

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS EM 30 DE SETEMBRO DE 2017

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

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

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

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

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

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

**Informação não revisada por auditoria independente*

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

A ANEEL estabeleceu as cotas-partes anuais referentes à geração para os anos de 2013 a 2022, bem como os montantes de energia a serem alocadas às distribuidoras do SIN, através das Resoluções Homologatórias:

- 1.407/2012 de 21 de dezembro de 2012 (cotas-partes de 2013 a 2018)
- 1.663/2013 de 03 de dezembro de 2013 (cotas-partes de 2019)
- 1.830/2014 de 25 de novembro de 2014 (cotas-partes de 2020)
- 2.011/2015 de 15 de dezembro de 2015 (cotas-partes de 2021)
- 2.179/2016 de 29 de novembro de 2016 (cotas-partes de 2022).

A Companhia apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 27.192 em 30 de setembro de 2017 (R\$ 491.417, negativo, em 31 de Dezembro de 2016).

NOTA 2 – PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

a) Base de preparação

As presentes demonstrações financeiras intermediárias foram aprovadas pela Diretoria Executiva da Companhia em 07 de Novembro de 2017.

As demonstrações financeiras do terceiro trimestre de 2017 estão sendo apresentadas de acordo com o Pronunciamento Contábil CPC 21 (R1) – Demonstrações Intermediárias, emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, referenciadas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

Essas demonstrações financeiras intermediárias são apresentadas sem a repetição de determinadas notas explicativas previamente divulgadas, mas com a indicação das alterações relevantes ocorridas no período e, portanto, devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2016, e tendo sido mantidas as mesmas práticas contábeis.

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

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

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e, também, o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras intermediárias, estão divulgadas na Nota 3.1 das demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

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

- Transações em moeda estrangeira

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

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

Moeda	Nome	País	Taxa Final		Taxa Média	
			30/09/2017	30/12/2016	3º Trim./17	3º Trim./16
USD	Dólar Americano	Estados Unidos	3,1680	3,2591	3,1640	3,2460
EUR	Euro	União Europeia	3,7430	3,4384	3,7162	3,6232

- Demonstrações do valor adicionado (“DVA”)

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

NOTA 3 – DESCRIÇÃO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

As práticas contábeis e os métodos de cálculo utilizados na preparação dessas demonstrações financeiras intermediárias são os mesmos adotados na preparação das demonstrações financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

3.1 - Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos

3.1.1 – Operação Lava Jato

Em resposta a 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, em 2015, o Conselho de Administração da Empresa (CAE) decidiu por iniciar um procedimento investigativo, em face do risco de tais irregularidades apontadas poderem afetar alguns dos principais investimentos da Eletrobras.

Para conduzir a investigação foi contratado escritório de advocacia norte-americano, Hogan Lovells US LLP, com notória especialização em ações investigativas e instaurada a Comissão Independente de Gestão da Investigação (CIGI), composta de especialistas notórios e independentes, contratados para exercerem a supervisão do processo de investigação.

O procedimento investigatório seguiu os princípios adotados pela *Securities and Exchange Commission* (SEC) e Department of Justice (DOJ), para procedimentos desta natureza, em vista de que, após 2008, quando a Eletrobras passou a ser listada na Bolsa de Valores de Nova York por meio de ADR's – American Deposit Receipts, tornou-se sujeita às leis norteamericanas que regulam o mercado de capitais, em especial, a toda a regulamentação fixada pelo U.S. Securities and Exchange Act. Dentre essas leis encontra-se 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.

Neste contexto, o escopo da investigação interna independente compreende a avaliação de eventual existência de irregularidades, incluindo violações ao FCPA, à legislação brasileira, ao Código de Ética e políticas de integridade da Eletrobras.

No decorrer de 2015 e 2016, no âmbito da operação Lava Jato, as operações Radioatividade e Pripyat resultaram no indiciamento de 06 ex-executivos da Eletronuclear, bem como de outros envolvidos. Muito embora os processos ainda se encontrem em andamento, já foram proferidas sentenças condenatórias contra quatro desses ex-funcionários, ainda não transitadas em julgado. A Eletrobras vem cooperando com as autoridades no compartilhamento de informações levantadas pela investigação independente, participando, inclusive, como assistente de acusação contra os réus nestes processos criminais.

Visando facilitar e garantir o andamento das investigações, a administração da Companhia vem adotando as medidas de governança requeridas e/ou recomendadas pelo *Hogan Lovells* e pela Comissão Independente. Desde o início da investigação, a Eletrobras substituiu todo o seu Conselho de Administração, contratou um novo CEO e vem reforçando sua estrutura de compliance. Em meados de 2016, foi criada a Diretoria de Conformidade, responsável pela coordenação do programa de compliance e pelo gerenciamento de riscos na Companhia e nas suas subsidiárias.

No mesmo sentido, a Eletrobras revisou contratos específicos nos quais as investigações identificaram possíveis irregularidades tendo sido os mesmos suspensos, quando tais suspeitas se confirmaram.

Em relação aos empregados e diretores envolvidos nas situações identificadas pela investigação, a Eletrobras tomou medidas punitivas na esfera administrativa, incluindo a suspensão do contrato de trabalho e o desligamento dos envolvidos. Atualmente estão sendo estudadas as possibilidades jurídicas de responsabilização e ressarcimento da Companhia, na esfera cível, tendo sido protocolado, protesto judicial para interrupção da prescrição, em relação às empresas integrantes do Consórcio Angramon (Construtora Norberto Odebrecht S/A, UTC Engenharia S/A, Techint Engenharia e Construção S/A, Construtora Andrade Gutierrez S/A, Empresa Brasileira de Engenharia S/A - EBE, Construtora Queiroz Galvão S/A e Construções e Comércio Camargo Correa S/A), a fim de preservar o direito de ressarcimento da Eletronuclear, face aos potenciais prejuízos causados em decorrência de denúncias e investigações oriundas da “Operação Lava Jato”.

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 financeiras da Companhia. Nesta etapa foram considerados certos valores estimados como relacionados a licitações atribuídos pela investigação independente como oriundos da prática de cartel e propinas que teriam sido pagas, desde 2008, por certos empreiteiros e fornecedores contratados por subsidiárias e por algumas das SPEs nas quais a Eletrobras não é controlador majoritário.

No entanto, não há informações suficientes que permitam à Companhia determinar os períodos específicos em que teriam ocorrido tais pagamentos indevidos. Assim, a Companhia entendeu que, após ter envidado esforços razoáveis, foi impraticável determinar os efeitos por períodos específicos anteriores, relativos aos pagamentos ilegais em suas demonstrações financeiras, tendo registrado o ajuste para os pagamentos indevidos e, portanto, incorretamente capitalizados, em setembro de 2016.

A Companhia não identificou contratos após 31 de dezembro de 2015 que possam ter sido afetados pelo esquema citado. 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.

O resumo desses ajustes no balanço patrimonial e na demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2016 é o seguinte:

Achados da Investigação	31/12/2016
Angra 3	<u>(141.313)</u>
Balanço	31/12/2016
Ativo Imobilizado	
Custos	(141.313)
Provisão de Impairment	<u>141.313</u>
Demonstração de Resultado	31/12/2016
Achados da Investigação	141.313
Encargos de Impairment (Provisões Operacionais)	<u>(141.313)</u>

A Eletrobras vem implementando diversas ações de governança e remediação, adotando medidas para investigar as alegações relativas à Operação Lava Jato, além de avaliar as possibilidades de ressarcimento face aos danos sofridos em razão de condutas ilícitas, praticadas tanto pelos empregados que contribuíram para o ilícito, quanto pelas empreiteiras contratadas

Contudo, ainda que tenha havido a conclusão da etapa da investigação independente com vistas ao reconhecimento contábil de atos ilícitos identificados que pudessem ter efeito significativo em suas demonstrações financeiras, procedimentos adicionais relacionados ao processo investigatório ainda estão em andamento, especialmente para atendimento aos requisitos das comissões de *Enforcement* da SEC e DOJ.

De acordo com o atual conhecimento da Eletrobras, não se espera que esses procedimentos tragam informações relevantes adicionais que possam gerar impactos significativos nas suas demonstrações financeiras. Contudo, as investigações da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas e o Ministério Público Federal poderá

levar tempo considerável para concluir todos os seus procedimentos de apuração dos fatos. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro, o que poderá levar a Eletrobras a reconhecer ajustes adicionais nas suas demonstrações financeiras.

Em janeiro de 2017, o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a assinatura dos instrumentos jurídicos com as autoridades americanas (*“Tooling Agreement e Statute of Limitation The Second Consecutive”*), estendendo o prazo prescricional para a ação de investigação de potenciais violações ao FCPA. A assinatura desses documentos demonstra a cooperação e a boa-fé da Eletrobras com relação às autoridades estadunidenses, tratando com clareza e transparência todas as questões corporativas envolvidas.

Em abril de 2017, em decorrência dos acordos de delação celebrados entre os executivos do principal grupo de construção do Brasil, Odebrecht, o Supremo Tribunal Federal solicitou que fossem iniciadas investigações sobre a conduta dos políticos que participaram desses acordos. Essas investigações referem-se exclusivamente aos indivíduos sobre os quais o Supremo Tribunal Federal tem jurisdição exclusiva. Além disso, outras investigações oficiais podem ser iniciadas contra indivíduos que estão sujeitos à jurisdição dos tribunais comuns.

NOTA 4 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCO

Os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros, em 30 de setembro de 2017, se aproximam do valor registrado nas demonstrações financeiras intermediárias. A Companhia não realizou operações com derivativos.

4.1 - Fatores de risco

O Conselho de Administração da Companhia (CA) tem a responsabilidade global para o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. A Auditoria Interna e a Gerência de Riscos e Conformidades de Controles são responsáveis pelo desenvolvimento e acompanhamento das políticas de gerenciamento de risco da Companhia. O reporte de suas atividades é feito regularmente ao Conselho de Administração.

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a ELETRONUCLEAR está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da

Companhia. A ELETRONUCLEAR, através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle, no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

A Companhia possui exposição aos seguintes riscos:

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

a) Riscos de mercado

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

a.1) Risco de taxa de câmbio

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

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

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

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FUNDO FINANCEIRO - 30 de Setembro de 2017								
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	CENÁRIO PROVÁVEL		CENÁRIO POSSÍVEL		CENÁRIO REMOTO	
			CÂMBIO PROVÁVEL 2017	GANHO ESTIMADO	CÂMBIO POSSÍVEL 2017	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO REMOTO 2017	PERDA ESTIMADA
Dólar Americano	(958)	(3.034)	3,1500	16	3,4650	(285)	3,2837	(112)
TOTAL		(3.034)		16		(285)		(112)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FUNDO FINANCEIRO - 31 de Dezembro de 2016								
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	CENÁRIO PROVÁVEL		CENÁRIO POSSÍVEL		CENÁRIO REMOTO	
			CÂMBIO PROVÁVEL 2017	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO POSSÍVEL 2017	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO REMOTO 2017	PERDA ESTIMADA
Dólar Americano	(1.635)	(5.329)	3,4500	(312)	3,7950	(876)	3,5820	(527)
TOTAL		(5.329)		(312)		(876)		(527)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR - 30 de Setembro de 2017									
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	SALDO EM 30/09/2017	CENÁRIO I			CENÁRIO II		
				CÂMBIO PROVÁVEL 2017	SALDO PROVÁVEL R\$ MIL	GANHO ESTIMADO	CÂMBIO MÉDIO 2016/2017	SALDO PROVÁVEL R\$ mil	GANHO ESTIMADO
Euro	(15.014)	(49.855)	(56.198)	3,7100	(55.702)	496	3,5907	(53.911)	2.287
Dólar Americano	(1.584)	(4.826)	(5.017)	3,1500	(4.989)	28	3,2136	(5.090)	(73)
TOTAL		(54.681)	(61.215)		(60.691)	524		(59.001)	2.214

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR - 31 de Dezembro de 2016									
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	SALDO EM 31/12/2016	CENÁRIO I			CENÁRIO II		
				CÂMBIO PROVÁVEL 2017	SALDO PROVÁVEL R\$ MIL	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO MÉDIO 2015/2016	SALDO PROVÁVEL R\$ mil	PERDA ESTIMADA
Euro	(60.857)	(195.782)	(209.250)	3,5700	(217.258)	(8.008)	3,8444	(233.958)	(24.708)
Dólar Americano	(6.174)	(20.354)	(20.124)	3,4500	(21.302)	(1.178)	3,5820	(22.117)	(1.993)
TOTAL		(216.136)	(229.374)		(238.560)	(9.186)		(256.075)	(26.701)

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

a.2) Risco de juros

A Administração da ELETRONUCLEAR entende que a exposição a risco de juros não é significativa, visto que o maior montante dos empréstimos e financiamentos contratados estão indexados à UFIR (Unidade de Referência Fiscal) e TJLP (Taxa de Juros de Longo

Prazo) ou não possuem qualquer indexador, como é o caso do contrato de financiamento com a CAIXA ECONÔMICA FEDERAL, que possui taxa de juros fixa ao longo do contrato; enquanto os demais estão indexados à taxa DI-Over. Além disso, todos os recursos são captados em moeda nacional, o que reduz a exposição cambial.

A UFIR não sofreu qualquer variação no período, visto que foi extinta em 2000 e está congelada desde então. A TJLP, que é fixada pelo Conselho Monetário Nacional (CMN), foi mantida em 7,00% para o terceiro e quarto trimestres de 2017. O impacto para a ELETRONUCLEAR é suavizado pelo fato do contrato de financiamento com o BNDES prever que qualquer valor da TJLP que exceda o patamar de 6,00% ao ano é capitalizado ao saldo devedor. Além da taxa referente à TJLP, o contrato com o BNDES prevê o pagamento de um spread fixo de 1,72%.

Aproximadamente 8,5% do montante dos empréstimos e financiamentos contratados pela ELETRONUCLEAR estão indexados à taxa DI-Over, apurada pela CETIP, que registrou variação negativa de 9,0% durante o terceiro trimestre de 2017, refletindo a trajetória de redução dos juros básicos da economia brasileira (Taxa Selic). Os prazos de vencimento dos contratos indexados à esta taxa são mais curtos que os demais contratos de financiamento da empresa. Além disso, apenas 0,4% da dívida total contratada está indexada à SELIC.

Segue abaixo a exposição total do risco de juros:

EXPOSIÇÃO A RISCO DE JUROS							
FINANCIAMENTO E EMPRÉSTIMOS	Moeda	Indexador	Taxa Efetiva	30/09/2017		31/12/2016	
				Principal	Juros *	Principal	Juros *
ANGRAS 1 e 2:							
ELETOBRAS - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	R\$	UFIR	5,00%	314.755	99.848	335.704	116.874
ELETOBRAS - PSPE - ECF 3278	R\$	Taxa DI-Over	14,61%	42.172	3.673	66.667	4.381
ELETOBRAS - PSPE - ECR 286	R\$	Taxa DI-Over	14,61%	136.781	62.949	143.447	73.295
ELETOBRAS - INB - ECF 3284	R\$	Taxa DI-Over	17,63%	112.469	15.908	133.000	16.710
ANGRA 3:							
ELETOBRAS - RGR - ECF 2878	R\$	UFIR	5,50%	596.974	339.094	594.250	363.606
ELETOBRAS - ECR 286	R\$	Taxa DI-Over	14,61%	270.253	124.399	283.426	144.845
ELETOBRAS - ECF 3341	R\$	Taxa DI-Over	17,63%	162.367	47.928		
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	R\$	TJLP	8,72%	3.630.269	3.119.594	3.462.173	3.217.792
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	R\$	SELIC	11,92%	16.574	933	18.165	1.590
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	R\$	SELIC	12,04%	18.761	1.566		
CEF - Nº 0410.351-27/13	R\$	Sem indexador	6,70%	3.174.079	2.618.075	2.678.656	2.318.260
TOTAL				8.475.454	6.433.967	7.715.488	6.257.353

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

b) Risco de crédito

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

A ELETRONUCLEAR, conforme descrito nas Notas 1 e 6, tem a totalidade da sua geração de energia elétrica, a partir de janeiro de 2013, comercializada através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A Resolução Normativa nº 530, de 21 de dezembro de 2012, evidencia que apesar de o faturamento ser repassado pela CCEE, o risco de crédito final é da ELETRONUCLEAR. Dessa forma, a ELETRONUCLEAR monitora constantemente os possíveis efeitos e a eventual necessidade de contratação de instrumentos de proteção.

Até o terceiro trimestre de 2017, houve o registro de inadimplência por parte de uma distribuidora e foram contabilizadas perdas estimadas de créditos de liquidação duvidosa referente ao saldo em aberto de clientes com prazo superior a 180 dias.

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

PRINCIPAIS CONTAS SUJEITAS A RISCO DE CRÉDITO		
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 30/09/2017	SALDO EM 31/12/2016
Caixa e equivalentes de Caixa	11.582	15.323
Clientes - Venda de Energia	352.671	266.715
TOTAL	364.253	282.038

CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA 2017			
	COMPOSIÇÃO	SALDO	ATRASSO EM DIAS
1	Caixa	-	-
2	Banco	11.538	-
3	Fundo Fixo	44	-
	TOTAL	11.582	

CLIENTES 3º TRIMESTRE DE 2017					
	CONCESSIONÁRIAS	FATURAMENTO	PARCELA VARIÁVEL	TOTAL	ATRASO EM DIAS
1	Amazonas Distribuidora de Energia S.A	4.614	1.379	5.993	0
2	Ampla Energia e Serviços S.A.	7.639	2.283	9.922	0
3	Bandeirante Energia S.A	7.960	2.380	10.340	0
4	CEB Distribuição S.A.	4.738	1.416	6.154	0
5	Celesc Distribuição S.A.	13.717	4.100	17.817	0
6	CELG Distribuição S.A.	8.616	2.576	11.192	0
7	CEMIG Distribuição S.A	20.947	6.263	27.210	0
8	Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	2.215	662	2.877	0
9	Centrais Elétricas do Pará S.A.	5.459	1.632	7.091	0
10	Companhia de Eletricidade do Acre	662	198	860	0
11	Companhia de Eletricidade do Amapá	529		529	591
	Companhia de Eletricidade do Amapá	658		658	562
	Companhia de Eletricidade do Amapá	672		672	531
	Companhia de Eletricidade do Amapá	676		676	500
	Companhia de Eletricidade do Amapá	689		689	470
	Companhia de Eletricidade do Amapá	692		692	440
	Companhia de Eletricidade do Amapá	702		702	409
	Companhia de Eletricidade do Amapá	86		86	377
	Companhia de Eletricidade do Amapá	92		92	347
	Companhia de Eletricidade do Amapá	712		712	314
	Companhia de Eletricidade do Amapá	726		726	286
	Companhia de Eletricidade do Amapá	711		711	255
	Companhia de Eletricidade do Amapá	815		815	223
	Companhia de Eletricidade do Amapá	826		826	196
	Companhia de Eletricidade do Amapá	853		853	162
	Companhia de Eletricidade do Amapá	834		834	137
	Companhia de Eletricidade do Amapá	836		836	108
	Companhia de Eletricidade do Amapá	880		880	75
	Companhia de Eletricidade do Amapá	121		121	46
	Companhia de Eletricidade do Amapá	888		888	12
	Companhia de Eletricidade do Amapá	737	220	957	0
12	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	12.742	3.809	16.551	0
13	Companhia Energética de Alagoas	2.436	728	3.164	0
14	Companhia Energética de Pernambuco	8.614	2.575	11.189	0
15	Companhia Energética do Ceará	7.312	2.186	9.498	0
16	Companhia Energética do Maranhão	3.972	1.187	5.159	0
17	Companhia Energética do Piauí	2.139	639	2.778	0
18	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	3.519	1.052	4.571	0
19	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	6.649	1.987	8.636	0
20	Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP)	76	23	99	0
21	Companhia Jaguari de Energia	371	111	482	0
22	Companhia Leste Paulista de Energia	228	68	296	0
23	Companhia Luz e Força Mococa	175	52	227	0
24	Companhia Luz e Força Santa Cruz	748	224	972	0
25	Companhia Paulista de Força e Luz	17.648	5.276	22.924	0
26	Companhia Piratininga de Força e Luz	7.736	2.313	10.049	0
27	Companhia Sul Paulista de Energia	309	93	402	0
28	COPEL Distribuição S.A.	19.885	5.944	25.829	0
29	DME Distribuição S.A. - DMED	335	100	435	0
30	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	10.270	3.070	13.340	0
31	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	31.759	9.494	41.253	0
32	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A	84	25	109	0
33	Energisa Tocantis - Distribuidora de Energia S. A.	1.318	394	1.712	0
34	Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A.	539	161	700	0
35	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	4.668	1.395	6.063	0
36	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	3.204	958	4.162	0
37	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia. S.A.	929	278	1.207	0
38	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A	2.883	862	3.745	0
39	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	2.142	640	2.782	0
40	Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A.	884	264	1.148	0
41	Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A. (ENERGISA BR)	573	171	744	0
42	Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A. (ENERGISA NA)	449	134	583	0
43	Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A. (ENERGISA VP)	689	206	895	0
44	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	5.111	1.528	6.639	0
45	Força e Luz Coronel Vívica Ltda. (FORCEL)	36	11	47	0
46	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	185	55	240	0
47	Light Serviços de Eletricidade S.A.	16.891	5.049	21.940	0
48	RGE Sul Distribuidora de Energia S. A. (RGE SUL)	6.865	2.052	8.917	0
49	Rio Grande Energia S.A.	6.380	1.907	8.287	0
50	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda. (UHENPAL)	56	17	73	0
	TOTAL	281.111	80.147	361.258	

c) Risco de liquidez

Risco de liquidez é o risco da Companhia encontrar dificuldades em cumprir com as obrigações associadas a seus passivos financeiros que são liquidados com pagamentos à vista ou com outro ativo financeiro. A abordagem da Companhia na administração de liquidez é de garantir, o máximo possível, que sempre tenha liquidez suficiente para cumprir com suas obrigações ao vencerem, sob condições normais e de estresse, sem causar perdas inaceitáveis ou com risco de prejudicar a reputação da Entidade.

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

- Índices de liquidez:

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

- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto prazo, aponta um índice de liquidez corrente de 0,98 (0,68 em 31 de Dezembro de 2016) e

- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto e de longo prazo, revela um índice de liquidez geral de 0,23 (0,19 em 31 de Dezembro de 2016).

A administração da ELETRONUCLEAR entende que os riscos de liquidez corrente estão administrados. O índice de liquidez geral está afetado pelos financiamentos das obras da Usina Angra 3, com entrada em operação e consequente início de receita previstas para 01 de janeiro de 2024.

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

PASSIVOS FINANCEIROS POR VENCIMENTO				
DESCRITIVO	R\$ MIL			
	Menos de um ano (ii)	Entre um e dois anos (ii)	Entre dois e cinco anos (ii)	Acima de cinco anos (ii)
Em 31 de dezembro de 2016 (i)				
- Empréstimos	687.597	709.621	2.530.234	10.402.555
- Fornecedores (iii)	948.635	68.268	68.269	-
TOTAL	1.636.232	777.889	2.598.503	10.402.555
Em 30 de setembro de 2017 (i)				
- Empréstimos	146.085	1.000.164	2.813.438	11.136.209
- Fornecedores (iii)	620.424	72.690	72.691	-
TOTAL	766.509	1.072.854	2.886.129	11.136.209

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

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

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

- Redução do Patrimônio Líquido

Face à redução do patrimônio líquido decorrente dos sucessivos prejuízos da ELETRONUCLEAR, provocados essencialmente pelo aumento progressivo do valor do *Impairment*, e, ainda, pelo registro de provisão passiva adicional por contrato oneroso, ambos relacionados diretamente ao empreendimento de Angra 3 (ver nota 14 c.3), desperta-se um risco financeiro quanto à leitura do endividamento da Companhia junto ao seu acionista, o que pode acarretar em dificuldades para a tomada futura de financiamentos para a continuidade do empreendimento Angra 3. Entretanto, a administração da Companhia entende que resolvida a questão das iniciativas previstas no Plano de Ação para a viabilidade econômica e financeira, e, com a consequente retomada do empreendimento Angra 3 em sua plenitude, conforme elucidado na nota 14 g, ficariam atendidas as condições necessárias para que o BNDES e a CAIXA ECONÔMICA FEDERAL possam efetuar novos aditamentos aos contratos de empréstimos, hoje existentes, de forma a garantir o financiamento restante para a consecução do empreendimento, bem como na possibilidade de redução ou reversão dos valores registrados como *Impairment* e de provisão passiva por contrato oneroso. Eventualmente e, na hipótese de serem encontradas outras soluções de continuidade, estas, igualmente, terão como pilares o reequilíbrio econômico-financeiro do empreendimento Angra 3.

d) Risco operacional

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

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

A receita fixa das Usinas Angra 1 e 2 é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, através do modelo PRORET – Módulo 6 – Submódulo 6.7, com reajustes inflacionários anuais e revisões tarifárias trienais. A receita fixa de 2017 foi definida pela Resolução Homologatória nº 2.193 de 16.12.2016 (DOU 21.12.2016), no montante de R\$ 3.087.989.

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

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

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

Esse regime de comercialização determina o fornecimento de uma quantidade de energia firme a uma tarifa regulada. Tal tarifa encontra-se em fase de revisão no MME/ANEEL, de modo que possa incluir a totalidade dos custos necessários a tornar o empreendimento com retorno assegurado.

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

A administração da Empresa ressalva, que diante da dificuldade da ELETRONUCLEAR em alocar recursos próprios em montantes suficientes para suportar as atividades de Angra 3, agravadas pela elevação da exigência de contrapartidas pelo BNDES, uma das instituições financeiras financiadora do empreendimento, que alterou de 20% para 40%, o percentual de participação financeira com recursos próprios, aplicáveis aos itens considerados financiáveis, levaram a empresa a decidir, no terceiro trimestre de 2015,

pela suspensão da maior parte de seus contratos com fabricantes nacionais e a reduzir sensivelmente os dispêndios associados aos contratos de serviços, de maneira a melhor compatibilizar a relação dos desembolsos ao fluxo de caixa existente e a conter a escalada de pagamentos em aberto. As suspensões foram efetuadas em duas etapas, sendo a primeira amparada pelo inciso XIV, do artigo 78, da Lei 8.666/93 que, resumidamente, prevê a suspensão contratual, de forma unilateral, sem ônus para a Administração, e, a segunda, finalizada em junho de 2016, em termos consensuais, sendo assegurado o ressarcimento dos custos incorridos, pela suspensão, às empresas contratadas. Atualmente, gestões estão sendo efetuadas pela administração da companhia para que novas extensões de suspensões consensuais sejam viabilizadas, de forma a serem preservadas a continuidade dos contratos então vigentes.

Importante frisar que, em 10.01.2017, foi sancionada, pelo Presidente da República, a Lei nº 13.414 (DOU de 11.01.2017), onde foi estimada a receita e fixadas as despesas da União para o exercício financeiro de 2017, nela incluindo em seu inciso III, do artigo 1º, o Orçamento de Investimento das empresas em que a União, direta ou indiretamente, detém a maioria do capital social com direito a voto, incluindo-se na mesma, a aprovação de dotação e execução orçamentária para a ação de Investimento no projeto de “Implantação da Usina Termonuclear de Angra III”, pertencente à ELETRONUCLEAR, a qual se compreende que, após avaliação da Comissão Mista de Planos, Orçamentos Públicos e Fiscalização do Congresso Nacional, bem como pelo plenário do Congresso Nacional, a obra de “Implantação da Usina Termonuclear de Angra III” está apta a manter sua execução física, orçamentária e financeira, excetuando-se contratos de nºs 4500146846 (Serviços de engenharia do Pacote Eletromecânico 2) e 4500160692 (Serviços técnicos especializados de engenharia relativos ao Pacote Civil 2) listados, no Anexo VI, da referida Lei nº 13.414, como subtítulos relativos a obras e serviços com Índícios de Irregularidades Graves – IGP.

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

Este Plano de Ações visou a atender, entre outros, à condição requerida pelo BNDES, para a suspensão do início do pagamento do principal da dívida e a suspensão parcial do pagamento dos juros em seu contrato de financiamento, cujo desfecho será mencionado na nota 17.

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

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

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

A ELETRONUCLEAR, juntamente com sua *holding* Eletrobras, vêm participando de um fórum que analisa alternativas de cenários para a viabilização do Empreendimento, tendo como demais componentes o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Fazenda, o Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, o BNDES e a Caixa Econômica. Várias soluções estão sendo estudadas na esfera superior no sentido de que as necessidades econômicas e de ordem conjuntural possam ser viabilizadas para a retomada do projeto de construção da usina.

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

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

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

É importante destacar que a tarifa inicial de R\$ 148,65/MWh, base setembro de 2009 e homologada em 2010, não trouxe equivalência com o custo do serviço da Usina Angra 3.

4.2 - Gestão de capital

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

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

A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazo, conforme demonstrado no balanço patrimonial),

subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de curto prazo.

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

Os índices de alavancagem financeira podem ser assim sumariados:

ÍNDICE DE ALAVANCAGEM FINANCEIRA		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	30/09/2017	31/12/2016
Total dos financiamentos e empréstimos (Nota 17a)	8.475.454	7.718.830
(-) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5a)	(11.582)	(15.323)
(-) Títulos e val. mobiliários de curto prazo (Nota 5b)	(285.942)	(14.921)
Dívida líquida	8.177.930	7.688.586
Total do patrimônio líquido	(4.365.684)	(4.511.861)
Total do capital total	3.812.246	3.176.725
Índice de alavancagem financeira - %	2,15	2,42

4.3 - Estimativa do valor justo

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

Valor justo hierárquico

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

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

Em 30 de setembro de 2017, a classificação por Nível Hierárquico apresenta-se da seguinte forma para os instrumentos financeiros valorizados a valor justo:

INSTRUMENTOS FINANCEIROS					
DESCRITIVO	R\$ MIL				
	Nível 1		Nível 2		Total
	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	
Títulos e valores mobiliários de curto prazo	14.921	14.921	-	-	14.921
Títulos e valores mobiliários de longo prazo	494.715	494.715	-	-	494.715
Total de ativos em 31/12/2016	509.636	509.636	-	-	509.636
Títulos e valores mobiliários de curto prazo	285.942	285.942	-	-	285.942
Títulos e valores mobiliários de longo prazo	579.209	579.209	-	-	579.209
Total de ativos em 30/09/2017	865.151	865.151	-	-	865.151

Gerenciamento do capital

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

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

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

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

a) Caixa e equivalentes de caixa

CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
Composição	R\$ MIL	
	30/09/2017	31/12/2016
Caixa e bancos	11.582	15.323
SALDO	11.582	15.323

b) Títulos e valores mobiliários de curto prazo

TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS		
Composição	R\$ MIL	
	30/09/2017	31/12/2016
Investimento em renda fixa:		
* BB Extramercado FAE 2	85.974	14.352
** Fundo de Investimento Caixa Extramercado VI IRF-M 1 RF: FINANCIAMENTO	199.968	569
TOTAL	285.942	14.921

* Rentabilidade no ano de 2017: 9,07% e 12,58% nos últimos 12 meses

** Rentabilidade no ano de 2017: 9,03% e 12,51% nos últimos 12 meses

Em 2017, houve aplicação em títulos e valores mobiliários de curto prazo no valor de R\$ 873.000, rendimento bruto de R\$ 9.530, resgate de recursos, incluso IRRF e pagamento de IOF, no montante R\$ 611.509.

NOTA 6 – CLIENTES

CLIENTES - CONTAS A RECEBER		
BALANÇO	R\$ MIL	
	Ativo Circulante 30/09/2017	Ativo Circulante 31/12/2016
Energia contratada	257.332	238.506
Inadimplência	13.000	6.235
(-) Desvio negativo 2015	-	(7.139)
Desvio positivo 2016	10.779	32.338
Desvio positivo 2017	80.147	-
(-) Perdas Estimadas Créditos de Liq. Duvidosa	(8.587)	(3.225)
TOTAL	352.671	266.715

- a) O faturamento da Companhia é realizado, mensalmente, com base na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN. Até 30 de setembro de 2017, houve inadimplência por parte de uma concessionária no valor de R\$ 13.000.
- b) No exercício de 2016, foi apurado um desvio positivo no valor total de R\$ 32.338, para faturamento em doze parcelas iguais a partir do mês de fevereiro de 2017. Em 30 de setembro de 2017, o saldo a receber das distribuidoras participantes do Sistema Interligado Nacional – SIN, referente a este desvio, é de R\$ 10.779.
- c) O desvio positivo (reembolso) de R\$ 80.147, provisionados em setembro de 2017, é em decorrência de a energia fornecida ter sido maior que a energia garantida para 2017. Ele corresponde a 50% do montante apurado e valorado ao PLD médio do ano de 2017 e deverá ser cobrado a todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN em doze parcelas, no período de fevereiro de 2018 a janeiro de 2019.
- d) As perdas estimadas de créditos de liquidação duvidosa foram constituídas até o terceiro trimestre de 2017 com base no saldo de clientes vencidos com prazo superior a 180 dias. Estes clientes são notificados através de cartas de cobrança, conforme IN 31.01 e, inscritos no Cadin, em cumprimento à Lei 10.522/2002.

NOTA 7 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS – ATIVO

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE	
	30/09/2017	31/12/2016
IRRF sobre aplicações financeiras	-	3.334
IRRF sobre serviços prestados a terceiros	-	2.461
CSLL retida sobre serviços prestados a terceiros	-	2.020
Saldo de antecipações de IRPJ	-	85.713
Saldo de antecipações de CSLL	-	30.908
FGTS a Recuperar	-	131
Créditos fiscais PASEP e COFINS	5.639	8.024
PASEP e COFINS Compensáveis Recolhidos a maior	21.262	-
Outros	128	110
TOTAL	27.029	132.701

NOTA 8 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

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

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

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

COMBUSTÍVEL NUCLEAR		
BALANÇO	R\$ MIL	
	30/09/2017	31/12/2016
Concentrado de urânio	193.972	50.965
Elementos prontos	4.875.201	4.876.285
Serviços em curso	362.301	100.803
Consumo Acumulado	(4.194.290)	(3.897.048)
TOTAL	1.237.184	1.131.006
Ativo circulante	455.737	455.737
Ativo não circulante	781.447	675.269
TOTAL	1.237.184	1.131.006

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

MOVIMENTAÇÃO DOS ELEMENTOS PRONTOS				
BALANÇO	R\$ MIL			
	SALDO EM 31/12/2016	ADIÇÕES	BAIXA	SALDO EM 30/09/2017
Ativo circulante	455.737	-	-	455.737
Ativo não circulante	4.420.549	-	(1.085)	4.419.464
TOTAL BRUTO	4.876.286	-	(1.085)	4.875.201
Consumo acumulado	(3.897.048)		(297.242)	(4.194.290)
VALOR LÍQUIDO	979.238	-	(298.327)	680.911

NOTA 9 – ALMOXARIFADO

O saldo do almoxarifado é composto por materiais utilizados para consumo, nos montantes de R\$ 68.531 (R\$ 64.136, em 31 de dezembro de 2016) das usinas no curto prazo, assim como, os adiantamentos efetuados a fornecedores para a aquisição dos correspondentes materiais, nos montantes de R\$ 16.418 (R\$ 15.111, em 31 de dezembro de 2016), totalizando R\$ 84.949 (R\$ 79.247, em 31 de dezembro de 2016).

NOTA 10 – OUTROS ATIVOS

OUTROS ATIVOS	R\$ MIL		R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE		ATIVO NÃO CIRCULANTE	
	30/09/2017	31/12/2016	30/09/2017	31/12/2016
Prêmios de seguros	1.415	14.147	-	-
Partes relacionadas	39.263	38.550	1.289	1.289
Contribuições as fundações	25.000	-	-	-
Adiantamentos a fornecedores	5.661	3.450	-	-
INEPAR - multa contratual	4.141	4.141	-	-
Desativações em curso	2.302	2.302	-	-
Devedores diversos	10.358	7.494	-	-
TOTAL	88.140	70.084	1.289	1.289

Veja detalhes sobre as transações com partes relacionadas na Nota 32.

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

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

De acordo com a determinação do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, as atribuições pelas atividades de instituir e viabilizar o fundo, para fazer face ao efetivo

descomissionamento das usinas nucleares Angra 1 e 2, ao final da vida útil econômica das referidas usinas, foram atribuídas à Eletrobras.

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

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

Anualmente, a Eletrobras estabelece o montante a ser recolhido ao fundo financeiro do Banco do Brasil para o descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2, considerando como base de cálculo, a parcela considerada pela ANEEL, na receita fixa das mencionadas usinas. Para o exercício de 2017, o valor fixado para depósito foi o montante R\$ 62.890.

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

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

FUNDO DE DESCOMISSIONAMENTO		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	30/09/2017	31/12/2016
Conta-corrente	8	4
Dólar Comercial Futuro	(3.034)	(5.338)
LTN	450.219	321.758
NTNF	64.713	176.396
Operações Compromissadas	67.317	1.908
Outros	(14)	(13)
TOTAL	579.209	494.715

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

Em setembro de 2017, o fundo apresenta um ganho financeiro de R\$ 19.132 (Nota 30), (perda financeira de R\$ 53.638, em 31 de dezembro de 2016), em função da carteira do Fundo Financeiro do Banco do Brasil para descomissionamento conter título vinculado à variação da moeda dólar norte-americano, sem saldo final representativo, porém com forte movimentação durante o período. Em 2017, foram aplicados R\$ 65.538 no fundo para descomissionamento.

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

FUNDO FINANCEIRO PARA O DESCOMISSIONAMENTO		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	30/09/2017	31/12/2016
Parcelamento quotas de 2005/2006/2007	98.848	88.530
Quotas de 2008 a 2016	255.272	208.105
Total de quotas recolhidas	354.120	296.635
Planos de Recolhimentos Adicionais	25.745	17.693
Ganhos líquidos auferidos acumulados	199.344	180.387
Patrimônio líquido do fundo	579.209	494.715
Saldo da Carteira de Aplicativos do Fundo	579.209	494.715

NOTA 12 – DEPÓSITOS VINCULADOS

a) Composição

DEPÓSITOS VINCULADOS		
COMPOSIÇÃO	R\$ MIL	
	30/09/2017	31/12/2016
Depósitos judiciais		
Contingências trabalhistas	25.694	21.441
Contingências cíveis	1.136	196
Contingências tributárias	32.629	32.629
	59.459	54.266
Outros depósitos	(196)	125
Atualização monetária sobre os depósitos judiciais	38.878	34.155
TOTAL	98.141	88.546

b) Movimentação

MOVIMENTAÇÃO DOS DEPÓSITOS VINCULADOS				
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 31/12/2016	30/09/2017		
		BAIXAS	INCLUSÕES	SALDO
Depósitos judiciais	54.265	(2.360)	7.554	59.459
Outros depósitos	125	-	(321)	(196)
Atualização monetária s/depósitos judiciais	34.156	-	4.722	38.878
TOTAL	88.546	(2.360)	11.955	98.141

NOTA 13 – ATIVOS FISCAIS DIFERIDOS SOBRE PREJUÍZOS FISCAIS

A Companhia possui prejuízo fiscal no montante de R\$ 901.207 mil (R\$ 1.215.782 mil em 31 de dezembro de 2016) e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 1.114.599 mil (R\$ 1.434.788 mil em 31 de dezembro de 2016).

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

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

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

NOTA 14 – IMOBILIZADO

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

a) Composição do saldo do imobilizado

DESCRITIVO	% taxa anual de depreciação	IMOBILIZADO			
		30/09/2017			31/12/2016
		Custo	Depreciação e amortização acumuladas	Valor Líquido	Valor Líquido
EM SERVIÇO					
Terrenos		34.380	-	34.380	34.446
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias		1.536.796	(881.711)	655.085	678.377
Máquinas e Equipamentos - Inst.Fixas		7.411.480	(3.758.792)	3.652.688	3.894.960
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		135.715	(89.723)	45.992	61.319
Veículos		12.985	(8.969)	4.016	3.248
Móveis e Utensílios		21.698	(12.520)	9.178	9.709
Angras 1 e 2	3,3	9.153.054	(4.751.715)	4.401.339	4.682.059
EM CURSO					
Terrenos		-	-	-	-
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias		47.680	-	47.680	55.043
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		177.145	-	177.145	150.720
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		5.265	-	5.265	4.021
Veículos		819	-	819	1.229
Móveis e Utensílios		171	-	171	167
A Ratear		313.964	-	313.964	287.400
Transf/Fab e Rep/Mat em processo		3.002	-	3.002	3.002
Compras em andamento		1.438	-	1.438	1.330
Adiantamento a fornecedores		66.879	-	66.879	30.141
Angras 1 e 2		616.363	-	616.363	533.053
Terrenos		115	-	115	115
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias		1.550.116	-	1.550.116	1.541.736
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		1.378.615	-	1.378.615	1.295.838
A Ratear		4.622.981	-	4.622.981	4.054.322
Compras em andamento		103.700	-	103.700	97.255
Adiantamento a fornecedores		1.999.540	-	1.999.540	1.960.127
Angra 3		9.655.067	-	9.655.067	8.949.393
Impairment Angra 3		(9.655.067)	-	(9.655.067)	(8.949.393)
Total Angra 3		-	-	-	-
Angras 1, 2 e 3		616.363	-	616.363	533.053
TOTAL		9.769.417	(4.751.715)	5.017.702	5.215.112
VALOR LÍQUIDO		9.769.417	(4.751.715)	5.017.702	5.215.112

b) Movimentação do imobilizado

MOVIMENTAÇÃO DO IMOBILIZADO EM 2017 - R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO EM 31/12/2016	ADIÇÕES / DEPRECIÇÃO	ENCARGOS FINANCEIROS E RENDIMENTOS CAPITALIZADOS	DEPRECIÇÃO CAPITALIZADA	TRANSF. PARA SERVIÇO	BAIXAS / OUTROS	SALDO EM 30/09/2017
Em curso	9.482.446	344.026	455.620	701	(10.923)	(440)	10.271.430
<i>Impairment</i> Angra 3	(8.949.393)	(705.674)	-	-	-	-	(9.655.067)
Em serviço: custo	9.142.264	-	-	-	10.923	(133)	9.153.054
Depreciação	(4.460.205)	(290.848)	-	(701)	-	39	(4.751.715)
Total em serviço	4.682.059	(290.848)	-	(701)	10.923	(95)	4.401.339
TOTAL	5.215.112	(652.496)	455.620	-	-	(535)	5.017.702

MOVIMENTAÇÃO DO IMOBILIZADO EM 2016 - R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO EM 31/12/2015	ADIÇÕES / DEPRECIÇÃO	ENCARGOS FINANCEIROS E RENDIMENTOS CAPITALIZADOS	DEPRECIÇÃO CAPITALIZADA	TRANSF. PARA SERVIÇO	BAIXAS / OUTROS	SALDO EM 31/12/2016
Em curso	8.141.699	947.389	560.081	879	(25.686)	(603)	9.623.759
Achados da investigação	-	-	-	-	-	(141.313)	(141.313)
<i>Impairment</i> Angra 3	(6.063.454)	(2.885.939)	-	-	-	-	(8.949.393)
Em serviço: custo	8.933.609	-	-	-	25.686	182.969	9.142.264
Depreciação	(4.070.201)	(389.151)	-	(879)	-	26	(4.460.205)
Total em serviço	4.863.408	(389.151)	-	(879)	25.686	182.995	4.682.059
TOTAL BRUTO	6.941.653	(2.327.701)	560.081	-	-	41.079	5.215.112
Obrigações especiais	(23)	-	-	-	-	23	-
Depreciação	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	6.941.630	(2.327.701)	560.081	-	-	41.102	5.215.112

c) Valor recuperável dos ativos de longo prazo

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

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

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

c.2) Taxa de desconto

A taxa de desconto (após os impostos), para as Usinas Angra 1 e 2 - foi utilizada a taxa específica para o segmento de geração de 6,02%, obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado.

Para a Usina Angra 3, em função das características peculiares de financiamento, a taxa de desconto foi calculada considerando a estrutura de capital específica do projeto, o que resultou na taxa de desconto para a base setembro de 2017, de 5,39 % (5,41% na base dezembro 2016). Nesses cálculos foram utilizados, além dos parâmetros tradicionais, conforme Informação Técnica Eletrobras DFPP 005/2017, de 09/10/2017, o beta calculado pela ANEEL, conforme Nota Técnica ANEEL 381/2012, alavancando a estrutura de capital do projeto. A opção do beta utilizado pela ANEEL consiste no fato de que nenhuma empresa de geração de energia elétrica com capital aberto no Brasil possui ativos de geração de energia nuclear, ao contrário da amostra de empresas utilizada no cálculo do beta pela ANEEL, que considera empresas americanas com o mínimo de duas plantas nucleares de geração de energia.

c.3) Registro do *Impairment*

Os eventos e as circunstâncias que levaram ao reconhecimento da perda por desvalorização do ativo relacionado à usina Angra 3 foram:

Durante o exercício de 2016, o empreendimento sofreu alteração cronológica na expectativa de sua conclusão, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para 01 de janeiro de 2024, aprovada em reunião da Diretoria Executiva, conforme RDE 1368.018/17 de 22 de agosto de 2017. Até então, a previsão de data de entrada em operação da usina era 31 de dezembro de 2022.

Nesse mesmo período, o orçamento total do projeto foi atualizado para a base junho de 2017, de modo a refletir a realidade do projeto, além da reprogramação de atividades devido ao novo cronograma da obra. Essa alteração foi também aprovada, conforme RDE 1368.018/17 de 22 de agosto de 2017.

Tendo em vista a utilização de um câmbio fixo para avaliação dos custos em moeda estrangeira na elaboração desse orçamento direto, foi necessário proceder a um ajuste adicional nos valores a realizar de 2018 a 2024 dos contratos externos, considerando um diferencial de câmbio projetado. Esse procedimento acrescentou o valor de R\$ 218 milhões no orçamento de custos diretos aprovado, que passou de R\$ 20,367 bilhões para R\$ 20,585 bilhões.

A taxa de desconto de 5,39 % utilizada no teste de *impairment* em 30 de setembro de 2017, foi calculada pela metodologia WACC (Weighted Average Cost of Capital ou Custo Médio Ponderado de Capital), considerando os parâmetros tradicionais e usualmente utilizados no mercado, conforme Informação Técnica Eletrobras DFPP 005/2017, de 09/10/2017. A taxa de desconto, utilizada no teste de *impairment* de dezembro de 2016 foi de 5,41%.

Os custos a realizar até o término da construção, prevista para 01 de janeiro de 2024, foram adicionados ao fluxo de caixa do empreendimento como “CAPEX” durante os períodos de anos de realização de outubro de 2017 a dezembro de 2023. A partir daí, o fluxo de caixa segue com a projeção de resultado do empreendimento até dezembro de 2063.

Foi desenvolvido um fluxo de caixa, a partir dos valores do resultado projetado a partir de janeiro de 2024, a preços de setembro de 2017, durante a vida útil econômica da usina em análise. O prazo estimado é de 40 anos, por sua semelhança à Usina Angra 2, que dispõe de licença de operação nesse prazo. Esse prazo é considerado razoável ou mesmo conservador perante a expectativa conhecida de vida operacional desse tipo de instalação.

Os valores anuais obtidos no fluxo de caixa descontado foram acumulados, ano a ano, para serem comparados com o saldo do Ativo Imobilizado recuperável, representado pelo custo contábil realizado até 30 de setembro de 2017.

A análise elaborada pela Companhia apurou um Valor Presente Líquido (VPL) negativo no valor de R\$ 10.481.047 para o empreendimento, determinando um registro negativo total no resultado do período de 9 meses findos em 30 de setembro de 2017, de R\$ 181.414.

A contabilização de provisão para perda por *impairment* limita-se ao total do ativo realizado R\$ 9.655.067, e, considerando as provisões para perda por *impairment* acumuladas até dezembro de 2016 de R\$ 8.949.393, a baixa complementar no imobilizado até o terceiro trimestre 2017 foi de R\$ 705.674 contra o resultado do período.

Após ter zerado o imobilizado, ainda existe um excesso de expectativa de perda até o final da vida útil da usina. Isto significa que a Empresa terá um déficit de R\$ 825.981 acima do valor já investido. Nesse caso, fica configurado que trata-se de um contrato oneroso e cuja legislação contábil prevê um registro adicional de perda no resultado, além do *impairment*.

Considerando o saldo de provisão para perda por contrato oneroso em dezembro de 2016 no valor de R\$ 1.350.241, foi realizada a reversão em setembro de 2017 de R\$ 524.260, ficando o exercício de 2017 com o valor de R\$ 825.981.

Portanto, os registros contábeis no resultado do setembro de 2017 totalizam o valor líquido de R\$ 181.414, compostos por baixa no imobilizado de R\$ 705.674 e reversão de contrato oneroso de R\$ 524.260.

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

c.4) Tarifa

A receita calculada para o teste de *impairment* de dezembro de 2015, teve base na tarifa contratual de 2009, R\$ 148,65 / MWh, devidamente ajustada pelos índices estabelecidos contratualmente. Esse procedimento é o mesmo padrão que vem sendo utilizado desde o início dessa avaliação. Em setembro de 2017, a tarifa ajustada representa R\$ 241,60/MWh. A tarifa a ser praticada pela Usina Angra 3 foi instituída quando da assinatura do fornecimento da energia da usina em 2009, e foi regulamentada através da Portaria MME 980/2010, com o valor original de R\$ 148,65 / MWh.

A base utilizada na ocasião para o cálculo dessa tarifa, não teve equivalência com o custo do serviço da usina, assim como, também, não foi compatível com a média praticada nos leilões de térmicas da ocasião, e, portanto, encontra-se em um patamar distinto e inferior ao seu seguimento e não proporcionando o equilíbrio econômico financeiro do empreendimento.

Conforme detalhado na nota 4.1.d, a ELETROBRAS, juntamente com sua *holding* Eletrobras, vêm participando de um fórum que analisa alternativas de cenários para a viabilização do Empreendimento, tendo como componentes diversos órgãos superiores envolvidos com o empreendimento.

c.5) Sinergia

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

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

d) Licenciamento das usinas Angra 1 e 2

As usinas nucleares são submetidas a dois processos de licenciamento: Licenciamento Ambiental, de competência do IBAMA e Licenciamento Nuclear, conduzido pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN).

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

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

e) Interpretação Técnica ICPC 12 – Mudanças em Passivos

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

A taxa de desconto atual para ajuste a valor presente é de 6,02 % ao ano, estabelecida para aplicação por todas as Empresas do Sistema Eletrobras.

f) Pronunciamento Técnico CPC 27 – Sobressalentes no Imobilizado

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

g) Empreendimento Angra 3

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

**Informação não revisada por auditoria independente*

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

O empreendimento Angra 3 sofreu alteração cronológica por eventos operacionais relacionados aos contratos de montagem eletromecânica e obras civis, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para 01 de janeiro de 2024, conforme aprovado pela Diretoria Executiva, nos termos da RDE 1368.018/17, de 22 de agosto de 2017.

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

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

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

Os aportes de capital por parte do parceiro devem ocorrer na forma de bens e serviços (construção civil, montagem eletromecânica e fornecimentos não contratados), a serem integralizados à medida de sua incorporação à obra.

A alternativa de criação de uma sociedade mantém ainda a necessidade de um sócio investidor que garanta a parcela de capital próprio remanescente para a ELETRONUCLEAR ser majoritária na mencionada sociedade, garantindo assim a operacionalização da mesma sem contestação de constitucionalidade, visto que a ELETRONUCLEAR é delegada pela União para operação e manutenção de usinas nucleares no Brasil.

g.1) Impactos da Investigação

Os relatórios finais da Investigação Independente, que foram aprovados pela Comissão Independente, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, todos da Eletrobras, incluem descobertas que determinaram registros em 30 de setembro de 2016, conforme permitido pelo CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

Conforme divulgado na nota explicativa 3.1.1, a Companhia registrou uma baixa de custos capitalizados no ativo imobilizado no total R\$ 141.313, e, adicionalmente, também

foi efetuada reversão das perdas por *impairment*, registrada anteriormente no ativo imobilizado, no valor de R\$ 141.313, de forma a não haver impacto no resultado líquido do período.

Nos termos da legislação do imposto de renda brasileiro, valores relativos a atos ilícitos não são dedutíveis e, por conseguinte, o ajuste não tem qualquer impacto no imposto de renda. Além disso, como as descobertas da Investigação Independente referem-se a ativos em construção, não há impacto nas despesas com depreciação.

A empresa não recuperou e não pode estimar neste momento os valores recuperáveis que foram potencialmente pagos em excesso. Se quaisquer valores atribuíveis à propina, licitação fraudulenta ou qualquer outro tipo de superfaturamento se tornarem recuperáveis, seu recebimento for praticamente certo ou se foram de fatos recebidos, serão reconhecidos em nossas demonstrações financeiras.

NOTA 15 – INTANGÍVEL

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

A movimentação do ativo intangível está assim constituída:

MOVIMENTAÇÃO DO INTANGÍVEL EM 2017 - R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO 31/12/2016	ADIÇÃO	TRANSF P/SERVIÇO	AMORTIZAÇÃO	AMORTIZAÇÃO CAPITALIZADA	OUTROS	SALDO 30/09/2017
Em curso	48.348	2.740	-	-	27	-	51.115
Em serviço - custo	102.198	-	-	-	-	-	102.198
Amortização	(85.400)	-	-	(5.737)	(27)	-	(91.164)
Total em serviço	16.798	-	-	(5.737)	(27)	-	11.034
TOTAL LÍQUIDO	65.146	2.740	-	(5.737)	-	-	62.149

NOTA 16 – FORNECEDORES

- a) O saldo de fornecedores está composto de contas a pagar a empresas que fornecem materiais para o estoque do almoxarifado da operação, concentrado de urânio e serviços para o estoque de combustível nuclear e, para aplicação direta no investimento e nas atividades estruturais da ELETRONUCLEAR.
- b) Também está composta nessa rubrica, a provisão do valor de R\$ 218.072 (R\$ 204.805, em 31 de dezembro de 2016), a ser pago à FURNAS. Essa provisão, entendida como devolução líquida à FURNAS de faturamento a maior, decorre do seguinte:
- 1) Diferença a favor de FURNAS entre as tarifas provisórias, que deram base ao faturamento da ELETRONUCLEAR de 2010, 2011 e 2012, e as tarifas definitivas recentemente, divulgadas pela Resolução Homologatória nº 1.585, de 13 de agosto de 2013, a crédito desta rubrica, no valor de R\$ 211.060;
 - 2) Complemento de faturamento realizado pela ELETRONUCLEAR no período de 2005 a 2012, a débito desta rubrica, referente às diferenças das perdas na transmissão no valor de R\$ 73.468;
 - 3) Atualização monetária de R\$ 43.599 e juros de R\$ 36.881 a crédito desta rubrica.
- c) A variação cambial destacada refere-se à atualização das faturas em moedas estrangeiras processadas desde seus registros até a data do balanço.

Abaixo, quadro com a composição da dívida com fornecedores:

FORNECEDORES EM 30/09/2017				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Variação cambial	Provisões	TOTAL
<u>Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	72.691	72.691
Fornecedores - nacional	375.988	-	114.684	490.672
Fornecedores - exterior	56.096	5.533	(4.568)	57.061
TOTAL CIRCULANTE	432.084	5.533	182.807	620.424
<u>Não Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	145.381	145.381
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	145.381	145.381
TOTAL EM 30/09/2017	432.084	5.533	328.188	765.805

FORNECEDORES EM 31/12/2016				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Varição cambial	Provisões	TOTAL
<u>Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	68.268	68.268
Fornecedores - nacional	486.187	-	164.064	650.251
Fornecedores - exterior	223.811	12.877	(6.572)	230.116
TOTAL CIRCULANTE	709.998	12.877	225.760	948.635
<u>Não Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	136.537	136.537
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	136.537	136.537
TOTAL EM 31/12/2016	709.998	12.877	362.297	1.085.172

NOTA 17 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos são:

Aplicações nas Usinas Angra 1 e Angra 2

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

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

Aplicações na Usina Angra 3

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

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

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

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

Em 28 de junho 2013, foi assinado o contrato nº 0410.351-27/2013 entre a ELETRONUCLEAR e a Caixa Econômica Federal - CEF (contrato principal), no montante de R\$ 3.800.000, para financiamento de parte dos empreendimentos de Angra 3, referente à importação de equipamentos e serviços. O prazo do contrato é de 25 anos, a partir da data de assinatura, com a taxa de juros de 6,5% a.a. De acordo com a cláusula 3ª – Liberação de Recursos, a realização fica condicionada ao prévio adimplemento de diversas condições estipuladas nesse contrato, dentre as quais consta a celebração do contrato de Garantia Fidejussória da União e do contrato em Contragarantia da ELETRONUCLEAR.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

O Subcrédito D deverá ser pago em 54 parcelas, após um prazo de carência de 6 meses, sendo corrigido pela Taxa Média Selic mais uma Sobretaxa Fixa, e, uma taxa de Juros de 2,52% (dois inteiros e cinquenta e dois centésimos por cento) ao ano.

Em 14.03.2017 a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-061/2017 de seu Conselho de Administração, anuiu, na qualidade de fiadora e principal pagadora, as condições de

renegociação no âmbito do Contrato de Financiamento nº 10.2.2032.1, celebrado entre a ELETRONUCLEAR e o BNDES.

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

Segundo os termos aprovados no Aditivo nº 5 ao contrato com o BNDES, a manutenção da suspensão do principal de 15.10.2018 até 15.01.2018 estava condicionada à comprovação ao BNDES do pronunciamento favorável do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE quanto à viabilidade da continuidade da implantação do projeto até a data de 15.09.2017, o que acabou não se concretizando, visto que tal assunto não foi pautado em reunião extraordinária do CNPE no período de Julho a Setembro de 2017.

Em 28.03.2017, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-068/2017 de seu Conselho de Administração, aprovou a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR no valor de R\$ 160 milhões, sob a do Contrato de Financiamento Nº ECF-3341, com recursos ordinários, tendo a finalidade de suportar a necessidade de contrapartidas em contratos internacionais de aquisição de equipamentos para o empreendimento Angra 3.

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

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

Outras Aplicações - PAE

Em 14.08.2017, a Eletrobras, por meio da RES-557/2017 de sua Diretoria Executiva, aprovou a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR no valor de R\$ 59 milhões, sob o Contrato de Financiamento Nº ECF-3347, com recursos ordinários, para financiar os custos para implantação do Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE/2017. A carência do principal se dará até 31.01.2018 e a amortização do mesmo será realizada em 10 (dez) parcelas mensais, iguais e sucessivas, a primeira vencendo no dia 28 do mês subsequente ao vencimento da carência do principal.

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

Reestruturação do Serviço da Dívida

Em 18.09.2017, a Eletrobras, por meio da Resolução nº RES-621/2017 de sua Diretoria Executiva, aprovou a suspensão da exigibilidade do principal, sem incorporação dos juros, dos contratos ECR-286/14 (RES-0627/14), ECF-3278/15 (RES-0653/15) e ECF-3284/16, durante o período de 1º de Setembro de 2017 a 31 de Janeiro de 2018. A retomada do pagamento do principal nos contratos listados se dará a partir de 28 de Fevereiro de 2018.

Em 29.09.2017, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-211/2017 de seu Conselho de Administração, deliberou favoravelmente à reestruturação do serviço da dívida prevista no âmbito da RES-621/2017.

a) Quadro dos financiamentos e empréstimos

DESCRIÇÃO	30/092017					31/12/2016				
	R\$ MIL				TX. EFETIVA	R\$ MIL				TX. EFETIVA
	JUROS	PRINCIPAL		TOTAL		JUROS	PRINCIPAL		TOTAL	
	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE				CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE			
ANGRAS 1 e 2:										
ELETOBRAS - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	1.825	37.008	275.922	314.755	5,00%	-	34.161	301.544	335.705	5,00%
ELETOBRAS - PSPE* - ECR 286 / ECF 3278	2.154	58.296	118.503	178.953	14,61%	2.435	91.613	118.499	212.547	17,00%
ELETOBRAS - PLR - ECF 3250	-	-	-	-	14,61%	206	-	-	206	17,00%
ELETOBRAS - INB - ECF 3284	1.636	88.667	22.166	112.469	17,63%	246	121.917	11.083	133.246	19,58%
ANGRA 3:										
ELETOBRAS - RGR- ECF 2878	2.724	19.808	574.442	596.974	5,00%	-	-	594.250	594.250	5,00%
ELETOBRAS - ECR 286	3.258	32.863	234.132	270.253	14,61%	456	49.292	234.135	283.883	17,00%
ELETOBRAS - ECF 3341	2.367	31.111	128.889	162.367	17,63%	-	-	-	-	-
BNDDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	11.231	92.136	3.526.902	3.630.269	8,72%	10.718	-	3.451.455	3.462.173	9,22%
BNDDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	19	4.319	12.236	16.574	11,92%	184	3.663	14.318	18.165	16,33%
BNDDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	211	3.779	14.771	18.761	12,04%	-	-	-	-	-
CEF - Nº 0410.351-27/13	13.695	20.399	3.139.985	3.174.079	6,70%	12.036	-	2.666.619	2.678.655	6,50%
TOTAL GERAL	39.120	388.386	8.047.948	8.475.454		26.281	300.646	7.391.903	7.718.830	

* É composto pelo empréstimo realizado em 2014 - R\$ 136.781 e em 2015 - R\$ 42.172, totalizando R\$ 178.953

b) Quadro das mutações dos financiamentos e empréstimos

MUTAÇÕES DOS FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS	EM R\$ MIL		
	MOEDA NACIONAL		TOTAL
	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	
Saldo em 31 de dezembro de 2016	326.927	7.391.903	7.718.830
Ingressos	-	518.000	518.000
Encargos - resultado	59.557	-	59.557
Encargos - investimento	413.432	15.659	429.091
Variação Monetária - resultado	608	30.717	31.325
Transferência para o não circulante	182.335	(182.335)	-
Incorporação de encargos ao principal	(274.004)	274.004	-
Pagamentos	(281.349)	-	(281.349)
Saldo em 30 de setembro de 2017	427.506	8.047.948	8.475.454

c) Dívida total com seus vencimentos programados

FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS POR VENCIMENTOS		
ANO	R\$ MIL	
	30/09/2017	31/12/2016
2017	74.310	326.927
2018	470.192	234.012
2019	387.370	317.735
2020	400.960	330.511
2021	369.297	342.556
2022	370.783	336.378
Após 2022	6.402.542	5.830.711
TOTAL	8.475.454	7.718.830

NOTA 18 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS - PASSIVO

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

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	R\$ MIL		R\$ MIL	
	30/09/2017	31/12/2016	30/09/2017	31/12/2016
	CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
I.R.P.J. Parcelamento	1.273	1.273	2.970	3.924
IRRF - Folha de pagamento	13.974	15.997	-	-
ISS sobre importação e outros	2.523	3.344	-	-
ICMS - DIFAL	6.499	6.779	-	-
COSIRF	5.549	3.807	-	-
INSS	11.438	12.427	-	-
IPTU Acordo Angra	4.384	4.384	10.960	14.249
PASEP e COFINS	22.250	18.470	-	-
PASEP e COFINS - Provisão	-	(14.499)	-	-
PASEP e COFINS - Diferidos	3.347	3.347	-	-
FGTS	2.496	4.179	-	-
CIDE s/serviços no exterior	757	8.265	-	-
Taxas de importação	1.644	9.795	-	-
Outros	21	2.335	-	-
TOTAL	76.155	79.903	13.930	18.173

A companhia constitui IRPJ e CSLL Diferidos sobre outros resultados abrangentes, ajustes relativos à adoção da Lei nº11.638, bem como sobre diferenças temporárias que, em setembro de 2017, geraram uma posição líquida ativa de IRPJ e CSLL Diferidos no montante total de R\$ 3.746.977 (R\$ 3.756.073 em 2016), contabilizados no Ativo Não Circulante. Todavia, em respeito ao estabelecido pelo CPC 32, foram registradas contas retificadoras, no mesmo montante, também no Ativo Não Circulante, de forma que o citado Ativo Diferido estivesse limitado ao montante do Passivo Diferido de IRPJ e CSLL.

DESCRIÇÃO	PASSIVO FISCAL DIFERIDO - R\$ MIL							
	30/09/2017				31/12/2016			
	PASSIVO NÃO CIRCULANTE				PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
	VALOR BASE	Contrib. Social	Imposto de Renda	TOTAL	VALOR BASE	Contrib. Social	Imposto de Renda	TOTAL
Ajuste a vr presente descomissionamento	444.490	40.004	111.123	151.127	507.346	45.661	126.837	172.498
Provisão para participações de empregados	(11)	(1)	(3)	(4)	(56.570)	(5.091)	(14.143)	(19.234)
Corr.monetária imobilizado 1995 a 1997	152.453	13.721	38.113	51.834	160.985	14.489	40.246	54.735
Imobilizado do descomissionamento-AVP	(20.036)	(1.803)	(5.009)	(6.812)	(25.012)	(2.251)	(6.253)	(8.504)
Imobilizado do descomissionamento-Custo	(35.767)	(3.219)	(8.942)	(12.161)	(25.528)	(2.298)	(6.382)	(8.680)
Outros ajustes CPC	(415.341)	(37.381)	(103.835)	(141.216)	(343.349)	(30.901)	(85.837)	(116.739)
Baixa despesas administrativas	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(65.825)	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(65.825)
Impairment	(9.655.067)	(868.956)	(2.413.767)	(3.282.723)	(8.949.393)	(805.445)	(2.237.348)	(3.042.794)
Contrato Oneroso	(825.981)	(74.338)	(206.495)	(280.834)	(1.350.241)	(121.522)	(337.560)	(459.082)
Ajuste CPC - Baixa de Angra 3	(689.197)	(62.028)	(172.299)	(234.327)	(689.197)	(62.028)	(172.299)	(234.327)
Transfer.de estoque para o Imobilizado	(137.694)	(12.392)	(34.424)	(46.816)	(116.405)	(10.476)	(29.101)	(39.578)
Receita financ.capitalizada no Imobilizado	(93.497)	(8.415)	(23.374)	(31.789)	(88.701)	(7.983)	(22.175)	(30.158)
Provisão para benefícios pós emprego	73.634	6.627	18.409	25.036	47.662	4.290	11.916	16.205
Provisão para devedores duvidosos	(108.055)	(9.725)	(27.014)	(36.739)	(101.924)	(9.173)	(25.481)	(34.654)
Provisão p/atualização depósitos judiciais	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para contingências judiciais	(249.450)	(22.451)	(62.363)	(84.813)	(179.058)	(16.115)	(44.765)	(60.880)
Provisão para desvalorização de títulos	(1.532)	(138)	(383)	(521)	(1.532)	(138)	(383)	(521)
Provisão para Plano de Incentivo - PSPE	(126.214)	(11.359)	(31.554)	(42.913)	(36.389)	(3.275)	(9.097)	(12.372)
D. Fin - Encargos de Dívidas Transf p/invest	940.720	84.665	235.180	319.845	511.628	46.047	127.907	173.954
D. Fin - Var. Monet. Dívidas Transf p/invest	79.590	7.163	19.898	27.061	48.265	4.344	12.066	16.410
Subtotal	(10.860.559)	(977.450)	(2.715.140)	(3.692.590)	(10.881.017)	(979.292)	(2.720.254)	(3.699.546)
Compensação com prejuízos fiscais de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-
SUBTOTAL	(10.860.559)	(977.450)	(2.715.140)	(3.692.590)	(10.881.017)	(979.292)	(2.720.254)	(3.699.546)
(-)Ativo Diferido	10.860.559	977.450	2.715.140	3.692.590	10.881.017	979.292	2.720.254	3.699.546
Outros resultados abrangentes	159.962	14.397	39.991	54.387	166.257	14.963	41.564	56.527
(-) Outros resultados abrangentes	(159.962)	(14.397)	(39.991)	(54.387)	(166.257)	(14.963)	(41.564)	(56.527)
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-

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

Em 15.02.2016, a Companhia recebeu a notificação de lançamento de Imposto sobre a Propriedade Predial e Territorial Urbana – IPTU, no valor total de R\$ 27.462 (principal de R\$ 15.484), pela Prefeitura Municipal de Angra dos Reis - PMAR, referente à inscrição imobiliária das áreas de sua propriedade na Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto CNAAA.

Os valores lançados em cobrança retroativa, para os exercícios de 2010 a 2015, referem-se a áreas adicionais de terreno, que foram acrescidas ao cadastro imobiliário em processo administrativo requerido pela própria administração da Companhia em 13.11.2015. Ocorre que, o Município, ao efetuar tais alterações em seu cadastro, efetuou também o lançamento retroativo das diferenças apuradas para os exercícios de 2010 a 2015, com a incidência de juros de mora (R\$ 8.134) e correção monetária (R\$ 3.844).

Em 16.03.2016, a Companhia requereu, junto à PMAR, o parcelamento para os lançamentos efetuados entre os exercícios de 2011 a 2015, no valor total de R\$ 21.921 (principal de R\$ 13.326) em 60 (sessenta) parcelas mensais.

O lançamento efetuado para o exercício de 2010, no valor total de R\$ 5.541 (principal de R\$ 2.158), foi impugnado por se entender que estão presentes os pressupostos para alegações de decadência da cobrança deste lançamento.

NOTA 19 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

OBRIGAÇÕES ESTIMADAS		
Composição	R\$ MIL	
	30/09/2017	31/12/2016
Provisão IR e CSLL sobre lucro real	3.438	-
Provisão de férias e gratificação de férias	51.174	47.449
Encargos sociais sobre provisão de férias	28.241	28.009
Provisão de 13º salário	19.361	44
TOTAL	102.214	75.502

NOTA 20 – ENCARGOS SETORIAIS

ENCARGOS SETORIAIS		
Composição	R\$ MIL	
	30/09/2017	31/12/2016
RGR	19.987	11.489
Taxa de fiscalização da Aneel	867	732
TOTAL	20.854	12.221

NOTA 21 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Em 30 de setembro de 2017 não ocorreram alterações na natureza e nas condições dos planos de benefícios à aposentadoria em relação ao descrito na Nota 21 das demonstrações financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

Os efeitos das adesões ao Plano de Aposentadoria Extraordinária, mencionado na nota 22, serão considerados no 4º trimestre 2017, quando da elaboração do laudo atuarial para o Exercício de 2017.

Os saldos dos benefícios de aposentadoria podem ser demonstrados como segue:

	30/09/2017	31/12/2016
Obrigações registradas no balanço patrimonial com		
Benefícios de planos de pensão	75.883	59.303
Benefícios de saúde pós-emprego	13.501	13.501
	89.384	72.804
(-) parcela classificada no passivo circulante	(3.012)	(2.853)
	86.372	69.951

	30/09/2017	30/09/2016
Receitas (despesas) reconhecidas na demonstração do resultado		
Benefícios de planos de pensão	(25.972)	(27.007)
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidas diretamente em outros resultados abrangentes	5.010	(1.730)
Ganhos (perdas) atuariais das dívidas contratadas reconhecidas diretamente em outros resultados abrangentes	1.284	2.743
Redução (aumento) no ativo nos outros resultados abrangentes		-
	6.294	1.013

Conforme descrito na Nota 21 das demonstrações financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2016, os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos, no período em que ocorrem em outros resultados abrangentes conforme orientação do CPC 33.

a) Movimentação das obrigações de benefícios de aposentadoria

O estudo atuarial, em consonância com o CPC 33, efetuado por atuário independente para a data base de 31 de dezembro de 2016, apresentou passivo de R\$ 72.804. O referido estudo atuarial será revisado em 31 de dezembro de 2017. A movimentação das obrigações dos benefícios de aposentadoria pode ser assim demonstrada:

Saldo em 31 de dezembro de 2016	72.804
Pagamentos	(3.098)
Valores reconhecidos no resultado	25.972
Perdas atuariais reconhecidas diretamente em outros resultados abrangentes	(6.294)
Saldo em 30 de setembro de 2017	89.384

NOTA 22 – PROVISÃO PARA PLANOS DE INCENTIVO DE DESLIGAMENTO

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

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

A ELETRONUCLEAR reconheceu, em 2017, a provisão de R\$ 108.266 e a baixa de provisão de R\$ 18.442 referentes ao incentivo e plano de saúde dos funcionários incentivados. Em 30 de setembro de 2017, o saldo da provisão é R\$ 126.213 (R\$ 36.389 em dezembro de 2016).

PLANOS DE INCENTIVO DE DESLIGAMENTO 2017 - R\$ MIL					
Descritivo	31/12/2016	30/09/2017			
		Provisão	Baixa	Transferência	Saldo
<u>Circulante</u>					
Incentivo - PAE	-	50.833	(8.450)	-	42.383
Plano Médico - PSPE	10.961	9.330	-	-	20.291
Plano Médico - PAE	-	6.380	(55)	(748)	5.577
Subtotal	10.961	66.543	(8.505)	(748)	68.251
<u>Não Circulante</u>					
Plano Médico - PSPE	25.428	16.203	(9.775)	-	31.856
Plano Médico - PAE	-	25.520	(162)	748	26.106
Subtotal	25.428	41.723	(9.937)	748	57.962
TOTAL	36.389	108.266	(18.442)	-	126.213

NOTA 23 – PROVISÕES PARA RISCOS

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

a) Composição

CONTINGÊNCIAS	R\$ MIL			
	30/09/2017		31/12/2016	
	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais
- TRABALHISTA				
Diferenças de remunerações	112.264	16.218	51.949	13.085
Planos Bresser, Collor, etc.	4.933	2.038	4.733	2.038
Outras	8.707	2.243	4.209	2.003
Atualização	33.684	-	31.103	-
	159.588	20.499	91.994	17.126
- TRIBUTÁRIA				
Tributos Federais/Estaduais	217	80	217	80
INSS	14.211	32.482	14.211	32.482
Atualização	27.174	-	25.988	-
	41.602	32.562	40.416	32.562
- CÍVEL				
Responsabilidade civil	1.632	73	1.657	80
Outros	961	10	418	71
Atualização	4.487	-	4.355	-
	7.080	83	6.430	151
- AMBIENTAL				
Contecioso ambiental	20.807	-	20.793	-
Atualização	6.452	-	6.185	-
	27.259	-	26.978	-
TOTAL	235.529	53.144	165.818	49.839

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

Em maio 2017, alguns processos trabalhistas com prognósticos de perda provável entraram em fase de liquidação/execução impactando o saldo de provisões registrado no montante de R\$ 57.000.

Os processos judiciais, avaliados como de perda possível, movidos contra a Companhia, e, portanto, não provisionados, montam R\$ 435.993 atualizados em 30 de setembro de 2017 (R\$ 402.249 em 31 de dezembro de 2016), sendo R\$ 304.366 de processos de natureza trabalhista (R\$ 279.734 em 31 de dezembro de 2016), R\$ 129.477 de ações tributárias (R\$ 121.771 em 31 de dezembro de 2016), R\$ 2.150 de ações cíveis (R\$ 744 em 31 de dezembro de 2016).

Dentre essas ações de causas possíveis, destaca-se:

- a) A ação de execução fiscal movida pelo Estado do Rio de Janeiro em 2009, cujo objeto é crédito de ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, supostamente incidente sobre importação de mercadorias, cujo processo de número 0003767-29.2009.8.19.0001 e garantia, montam R\$ 86.396, atualizados em R\$ 107.295.

Os processos de contingência ativa com expectativa de ganho provável para retorno de caixa à ELETRONUCLEAR referentes a processos tributários federais e outros de natureza cível, e não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentam o montante de R\$ 225.

Dentre as contingências ativas com expectativa de ganho possível, destacamos a liminar favorável a ABRAGET - Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas nos autos do Mandado de Segurança – MS nº 0150594-62.2016.8.19.0001 contra a cobrança de R\$ 41.756 referente à TFGE - Taxa de Controle, Monitoramento e Fiscalização Ambiental das Atividades de Geração, Transmissão ou Distribuição de Energia Elétrica de origem Hidráulica, Térmica e Termonuclear no Estado do Rio de Janeiro.

b) Movimentação

MOVIMENTAÇÃO DAS CONTIGÊNCIAS JUDICIAIS - R\$ MIL					
Composição	SALDO EM 31/12/2016	ATUALIZAÇÃO EM 30/09/2017	MOVIMENTAÇÃO		SALDO EM 30/09/2017
			BAIXAS	INCLUSÕES	
Trabalhistas	91.994	2.581	(3.023)	68.036	159.588
Tributárias	40.416	1.186	-	-	41.602
Cíveis	6.430	131	(25)	544	7.080
Ambiental	26.978	267	-	14	27.259
TOTAL	165.818	4.165	(3.048)	68.594	235.529

NOTA 24 – CONTRATO ONEROSO

A ELETRONUCLEAR apurou um Valor Presente Líquido (VPL) negativo em 30 de setembro de 2017, no valor de R\$ 10.481.047 para o empreendimento de Angra 3, determinando o saldo de provisão passiva adicional por contrato oneroso no valor de R\$ 825.981, além da provisão por *impairment*, conforme nota 14 c.3.

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

NOTA 25 – OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

a) Descomissionamento

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

a.1) Constituição do Passivo para descomissionamento

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

É premissa fundamental para a formação desse passivo para o descomissionamento, que o valor estimado para a sua realização deva ser atualizado ao longo da vida útil econômica das usinas, considerando os avanços tecnológicos, com o objetivo de alocar ao respectivo período de competência da operação, os custos a serem incorridos com a desativação técnico-operacional das usinas.

No exercício de 2013, 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\$ 2.089.513, sendo R\$ 938.175 para a Usina Angra 1 e R\$ 1.151.338 para a Usina Angra 2. O valor presente, correspondente, registrado no passivo é de R\$ 915.654. Tal estudo foi aprovado pela Diretoria Executiva, conforme RDE 1160.006/13, de 19.12.2013 e prevê atualização há cada cinco anos.

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

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

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

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

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

b.2) Para armazenagem inicial dos elementos combustíveis, usados até o final da década de 2070, quando se estima ocorrer o término da vida útil de Angra 3 e, portanto, da própria CNAEA, a estimativa está representada pelo valor de R\$ 610,127 milhões (base jul/2015), montante que será despendido para implantação da Instalação para Armazenamento dos Combustíveis Irrradiados (UFC) e respectivo sistema de movimentação dos elementos combustíveis das usinas para essa instalação, cujo projeto encontra-se em andamento e cujo comissionamento deverá ocorrer até 2020.

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

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

O saldo do passivo para descomissionamento a valor presente, incluídos os rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado em 30 de setembro 2017, é de R\$ 1.465.326 (R\$ 1.402.470, em 31 de dezembro de 2016).

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 6,02% 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\$ 62.856 (R\$ 62.526 em setembro de 2016).

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

DESCOMISSONAMENTO - R\$ MIL				
	30/09/2017			31/12/2016
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	938.175	(324.099)	614.076	587.735
ANGRA 2	1.151.338	(849.760)	301.578	288.641
TOTAL	2.089.513	(1.173.859)	915.654	876.376
REJEITOS DE BAIXA E MÉDIA ATIVIDADE E COMBUSTÍVEL NUCLEAR USADO - R\$ MIL				
	30/09/2017			31/12/2016
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	248.137	(42.935)	205.202	196.400
ANGRA 2	416.545	(72.075)	344.470	329.694
TOTAL	664.682	(115.010)	549.672	526.094
TOTAL DAS OBRIGAÇÕES PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS - R\$ MIL				
	30/09/2017			31/12/2016
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	1.186.312	(367.034)	819.278	784.135
ANGRA 2	1.567.883	(921.835)	646.048	618.335
TOTAL	2.754.195	(1.288.869)	1.465.326	1.402.470

NOTA 26 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Composição acionária

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

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

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

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

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

NOTA 27 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	R\$ MIL			
	Períodos de 3 meses findos em		Períodos de 9 meses findos em	
	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016
Suprimento de energia elétrica	811.176	726.414	2.396.138	2.177.265
Outros Serviços	-	-	-	-
Impostos sobre vendas	-	-	-	-
PASEP	(13.384)	(11.986)	(39.536)	(35.925)
COFINS	(61.650)	(55.207)	(182.107)	(165.472)
ISS	-	-	-	-
Outros	(380)	(389)	(1.143)	(1.186)
	735.762	658.832	2.173.352	1.974.682
Reserva global de reversão - RGR	(21.734)	(19.598)	(64.081)	(58.734)
TOTAL	714.028	639.234	2.109.271	1.915.948

- Suprimento de energia elétrica

O suprimento de energia elétrica das usinas nucleares Angra 1 e 2 de 10.299.710 MWh* (10.337.317 MWh * em 2016), corresponde a uma receita até o terceiro trimestre de 2017, de R\$ 2.396.138 (R\$ 2.177.265 em 2016).

a) Modalidade de comercialização

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

b) Apuração do PASEP e do COFINS

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

*Informação não revisada por auditoria independente

NOTA 28 – CUSTO OPERACIONAL

CUSTO OPERACIONAL				
DESCRITIVO	R\$ MIL			
	Períodos de 3 meses findos em		Períodos de 9 meses findos em	
	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016
Pessoal	116.551	116.941	333.504	303.913
Pessoal - Incentivo PSPE	-	-	-	108
Pessoal - Plano Médico PSPE	1.918	3.141	5.221	5.411
Pessoal - Incentivo de desligamento - PAE	2.634	-	2.634	-
Material	24.052	12.509	39.722	24.360
Serviços de terceiros	49.332	75.621	100.846	121.755
Depreciação e amortização	96.707	97.430	290.325	290.547
Encargos de uso da rede de transmissão	29.107	25.343	78.608	69.074
Combustível para produção de energia elétrica	92.422	82.747	297.242	275.782
Aluguéis	2.600	2.859	6.518	6.908
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE (a)	(9.952)	(2.000)	11.504	(6.804)
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE (b)	24.441	-	24.441	-
Outros	4.928	5.604	17.135	19.213
TOTAL	434.740	420.195	1.207.700	1.110.267

- a) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE** – conforme descrito na Nota 22.
- b) **Pessoal - Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE** – conforme descrito na Nota 22.

NOTA 29 – DESPESAS OPERACIONAIS

DESPESAS OPERACIONAIS				
DESCRITIVO	R\$ MIL			
	Períodos de 3 meses findos em		Períodos de 9 meses findos em	
	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016
Pessoal	31.603	28.889	103.933	80.010
Pessoal - Incentivo PSPE	-	-	-	40
Pessoal - Plano Médico PSPE	710	1.161	1.931	2.001
Pessoal - Incentivo de desligamento - PAE	5.349	-	5.349	-
Material	924	938	2.882	2.673
Serviços de terceiros	32.181	31.551	90.714	93.156
Depreciação e amortização	1.810	2.062	6.259	6.467
Aluguéis	5.946	5.616	19.857	15.877
Provisões para risco e benefício pós-emprego	18.704	2.512	95.683	38.736
Provisão p/créditos de liquidação duvidosa	2.329	1.197	6.131	2.266
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE (a)	5.734	(739)	4.254	(2.516)
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE (b)	(2.157)	-	49.625	-
Perdas Extraordinárias	-	141.313	-	141.313
" Impairment" de Angra 3 (c)	221.033	158.281	705.674	2.572.760
Contrato Oneroso de Angra 3 (d)	(39.619)	(299.594)	(524.260)	1.377.675
Outras provisões	(21.770)	289	(21.368)	1.019
Outras	10.927	10.071	38.599	47.890
TOTAL	273.704	83.547	585.263	4.379.367

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

NOTA 30 – RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO	R\$ MIL			
	Períodos de 3 meses findo em		Períodos de 9 meses findo em	
	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016
RECEITAS FINANCEIRAS				
Rendimento sobre títulos e valores mobiliários de curto prazo	2.022	1.036	4.735	1.919
Ganho sobre tít.e val. Mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 11)	(8.585)	-	19.132	-
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	9.074	16.228	21.372	34.919
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	402	85	1.264	1.732
Var. monetárias diversas	1.278	808	5.063	2.273
Outras receitas financeiras	5.025	5.246	14.285	7.059
	9.216	23.403	65.851	47.902
DESPESAS FINANCEIRAS				
Encargos s/ financiamentos - Eletrobras	(18.115)	(27.401)	(59.557)	(72.192)
Ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização de ativos	(21.259)	(21.196)	(62.856)	(62.526)
Perda sobre tít.e val. Mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 11)	-	12.288	-	(57.215)
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	(12.812)	(31.311)	(38.474)	(91.808)
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	32	(12.375)	(709)	(43.671)
Var. monetárias sobre dívidas com FURNAS	(434)	(2.583)	(4.000)	(11.802)
Var. monetárias diversas	-	-	(331)	-
Outras despesas financeiras	4.162	(483)	(3.778)	(7.110)
Outras despesas financeiras - diferença de tarifas Furnas	(3.147)	(2.890)	(9.266)	(8.401)
	(51.573)	(85.951)	(178.971)	(354.725)
TOTAL	(42.357)	(62.548)	(113.120)	(306.823)

NOTA 31 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL NO RESULTADO

A apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o resultado dos períodos findos em 2017 e 2016 segue demonstrada:

Os encargos financeiros e variações monetárias capitalizados em 2017 foram excluídos da base tributável.

IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES NO RESULTADO	R\$ MIL							
	Imposto de Renda		Contribuição Social		Imposto de Renda		Contribuição Social	
	Períodos de 3 meses findos em				Períodos de 9 meses findos em			
	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016
(Prejuízo) antes da contribuição social e imposto de renda	(36.773)	72.944	(36.773)	72.944	203.188	(3.880.509)	203.188	(3.880.509)
Adições								
Ajuste a valor presente - obrigação p/desmobilização	21.259	21.196	21.259	21.196	62.857	62.526	62.857	62.526
Provisões diversas	268	289	268	289	682	1.019	682	1.019
Provisão Impairment Angra 3	221.033	158.281	221.033	158.281	705.674	2.572.760	705.674	2.572.760
Provisão Contrato Oneroso	(39.620)	(299.594)	(39.620)	(299.594)	(524.260)	1.377.675	(524.260)	1.377.675
Achados da Investigação	-	141.313	-	141.313	-	141.313	-	141.313
Dotação à Fundação de Assist.Médica - permanente	7.885	10.935	7.885	10.935	25.605	30.456	25.605	30.456
Provisão atuarial benefício pós-emprego	8.657	9.002	8.657	9.002	25.972	27.007	25.972	27.007
Provisão para Devedores Duvidosos	2.491	1.208	2.491	1.208	6.348	2.327	6.348	2.327
Receita financeira Angra 3 transferida p/o imobilizado	4.770	1.467	4.770	1.467	4.796	11.029	4.796	11.029
Provisão para contingências	10.438	(6.490)	10.438	(6.490)	72.758	11.814	72.758	11.814
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	39.009	39.385	39.009	39.385	117.029	116.226	117.029	116.226
Provisão plano incentivo - PSPE	31.028	-	31.028	-	108.266	222	108.266	222
Provisão para PLR dos empregados	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	190	316	114	149	480	497	223	157
	307.408	77.308	307.332	77.141	606.207	4.354.871	605.950	4.354.531
Exclusões								
Reversão de provisão para devedores duvidosos	161	13	161	13	217	62	217	62
Reversão de provisão PSPE	9.378	2.739	9.378	2.739	18.442	9.543	18.442	9.543
Reversão de provisão para contingências	3.975	-	3.975	-	3.047	84	3.047	84
Reversão de provisão para PLR	46.245	15.116	46.245	15.116	56.560	23.252	56.560	23.252
Reversão outras provisões	4.582	2.687	4.582	2.687	4.582	8.060	4.582	8.060
Desp. Financ. - Enc. Dívidas - Transf. p/ investimento	142.570	-	142.570	-	429.091	-	429.091	-
Desp. Financ. - Var. Monet. - Transf. p/ investimento	9.453	-	9.453	-	31.325	-	31.325	-
	216.364	20.555	216.364	20.555	543.264	41.001	543.264	41.001
Lucro real / Base positiva da contribuição social antes das compensações	54.271	129.697	54.195	129.530	266.131	433.361	265.874	433.021
Compensação de prejuízos fiscais de períodos anteriores	16.281	38.909	16.259	38.859	79.839	130.008	79.762	129.906
Lucro real / Base positiva da contribuição social após compensações	37.990	90.788	37.937	90.671	186.292	303.353	186.112	303.115
Alíquotas dos tributos	15% + 10	15% + 10	9%	9%	15% + 10	15% + 10	9%	9%
Ajuste de exercícios anteriores								
Imposto de renda e contribuição social - efeito líquido no resultado do período	9.492	22.691	3.415	8.160	46.555	75.820	16.750	27.280

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

APLICAÇÕES FINANCEIRAS, ENCARGOS FINANCEIROS, VARIAÇÕES MONETÁRIAS E SUAS TRANSFERÊNCIAS				
DESCRIÇÃO	GERAÇÃO			
	R\$ MIL			
	Períodos de 3 meses findos em		Períodos de 9 meses findos em	
	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016
Rendimento das aplicações financeiras contabilizados no resultado	6.792	2.503	9.531	12.948
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(4.770)	(1.467)	(4.796)	(11.029)
Efeito na receita financeira	2.022	1.036	4.735	1.919
Encargos financeiros contabilizados no resultado	160.685	171.532	488.648	455.360
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(142.570)	(144.131)	(429.091)	(383.168)
Efeito na despesa financeira	18.115	27.401	59.557	72.192
Variações monetárias contabilizadas no resultado	9.452	-	31.325	-
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(9.452)	-	(31.325)	-
Efeito na despesa financeira	-	-	-	-
Efeito líquido no resultado	(16.093)	(26.365)	(54.822)	(70.273)

NOTA 33 - SALDO E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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

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

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

SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS - R\$ MIL													
SALDOS	30 DE SETEMBRO DE 2017											31/12/2016	
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletoacre	Celg	Ame	Ceal	Cepisa	Ceron	TOTAL	TOTAL
Ativo													
Concessionárias - Distribuidoras	-	-	-	-	-	642	-	4.474	2.363	2.074	2.148	11.701	17.914
Fundo descomissionamento	579.209	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	579.209	494.715
Outras contas a receber	33.622	6.879	27	-	24	-	-	-	-	-	-	40.552	39.839
Passivo													
Fornecedores	-	(1.203)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.203)	(1.160)
Fornecedores - Provisão	-	(1.986)	(1.437)	(631)	(1.068)	-	-	-	-	-	-	(5.122)	(2.494)
Devolução tarifa RH 1406/12	-	(218.072)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(218.072)	(204.805)
Financiamentos captados	(1.635.771)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.635.771)	(1.559.836)
Saldo Líquido	(1.022.940)	(214.382)	(1.410)	(631)	(1.044)	642	-	4.474	2.363	2.074	2.148	(1.228.706)	(1.215.827)
TRANSAÇÕES	30 DE SETEMBRO DE 2017											30/09/2016	
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletoacre	Celg	Ame	Ceal	Cepisa	Ceron	TOTAL	TOTAL
Receita													
Venda de energia	-	-	-	-	-	5.776	8.431	40.270	21.267	18.668	19.335	113.747	161.220
Juros e multa	-	-	-	-	-	17	-	-	-	-	-	17	-
Variação monetária	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do fundo financeiro	19.132	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.132	-
Despesa													
Variação monetária - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(4.000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.000)	(11.802)
Despesa com Juros - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(9.267)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.267)	(8.401)
Encargos uso da rede elétrica	-	(10.477)	(7.757)	(5.209)	(6.187)	-	-	-	-	-	-	(29.630)	(20.733)
Encargos financeiros	(59.557)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(59.557)	(72.192)
Despesas reembolsáveis	1.893	(457)	-	-	(1.205)	-	-	-	-	-	-	231	(2.147)
Remuneração do fundo financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(57.215)
Saldo Líquido	(38.532)	(24.201)	(7.757)	(5.209)	(7.392)	5.793	8.431	40.270	21.267	18.668	19.335	30.673	(11.270)

- **Concessionárias e Permissionárias:** corresponde a valores a receber referentes a faturamento vinculado à Receita Anual Permitida. A tarifa praticada nessas transações entre partes relacionadas é definida em resoluções da ANEEL. (Nota 6).
- **Fundo de descomissionamento:** o fundo de descomissionamento de usinas nucleares se refere à obrigação para desmobilização dos ativos das usinas nucleares, para fazer face aos custos a serem incorridos ao final da vida útil econômica das mesmas (Notas 11 e 25).
- **Fornecedores:** refere-se a valores a pagar vinculado, principalmente a Uso de Rede de Transmissão.

- **Devolução de Tarifa RH 1.406/12:** diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa faturada pela ELETRONUCLEAR e a tarifa de referência a ser repassado para Furnas. (Parágrafo 4º do art. 12, da Lei 12.111/2009 e no art. 2º da Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.406, de 21/12/2012).
- **Financiamentos captados:** a empresa possui contratos de financiamentos e empréstimos firmados com a Eletrobras. O detalhamento das operações e taxas de juros são apresentadas na Nota 17.
- **Despesas reembolsáveis:** custo e despesa referentes principalmente à cessão e requisição de funcionários entre companhias.
- **Encargos Financeiros:** encargos financeiros líquidos apropriados no resultado. Os encargos financeiros dos financiamentos de Angra 3, no montante de R\$ 20.299, estão capitalizados no imobilizado.

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

NOTA 34 - TAXAS REGULAMENTARES

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

TAXAS REGULAMENTARES	R\$ MIL			
	Períodos de 3 meses findos		Períodos de 9 meses findos	
	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016
Reserva Global de Reversão - RGR classificada como retificadora da receita operacional	21.734	19.598	64.081	58.734
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema - ONS classificada como retificadora da receita operacional	28	24	77	68
Contribuição a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE classificada como retificadora da receita operacional	352	365	1.066	1.118
Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica - TFSEE classificada como despesa operacional - outras	2.601	2.195	7.803	6.584
TOTAL	24.715	22.182	73.027	66.504

NOTA 35 – SEGUROS

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

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

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

O montante global segurado, em 30 de setembro de 2017, é de R\$ 10.337.121 e está assim distribuído:

SEGUROS EM 30 DE SETEMBRO DE 2017			
SEGUROS - RAMOS	MOEDA - R\$ MIL		
	VIGÊNCIA	VALOR SEGUADO	PRÊMIO EQUIVALENTE
Riscos nucleares	30/10/2017	4.076.266	15.852
- Danos materiais		3.168.000	11.735
- Responsabilidade civil		908.266	4.117
Riscos de Engenharia	26/08/2017	6.203.299	10.870
- Construção		2.664.908	4.667
- Responsabilidade civil		30.000	267
- Armazenamento de equipamentos		3.508.391	5.936
Diversos	Diversas	57.556	521
TOTAL		10.337.121	27.243

NOTA 36 - REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES E EMPREGADOS

A maior e a menor remuneração paga a empregados, tomando-se por base o mês de setembro de 2017, foram de R\$ 53 e R\$ 3 (R\$ 49 e R\$ 3, em setembro de 2016), respectivamente, de acordo com a política salarial praticada pela ELETRONUCLEAR. O maior honorário atribuído a dirigentes, tomando-se por base o mês de setembro de 2017, corresponde a R\$ 40 (R\$ 40 em setembro de 2016).

Nos períodos findos em setembro de 2017 e de 2016, a Companhia realizou gastos com remuneração, encargos sociais e benefícios da alta administração, conforme apresentado a seguir:

NATUREZA	R\$ MIL*			
	Períodos de 3 meses findos em		Períodos de 9 meses findos em	
	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016
Remuneração dos Diretores e Conselheiros **	780	967	1.548	2.527
Encargos Sociais	217	266	430	699
Benefícios	74	45	122	132
TOTAL	1.071	1.278	2.100	3.358

* Informação não revisada por auditoria independente

** Inclui o chefe da Auditoria Interna, vinculado ao Conselho de Administração

NOTA 37 – COMPROMISSOS

Além das obrigações registradas no presente balanço, a Companhia possuiu outros compromissos contratados até a data do balanço, mas ainda não incorridos, e cujas realizações ocorrerão nos próximos exercícios, portanto sem registros patrimoniais em 30 de setembro de 2017. Trata-se de contratos e termos de compromissos referentes: à venda de energia elétrica; à aquisição de matéria-prima - combustível nuclear - para produção de energia elétrica; aos compromissos socioambientais vinculados ao empreendimento Angra 3 e à aquisição de bens e serviços para substituições em seu ativo imobilizado, a saber:

37.1 – Venda de energia elétrica

Com a regulamentação da ANEEL para o dispositivo do art.11, da Lei 12.111/2009 e mediante a edição da Resolução Normativa nº 530, em 21 de dezembro de 2012, toda a receita decorrente da geração das usinas Angra 1 e 2 será rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com as cotas-partes estabelecidas pela ANEEL para o período de 2013 a 2022, conforme Resoluções Homologatórias 1.407/2012, 1.663/2013, 1.830/2014, 2.011/2015 e 2.179/2016.

A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.193/2016, estabeleceu a receita fixa de R\$ 3.087.989 para o ano de 2017, relativa às Centrais de Geração Angra 1 e 2.

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

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

CONCESSIONÁRIA	R\$ MIL				
	2017	2018 / 2019	2020	2021	2022
AME - Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	13.284	106.273	55.053	56.235	57.634
AMPLA - Ampla Energia e Serviços S.A.	21.995	175.961	90.713	91.593	90.509
BANDEIRANTE - EDP São Paulo Distribuição de Energia S. A.	22.921	183.370	87.393	84.858	82.193
BOA VISTA - Boa Vista Energia S.A.	-	-	7.732	8.115	9.332
CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá	2.124	16.988	9.156	9.412	10.042
CEAL - Companhia Energética de Alagoas	7.015	56.124	29.984	30.188	30.275
CEB-DIS - Ceb Distribuição S.A.	13.643	109.141	55.454	54.654	55.905
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	19.144	153.149	71.438	69.566	66.253
CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.	39.496	315.967	157.077	158.982	153.451
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	24.810	198.479	105.109	107.965	111.038
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A.	15.718	125.744	68.405	70.150	75.301
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	24.802	198.415	97.775	99.992	100.687
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	11.438	91.500	49.602	51.693	54.756
CEMIG-D - Cemig Distribuição S.A.	60.312	482.499	243.170	238.495	240.375
CEPISA - Companhia Energética do Piauí	6.158	49.267	26.683	27.980	29.910
CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	6.378	51.025	26.961	26.727	26.998
CERR - Companhia Energética de Roraima	-	-	837	1.010	1.081
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício*	220	1.762	-	-	1.068
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	36.688	293.504	143.156	146.238	156.351
COELCE - Companhia Energética do Ceará	21.055	168.443	88.551	91.022	93.826
COPEL-DIS - Copel Distribuição S.A.	57.255	458.038	221.860	225.235	219.043
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	10.132	81.052	41.358	42.077	42.741
CPFL JAGUARI - Companhia Jaguari de Energia	1.067	8.537	4.505	4.493	4.302
CPFL LESTE PAULISTA - Companhia Leste Paulista de Energia	656	5.248	2.634	2.603	2.600
CPFL MOCOCA - Companhia Luz e Força de Mococa	505	4.042	1.890	1.853	1.859
CPFL PAULISTA - Companhia Paulista de Força e Luz	50.816	406.528	204.641	200.259	197.412
CPFL PIRATININGA - Companhia Piratininga de Força e Luz	22.276	178.210	85.818	84.317	81.325
CPFL SANTA CRUZ - Companhia Luz e Força Santa Cruz	2.155	17.241	9.561	9.557	9.372
CPFL SUL PAULISTA - Companhia Sul Paulista de Energia	891	7.128	3.412	3.520	3.557
DMED - DME Distribuição S.A.	965	7.722	3.835	3.659	3.313
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	29.571	236.567	118.029	115.834	110.553
ELETROACRE - Companhia de Eletricidade do Acre	1.905	15.242	7.637	8.109	8.616
ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	91.440	731.519	346.124	331.968	323.692
ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria S.A	243	1.944	-	-	5.030
ENERGISA BO - Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S. A.	1.551	12.410	6.216	6.188	5.571
ENERGISA BR - Energisa Sul - Sudeste Distribuidora de Energia S. A.	1.648	13.188	6.361	6.568	6.263
ENERGISA MG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S. A.	2.675	21.400	10.814	10.996	11.040
ENERGISA MT - Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	13.440	107.518	58.539	62.050	64.097
ENERGISA NA - Energisa Sul - Sudeste Distribuidora de Energia S. A.	1.293	10.344	5.274	5.305	5.376
ENERGISA PB - Energia Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	8.302	66.420	33.523	33.900	33.881
ENERGISA SE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S. A.	6.169	49.349	23.450	23.703	26.023
ENERGISA SUL-SUDESTE - Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A.	2.546	20.366	10.085	9.985	9.845
ENERGISA TO - Energia Tocantis - Distribuidora de Energia S. A.	3.795	30.360	16.882	17.951	19.593
ENERGISA VP - Energisa Sul - Sudeste Distribuidora de Energia S. A.	1.985	15.881	7.742	7.819	7.532
ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	9.227	73.813	38.890	40.848	40.283
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	14.715	117.722	61.423	63.174	63.869
FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda*	104	836	-	-	463
IENERGIA - Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	532	4.252	1.831	1.884	1.841
LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S.A.	48.637	389.095	192.518	193.774	189.692
MUXENERGIA - MUXFELDT Marin & Cia. S.A.	-	-	-	-	596
RGE - Rio Grande Energia S.A.	18.370	146.961	73.445	72.663	72.478
RGE SUL - RGE Sul Distribuidora de Energia S. A.	19.767	159.401	75.443	72.821	68.569
UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda*	162	32	-	-	577
TOTAL	771.997	6.175.978	3.087.989	3.087.989	3.087.989

Compromisso de venda de energia para o período de 2017 a 2022, atualizado de acordo com as REHs 1.830/14, 2.011/15, 2.179/16 e 2.193/16.

* Distribuidoras integradas ao SIN em agosto de 2017.

37.2 – Combustível nuclear

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

COMBUSTÍVEL NUCLEAR - REALIZAÇÃO	
ANO	R\$ MIL
2017	116.613
2018	247.598
2019	11.747
2020	85.190
2021	119.381
2022	-
2023	63.795
2024	-
Após 2024	8.561.891
TOTAL	9.206.215

**Informação não revisada por auditoria independente*

37.3 – Compromissos socioambientais

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

COMPROMISSOS SOCIOAMBIENTAIS - REALIZAÇÃO	
ANO	R\$ MIL
2017	5.490
2018	7.168
2019	49.919
2020	50.190
2021	49.170
2022	47.323
2023	44.226
2024	46.277
TOTAL	299.763

**Informação não revisada por auditoria independente*

37.4 – Aquisições de bens e serviços

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

BENS E SERVIÇOS - REALIZAÇÃO	
ANO	R\$ MIL
2017	746.692
2018	2.205.788
2019	484.166
2020	144.192
2021	2.138
TOTAL	3.582.976

**Informação não revisada por auditoria independente*

38 – EVENTOS SUBSEQUENTES

A distribuidora Cia Eletricidade do Amapá - CEA liquidou o principal de sua dívida e os encargos por atraso, calculados pela CCEE, no dia 17/10/17, totalizando o montante de R\$ 13.153.

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

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

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