP.N, os pagamentos feitos aos fornecedores de 01.01.2016 a 30.04.2016 no total de R$24.445.707,50 foram: Tabocas Participações Empreendimentos S/A: R$7.301.284,00; CEL Engenharia Ltda.: R$3.354.708,15; Brametal S.A.: R$3.189.715,35; e Alubar Metais e Cabos S.A.: R$10.600.000,00. 6) O empreendimento não auferiu receitas estimadas em razão dos atrasos ocorridos na obtenção das licenças ambientais e de operação, comprometendo a entrada de receitas no caixa da empresa.		

Situação - Auditoria Interna						
RAU	**Processo Auditado**	**Item do PAINT**	**Escopo**	**Não Conformidade**	**Resultado**	
					Recomendação(ões)	**Situação**
030.2016	Gestão de Participação (Subprocesso: Gestão do Desempenho das Sociedades de Propósito Específico (SPE) - PTC6) em aderência aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley para o exercício de 2015	14	A delimitação do escopo decorre da apuração da materialidade, definida a nível consolidado pela Eletrobras.	As não conformidades foram apuradas nos testes realizados pela empresa Deloitte contratada pela Eletrobras.	Elaborar em conjunto com a Superintendência de Gestão de Conformidade e Risco - RC.P o redesenho do controle de forma o mesmo reflita os procedimentos executados para mitigação do risco.	Assunto Regularizado.
054.2016	Gestão inerente a Sociedade de Propósito Específico - SPE, Mata de Santa Genebra (MSG), da qual FURNAS tem participação acionária de 49,90%, e a COPEL Geração e Transmissão S.A. com 50,10%, visando certificar se os procedimentos adotados estão em conformidade com os normativos internos, com a legislação vigente, em virtude dos processos instaurados pelo Tribunal de Contas do Estado do Paraná	33	O escopo definido por Furnas visa complementar o trabalho efetuado pela Auditoria Interna da COPEL. Análise do Processo de Gestão da SPE (MSG) no tocante: Ao atendimento às recomendações do Manual de SPE da Eletrobras; Aos aportes realizados no exercício de acordo com o Plano de Negócio, os percentuais correspondentes e se estão corretamente contabilizados; As aprovações dos Planos de Negócios pelas alçadas competentes; Aos mecanismos de apuração do retorno esperado do investimento;	Não identificamos o lançamento no Sistema de Gestão SPE referentes às penalizações ocorridas nos anos de 2015 e 2016, aplicadas pelo Tribunal de Contas do Paraná. PROCESSO Nº: 139410/16 - A 2ª Inspetoria de Controle Externo apresenta requerimento de Comunicação de Irregularidade em face de Mata de Santa Genebra Transmissão S.A., em virtude de irregularidades constatadas em licitações e contratos firmados. PROCESSO N.º: 805611/15 - Prestação de contas anual. Mata de Santa Genebra Transmissão S/A. Exercício financeiro de 2015. Ausência de relatório do controle interno da entidade. Atraso injustificado na prestação de contas. Regularidade com ressalva das contas. RETIFICAÇÃO DO ACÓRDÃO 701/16.	Desenvolver controles que assegurem o monitoramento das informações sobre os processos do Tribunal de Contas do Estado do Paraná, de forma a garantir que todas as informações estejam cadastradas no Sistema de Gestão da SPE, e atualizando o sistema lançando os processos listados na descrição de não conformidade.	Assuntos Regularizados

Situação - Auditoria Interna						
RAU	**Processo Auditado**	**Item do PAINT**	**Escopo**	**Não Conformidade**	**Resultado**	
					Recomendação(ões)	**Situação**
027.2017	Gestão de Participação (Subprocessos: Acompanhamento dos Investimentos Permanente – PTC1 / Acompanhamento dos Investimentos Temporários (TVM) – PTC4 / Avaliação Integrada das Oportunidades (Sociedade de Propósito Específico – SPE) – PTC5 / Gestão do Desempenho das Sociedades de Propósito Específico (SPE) – PTC6), em aderência aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley para o exercício de 2016	10	A delimitação do escopo decorre da apuração da materialidade, definida a nível consolidado pela Eletrobras.	As não conformidades foram apuradas nos testes realizados pela empresa Deloitte contratada pela Eletrobras.	Observar os prazos para atendimento do plano de ação elaborado junto a Gerência de Gestão de Riscos e Controles Internos – GRI.P, de modo a não impactar o cronograma referente a Certificação SOx 2017.	Assuntos Regularizados
028.2017	Investimentos em Participações, subprocesso desempenho em participações (Sociedade de Proposito Específico EESM)	27	Avaliação dos atos de gestão no que tange: **Gestão de Furnas** a) Relatório DN/SP.N nº 001.2017 – Revisão do Plano de Negócio da EESM nº 3 – janeiro 2017; b) Relatório EPSM.RM.005.2017-R0 - Relatório de acompanhamento das atividades – Maio de 2017 - Engenharia do Proprietário - UHE São Manoel;	3) Furnas possui um sistema de Gestão utilizado para monitoramento das atividades das SPE´s. Porém, apesar dos principais atos societários estarem cadastrados, ainda não possibilitou à administração a eficácia e transparência desejadas, pois algumas informações estão desatualizadas, a título de exemplo citamos: Aportes: Nas Atas de Reunião do Conselho de Administração nas datas 26.10.2015, 13.11.2015, 26.01.2016, 02.03.2016, 29.02.2016, 21.03.2016, 25.04.2016, 30.05.2016, 27.06.2016, 30.06.2016, 27.06.2016, 12.12.2016, 16.01.2017, 09.02.2017 e 04.05.2017	Recomendamos que à administração da entidade adeque as informações no seu sistema, pois desta forma está atendendo às necessidades do sistema na Empresa e garantindo a utilização do software de maneira mais eficaz possível.	Assuntos Regularizados

Situação - Auditoria Interna						
RAU	**Processo Auditado**	**Item do PAINT**	**Escopo**	**Não Conformidade**	**Resultado**	
					Recomendação(ões)	**Situação**
			c) Relatório de Plano de Negócios; d) Relatório do Parecer Jurídico, e e) Relatório do Cronograma Físico. **Gestão da EESM** a) Estatuto Social e 1ª. Alteração do Estatuto Social; b) Atas de Assembleia Ordinária e Extraordinárias (conforme informações registradas do Sistema de Gestão de SPE de Furnas e arquivos magnéticos recebidos da EESM); c) Atos societários que autorizam os adiantamentos/pagamentos aos fornecedores subcontratados da UTC CONSTRAN (preliminar) período de 06.10.2015 a 29.02.2016; d) Relatório dos atos societários que autorizaram os adiantamentos/pagamento aos fornecedores subcontratados da UTC CONSTRAN sem o desconto da parcela do EPC - Março 2016; e) Relatório de Atos Societários do Programa de Recuperação do Cronograma do Empreendimento PRCE – Março 2017; f) Acordos de acionistas; g) Relatório do Plano de Negócios da Empresa de Energia São Manoel S.A – Julho 2016;	registradas no sistema não constam todas as assinaturas necessárias. Aportes: Nas Atas de Reunião do Conselho Fiscal nas datas 25.11.2015, 29.01.2016, 03.03.2016, 01.03.2016, 24.03.2016, 06.05.2016, 10.06.2016, 30.06.2016, 02.09.2016, 06.10.2016, 20.12.2016, 09.02.2017 e 07.04.2017 registradas no sistema não constam todas as assinaturas necessárias. Contratos/Fornecimento: Constam 82 contratos listados, entretanto apenas 1 (um) contém a cópia do contrato arquivado.		

Situação - Auditoria Interna						
RAU	**Processo Auditado**	**Item do PAINT**	**Escopo**	**Não Conformidade**	**Resultado**	
					Recomendação(ões)	**Situação**
			h) Relatório do Comitê de Compliance; e i) Relatório de análises de pagamentos efetuados pelo Consórcio Construtor da UHE São Manoel da E&Y. Os trabalhos de auditoria abrangeram o período de 01.01.2016 a 31.05.2017, atentando para a conformidade dos atos de gestão com a estrutura de governança, as políticas, normas e procedimentos vigentes, e a sua tempestividade. Observa-se que os relatórios acima foram disponibilizados, e que por considerarmos insuficientes, foi complementado através de novas solicitações de documentos através de e-mails e correspondências, bem como entrevistas com gestores da Diretoria de Gestão de Novos Negócios e de Participações - DN, órgão responsável pelo contato com a EESM. Contudo essas informações não chegaram à época. É sobre as bases acima que elaboramos o presente relatório de auditoria. Limitação de Escopo: Considerando a entrega parcial da documentação solicitada a EESM através das correspondências DN.E.046.2017 e DN.E.051.2017, respectivamente de 01.06.2017 e 23.06.2017, emitidas pela DN, nossos trabalhos sofreram limitações no que tange aos atos de gestão da SPE.			

Situação - Auditoria Interna						
RAU	**Processo Auditado**	**Item do PAINT**	**Escopo**	**Não Conformidade**	**Resultado**	
					Recomendação(ões)	**Situação**
			Assim, após a resposta da EESM através da correspondência de 13.06.2017, ficaram pendentes de atendimento os seguintes itens: 1) Documentação referente ao adiantamento (Ted/Doc ou comprovante de depósito) de R$ 100 MM à UTC Constran; 2) Cotações das contratações realizadas das consultorias, inclusive da EY e consultorias jurídicas; 3) Contratos realizados com as auditorias e a consultorias jurídicas, bem como os referidos processos de pagamentos; 4) Contrato de EPC entre Furnas S.A. e EESM; 5) Cópia do aviso de sinistro, bem como andamento do processo junto à PAN Seguradora S.A; 6) Andamento do Processo Judicial (0030501-36.2017.8.19.0001) distribuído pelo Consórcio UTC Constran, inclusive com resultado da Audiência de Conciliação realizada em 16.05.2017; 7) Carta-fiança que foi apresentada pela Constran-UTC; 8) Status atual do processo de mediação com a Constran-UTC ;			

Situação - Auditoria Interna						
RAU	**Processo Auditado**	**Item do PAINT**	**Escopo**	**Não Conformidade**	**Resultado**	
					Recomendação(ões)	**Situação**
			9) Relação atual dos funcionários, contendo: data de admissão, nome, matrícula, cargo, salário, tipo de vínculo (CLT, terceirizado) ; 10) Despacho ANEEL com Cronograma de Implantação; (inclusive, se houver, com as regras de acompanhamento do cumprimento do cronograma de implantação); 11) Política de Alçadas e Competências (Manual de Competências) e Regimento Interno. 12) Contrato de Prestação de Serviço da EDP (administrativo/financeiro) com a EESM; e 13) Pagamentos realizados no período: Ano 2016 e 1º.Trimestre de 2017 (Em planilha eletrônica, registros analíticos, contendo ao menos data, número do documento, valor, fornecedor e descrição).			

9.3 – Acórdão 388/2018

9.3.1. o estágio de aprovação e implementação das normas específicas de desdobramento operacional da Política de Representantes em SPEs (normas sobre indicação de representantes, avaliação de desempenho e capacitação de representantes em SPEs).

Em junho de 2017, foi aprovada pela Deliberação nº 151, de 30/06/2017, do Conselho de Administração da Eletrobras a "Política de Indicação de Representantes em Controladas, Coligadas, Fundações e Associações das Empresas Eletrobras, V.1.0".

O processo de aprovação de indicação de representantes em Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) está bem definido. Os requisitos e vedações, bem como os procedimentos estão estabelecidos na Política de Indicação de Representantes em Controladas, Coligadas, Fundações e Associações das Empresas Eletrobras, cujos critérios estão em consonância com a Lei nº 13.303/2016 e o Decreto nº 8.945/2016. Anteriormente a aprovação de indicações nas SPEs das empresas Eletrobras seguia as regras da Política de Representantes em SPE, aprovada pela Resolução nº 645/2015.

A Superintendência de Estratégia, Gestão Empresarial e Sustentabilidade da Eletrobras vem promovendo ações para apoio e acompanhamento de seus conselheiros. No mês de setembro de 2017, foi realizado o encontro de Conselheiros das empresas Eletrobras, momento em que foi apresentado o programa de Avaliação de Desempenho e *Coaching*, que será disseminado também nas empresas Eletrobras para que apliquem tal programa em suas SPEs.

A Figura 1 evidencia o convite para evento dos Conselheiros de Administração e Fiscal das participações da Eletrobras, realizado em 13/09/2017.

Figura 1: Evento dos Conselheiros de Administração e Fiscal das Participações da Eletrobras

Eletrobras

Senhores(as) conselheiros(as), secretários(as)-gerais e de governança,

Na próxima quarta-feira (13), às 9h, no auditório da Unise, será realizado um encontro com os conselheiros de administração e fiscais representantes da Eletrobras em suas controladas, coligadas e convidados.
O evento dá continuidade às ações da área de Governança Corporativa para apoio e acompanhamento dos conselheiros da Eletrobras.

Data: 13/09/2017
Horário: 9h às 12h
Local: Unise – Avenida Presidente Vargas, 409, 15° andar, Centro

Programação:

9h – Abertura – Wilson Ferreira Junior (presidente da Eletrobras)
9h30min – Responsabilidades dos Conselheiros – Emilio Carazzai (presidente do Conselho de Administração do IBGC)
10h30min – *Coffee-break*
10h50min – Instrumentos de Governança – Ronaldo Barboza (Governança Corporativa)
11h20min – Programa de Treinamento dos Conselheiros – Thadeu Figueiredo Rocha (Unise)
11h40min – Desenvolvimento dos Conselheiros – William de Miranda Barreto (Desenvolvimento Empresarial)
12h – Encerramento

Wilson Ferreira Junior
Presidente da Eletrobras

Fonte: Eletrobras.

9.3.2 Andamento e resultados das ações de controle de Auditoria Interna para verificar as causas de deterioração de taxas de rentabilidade em SPEs

informamos que a Auditoria da Eletrobras Holding realiza trabalhos de auditoria na gestão de SPEs desde 2013. Insta esclarecer que nos exercícios de 2013 e 2014 os testes de auditoria na Holding focaram, notadamente, as análises quanto ao controle interno exercido e à governança corporativa intrínsecos às sociedades de propósito específico.

Em 2015 foram realizados 2 (dois) trabalhos de auditoria com objetivo de avaliar a gestão administrativo-financeira do projeto hidroelétrico SPE Tumarín. Ainda no exercício, esta Auditoria Interna realizou testes de análise de controles internos, com base em amostra aleatória ou não aleatória, de forma a identificar possíveis falhas ou melhorias no desenho e operação do controle das SPEs Belo Monte, Jirau, Santo Antônio e Teles Pires.

No exercício de 2016 a Auditoria da Interna da Eletrobras foi instada pelo Conselho de Administração a realizar trabalho específico de avaliação dos motivos que deram causa à perda de rentabilidade do projeto SPE Linha Verde Transmissora de Energia – LVTE, da Eletrobras

Eletronorte. Ainda em 2016, a Eletrobras realizou trabalho de auditoria operacional compartilhada com a Engie e Mitsui em Jirau.

Em 2017, foram realizados dois trabalhos envolvendo SPEs: Gestão de Negócios e Parcerias, bem como outra auditoria operacional compartilhada com a Engie e Mitsui em Jirau, que está em fase de revisão. O trabalho de auditoria no processo de Gestão de Negócios e Parcerias, apesar de não ter foco específico em rentabilidade no escopo, abordou temas relevantes e que influenciam rentabilidade, a saber:

- Análise da gestão da Eletrobras sobre as participações em SPEs;
- Gestão do processo de dação das participações societárias em diversas SPEs das empresas controladas do Sistema Eletrobras e de alguns investimentos corporativos;
- Verificação dos controles internos adotados; e
- Mapeamento do processo e a avaliação dos riscos atrelados ao evento.

9.3.3. Informações atualizadas sobre o estágio de implementação dos sistemas SAE e SGT, detalhando o cronograma de atividades, responsáveis, melhorias planejadas e/ou já integradas aos sistemas, pontos sensíveis e ações mitigadoras adotadas.

O acompanhamento das SPEs nas Empresas Eletrobras é realizado por meio do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos (SAE) e do Sistema de Gestão da Transmissão (SGT), à exceção de Furnas, que detém o Sistema de Informação e Supervisão de SPE – SISSPE. A Eletrobras *holding* possui acesso a todos esses sistemas, realiza o monitoramento do desempenho das SPEs das Empresas Eletrobras, e submete, trimestralmente, à sua Alta Administração, o Relatório Executivo de Acompanhamento de Investimentos em SPE.

Está em fase de execução o projeto que disponibilizará na "Nuvem", um ambiente virtual, o Sistema detido por Furnas para todas as Empresas Eletrobras, de forma a utilizarem um único sistema como ferramenta institucional de acompanhamento dos empreendimentos em SPE, visando ao processo de melhoria neste monitoramento.

Importante ressaltar que o SISSPE possui, além dos campos cadastrais para o acompanhamento dos ativos em SPE, ferramenta para o armazenamento de documentos, possibilitando a criação de um único banco de dados virtual.

Após a disponibilização do SISSPE na "Nuvem", ocorrerá a migração dos dados do SAE e do SGT para aquele Sistema, por meio de força tarefa com representantes da *holding* e de suas subsidiárias, cuja conclusão está prevista para maio de 2018.

A Resolução da Diretoria Executiva da Eletrobras nº 028/2017 e a Resolução nº 520/2017 atualizaram o Regimento Interno do Comitê de Investimentos do Sistema Eletrobras (CISE). A Resolução nº 028, de 09/01/2017, determinou a plena operacionalização do SAE e do SGT, e as devidas interfaces com o SISSPE, pelas Empresas Eletrobras. A Resolução nº 520, de 31/07/2017, cria a unidade organizacional de Gestão de Participações em SPE (PRFG) na Eletrobras *holding*, cujo Departamento é subordinado à Superintendência de Gestão de Participações em SPE e Programas de Governo (PRF) da *holding*.

.