

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS RELATIVAS AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2019

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

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

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

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

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

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

**Informação não revisada pelo auditor 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 2026, bem como os montantes de energia a serem alocadas às distribuidoras do SIN, através das Resoluções Homologatórias:

- 1.407/2012 de 21 de dezembro de 2012 (cotas-partes de 2013 a 2018)
- 1.663/2013 de 03 de dezembro de 2013 (cotas-partes de 2019)
- 1.830/2014 de 25 de novembro de 2014 (cotas-partes de 2020)
- 2.011/2015 de 15 de dezembro de 2015 (cotas-partes de 2021)
- 2.179/2016 de 29 de novembro de 2016 (cotas-partes de 2022)
- 2.354/2017 de 05 de dezembro de 2017 (cotas-partes de 2023)
- 2.499/2018 de 18 de dezembro de 2018 (cotas-partes de 2024 a 2026)

A Companhia apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 632.618 em 31 de Março de 2019 (R\$ 684.365, negativo, em 31 de Dezembro de 2018).

NOTA 2 – PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

a) Base de preparação

As demonstrações financeiras estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP) emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, referenciadas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

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

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

As presentes demonstrações financeiras foram aprovadas pela Diretoria Executiva em 15 de maio de 2019.

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e, também, o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras, estão divulgadas na Nota 3.1. das demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, divulgadas no jornal Valor Econômico, no dia 17 de abril de 2019 e no website da Companhia. Não houve alteração significativa em relação a essas premissas e estimativas ao longo do período findo em 31 de março de 2019, exceto pelos efeitos da adoção da nova norma contábil IFRS 16/CPC 06 – Leases (Arrendamentos) em 1º de janeiro de 2019 divulgado na Nota 3 .

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

- Transações em moeda estrangeira

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

As taxas utilizadas na conversão da moeda estrangeira para a moeda funcional da Companhia estão apresentadas abaixo:

Moeda	Nome	País	Taxa Final		Taxa Média	
			31/03/2019	31/12/2018	1º Trim./19	1º Trim./18
USD	Dólar Americano	Estados Unidos	3,8967	3,8748	3,7684	3,2433
EUR	Euro	União Europeia	4,3760	4,4390	4,2802	3,9866

- Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

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

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 2018, divulgadas no jornal Valor Econômico, no dia 17 de abril de 2019 e no website da Companhia, exceto pela adoção da nova norma de arrendamentos (IFRS 16/CPC 06), conforme descrito a seguir.

IFRS 16/CPC 06 – Leases (Arrendamentos)

O CPC 06(R2) / IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. A norma supracitada distingue contratos de arrendamento e contratos de serviços considerando se um ativo identificado é controlado por um cliente.

O CPC 06(R2) / IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

A Companhia atua como arrendatária e reconhecerá novos ativos e passivos para seus arrendamentos operacionais. A natureza das despesas relacionadas àqueles arrendamentos mudará porque a Companhia reconhecerá um custo de depreciação de ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento.

A Companhia anteriormente reconhecia uma despesa linear de arrendamento operacional durante o prazo do arrendamento, e reconhecia ativos e passivos na medida em que havia uma diferença temporal entre os pagamentos efetivos de arrendamentos e as despesas reconhecidas.

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

SALDOS LÍQUIDOS	01/01/2019	31/03/2019
ATIVO - IFRS 16 - DIREITO DE USO IMOVEIS	35.369	32.738
ATIVO - IFRS 16 - DIREITO DE USO VEICULOS	-	35.376
TOTAL DIREITO DE USO	35.369	68.114
PASSIVO - IFRS 16 - ARRENDAMENTO MERCANTIL A PAGAR	- 35.369	- 68.973
TOTAL PASSIVO DE ARRENDAMENTO	- 35.369	- 68.973
SALDO LÍQUIDO	-	859

3.1- Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos

3.1.1 – Operação Lava Jato

Em 2015, em resposta às investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras e das Sociedades de Propósito Específico - SPE nas quais detêm participações acionárias minoritárias, foi contratado o escritório de advocacia norte-americano *Hogan Lovells US LLP* para proceder investigação independente de acordo com os princípios adotados pela *Securities and Exchange Commission - SEC* e pelo *Department of Justice*, respectivamente a comissão de valores mobiliários e o Departamento de Justiça dos Estados Unidos da América - USDOJ.

Como resultado da investigação independente a Eletrobras realizou os ajustes contábeis conforme apresentado nas Demonstrações Financeiras anuais de 2016.

Entretanto, as investigações oficiais da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas pelo Ministério Público Federal, podendo levar um tempo considerável para concluir todos os procedimentos de apuração e divulgação dos fatos. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro, o que poderá levar a Eletrobras a reconhecer ajustes adicionais nas suas demonstrações financeiras.

Em abril de 2018 foram apresentados ao Conselho de Administração da Eletrobras os resultados dos procedimentos da 2ª fase da investigação independente realizada pelo escritório internacional *Hogan Lovells US LLP* encerrando, na data de 30 de abril de 2018, as atividades de investigação objeto dos serviços contratados em relação à Companhia, suas controladas e empreendimentos dos quais participam. Na mesma data se encerraram, também, os serviços prestados pelos membros da Comissão Independente de Gestão de Investigação.

Em agosto de 2018, a *Hogan Lovells US LLP*, informou que o USDOJ declinou em processar a Eletrobras por questões envolvendo a lei anticorrupção norte-americana (*Foreign Corrupt Practices Act – FCPA*). O USDOJ não estabeleceu qualquer contingência ou condição e não determinará a indicação de um monitor. Assim, não há quaisquer questões pendentes de resolução perante o USDOJ.

Contudo, o contrato com o escritório internacional ainda permanece vigente, exclusivamente para o acompanhamento e viabilização de resolução perante à SEC.

Não houve alterações ou novos fatos em relação a esse tema ao longo do período findo em 31 de março de 2019.

NOTA 4 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCO

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

DESCRITIVO	Mensuração	31/03/2019	31/12/2018
		Valor Contábil	Valor Contábil
Ativos financeiros mensurados pelo Custo Amortizado			
Caixa e equivalentes de caixa	Custo Amortizado	8.674	3.805
Clientes	Custo Amortizado	363.814	375.553
Depósitos Judiciais	Custo Amortizado	87.408	98.484
Ativos financeiros mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado			
Títulos e Valores Mobiliários	Valor Justo	1.062.023	982.992
Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado			
Fornecedores	Custo Amortizado	1.055.572	1.171.113
Financiamentos e empréstimos	Custo Amortizado	8.511.369	8.566.790

4.1 - Fatores de risco

O Conselho de Administração da Companhia - CA tem a responsabilidade global para o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. A Auditoria Interna e a Superintendência de Governança, Gestão de Riscos e Conformidade são responsáveis pelo desenvolvimento e acompanhamento das políticas de gerenciamento de risco da Companhia. O reporte de suas atividades é feito regularmente ao Conselho de Administração.

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a ELETRONUCLEAR está exposta, para definir limites de

riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A ELETRONUCLEAR, através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle, no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

A Companhia possui exposição aos seguintes riscos:

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

a) Riscos de mercado

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

a.1) Risco de taxa de câmbio

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

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

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

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FUNDO FINANCEIRO - 31 de Março de 2019						
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	CENÁRIO I		CENÁRIO II (- 25%)	
			CÂMBIO PROVÁVEL 2019	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO CENÁRIO II	PERDA ESTIMADA
Dólar Americano	16	62	3,7900	(0)	2,8425	(17)
TOTAL		62		(0)		(17)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR - 31 de Março de 2019									
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	SALDO EM 31/03/2019	CENÁRIO I			CENÁRIO II (+ 25%)		
				CÂMBIO PROVÁVEL 2019	SALDO PROVÁVEL R\$ MIL	GANHO ESTIMADO	CÂMBIO CENÁRIO II	SALDO PROVÁVEL R\$ mil	PERDA ESTIMADA
Euro	(43.540)	(142.395)	(190.402)	4,3500	(189.271)	1.131	5,4375	(236.589)	(46.187)
Dólar Americano	(2.408)	(8.586)	(9.383)	3,7900	(9.126)	257	4,7375	(11.408)	(2.025)
TOTAL		(150.981)	(199.785)		(198.397)	1.388		(247.997)	(48.212)

a.2) Risco de juros

A Administração da ELETRONUCLEAR entende que a exposição a risco de juros não é significativa, visto que o maior montante dos empréstimos e financiamentos contratados estão indexados à Unidade de Referência Fiscal - UFIR e Taxa de Juros de Longo - TJLP ou não possuem qualquer indexador, como é o caso do contrato de financiamento com a CAIXA ECONÔMICA FEDERAL - CEF, que possui taxa de juros fixa ao longo do contrato; enquanto os demais contratos, firmados com a Eletrobras, estão indexados à taxa *DI-Over*. Além disso, todos os recursos são captados em moeda nacional, o que reduz a exposição cambial.

A UFIR não sofreu qualquer variação no período, visto que foi extinta em 2000 e está congelada desde então. A TJLP, que é fixada pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) trimestralmente, subiu para 7,03% a.a. para o primeiro trimestre de 2019. O impacto para a ELETRONUCLEAR proveniente de mudanças da TJLP é suavizado pelo fato do contrato de financiamento com o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES prever que qualquer valor da TJLP que exceda o patamar de 6,00% a.a. é capitalizado ao saldo devedor. Além da taxa referente à TJLP, o contrato com o BNDES prevê o pagamento de um spread fixo de 1,72% a.a.

Aproximadamente 9,8% do montante dos empréstimos e financiamentos contratados pela ELETRONUCLEAR estão indexados à taxa *DI-Over*, apurada pela CETIP, que registrou variação negativa de 0,9% durante o primeiro trimestre de 2019 (6,41%) quando

comparado com o último trimestre de 2018 (6,47%), refletindo a trajetória de estabilização dos juros básicos da economia brasileira (Taxa Selic). As taxas utilizadas nos contratos de financiamento junto à Eletrobras compreende a taxa acumulada dos últimos 12 meses e não a taxa *Di-Over* pura do mês. Dessa forma, mesmo não tendo ocorrido alteração na taxa *DI-Over* no trimestre, a taxa utilizada pela Eletrobras sofre o impacto de qualquer alteração ocorrida nas taxas DI ao longo desse período de 12 meses. Como a Taxa Selic foi mantida sem alterações (6,50% a.a) ao longo dos últimos 12 meses pelo Comitê de Política Monetária - COPOM, do Banco Central do Brasil – BCB, a taxa *DI -Over* acaba acompanhando essa tendência. Os prazos de vencimento dos contratos indexados à esta taxa são mais curtos que os demais contratos de financiamento da Companhia. Além disso, apenas 0,3% da dívida total contratada está indexada à SELIC. Outra pequena fração de aproximadamente 0,4% do total da dívida da ELETRONUCLEAR está indexada ao IPCA.

Segue abaixo a exposição total do risco de juros:

EXPOSIÇÃO A RISCO DE JUROS							
FINANCIAMENTO E EMPRÉSTIMOS	Moeda	Indexador	Taxa Efetiva	31/03/2019		31/12/2018	
				Principal	Juros *	Principal	Juros *
ANGRAS 1 e 2:							
ELETOBRAS - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	R\$	UFIR	5,00%	258.841	69.830	267.381	74.450
ELETOBRAS - PSPE - ECF 3278	R\$	Taxa DI-Over	7,75%	39.157	13.422	39.157	12.221
ELETOBRAS - PSPE - ECR 286	R\$	Taxa DI-Over	7,75%	124.738	32.526	124.738	28.922
ELETOBRAS - INB - ECF 3284	R\$	Taxa DI-Over	11,98%	104.157	50.406	104.157	46.292
ELETOBRAS - PAE - ECF 3347	R\$	IPCA	7,83%	30.756	1.281	30.756	640
ELETOBRAS - CAPITAL DE GIRO - ECF 3367	R\$	Taxa DI-Over	8,59%	120.000	7.827	120.000	6.925
ELETOBRAS - CAPITAL DE GIRO - ECF 3370	R\$	Taxa DI-Over	8,59%	50.000	3.261	50.000	4.028
ANGRA 3:							
ELETOBRAS - RGR - ECF 2878	R\$	UFIR	5,00%	559.585	291.101	567.013	298.863
ELETOBRAS - ECR 286	R\$	Taxa DI-Over	7,75%	246.456	64.278	246.456	57.155
ELETOBRAS - ECF 3341	R\$	Taxa DI-Over	11,98%	152.195	73.654	152.195	67.599
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	R\$	TJLP	7,72%	3.530.107	2.802.616	3.546.469	2.805.668
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	R\$	SELIC	9,08%	11.092	374	12.096	449
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	R\$	SELIC	9,20%	13.991	656	14.899	751
CEF - Nº 0410.351-27/13	R\$	Sem indexador	6,50%	3.270.294	2.458.608	3.291.473	2.511.740
TOTAL				8.511.369	5.869.840	8.566.790	5.915.703

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

b) Risco de crédito

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

A ELETRONUCLEAR, conforme descrito na Nota 1, tem a totalidade da sua geração de energia elétrica, a partir de janeiro de 2013, comercializada através da Câmara de

Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN.

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

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

Até o quarto trimestre de 2018, houve o registro de inadimplência por parte de uma distribuidora, no montante de R\$ 11.377, a qual foi regularizada no primeiro trimestre de 2019, sem perdas para a Companhia. Não houve inadimplência no período findo em 31 de março de 2019.

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

PRINCIPAIS CONTAS SUJEITAS A RISCO DE CRÉDITO		
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 31/03/2019	SALDO EM 31/12/2018
Caixa e equivalentes de Caixa	8.674	3.805
Clientes - Venda de Energia	363.814	375.553
Titulos e Valores Mobiliários	1.062.023	982.992
TOTAL	1.434.511	1.362.350

CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA 2019		
	COMPOSIÇÃO	SALDO
1	Caixa	-
2	Banco	8.621
3	Fundo Fixo	53
	TOTAL	8.674

CLIENTES 2019					
	CONCESSIONÁRIAS	FATURAMENTO	PARCELA VARIÁVEL	TOTAL	ATRASO EM DIAS
1	AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	6.180	237	6.416	-
2	AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S. A.	10.364	397	10.761	-
3	CEB DISTRIBUIÇÃO S. A.	6.361	244	6.605	-
4	CELESC DISTRIBUIÇÃO S. A.	17.744	679	18.423	-
5	CELG DISTRIBUIÇÃO S. A.	11.816	452	12.268	-
6	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S. A.	27.033	1.035	28.069	-
7	CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S. A.	2.982	114	3.096	-
8	CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ	7.196	276	7.471	-
9	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	896	34	930	-
10	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	1.005	38	1.043	-
11	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	15.996	613	16.609	-
12	COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS	3.402	130	3.533	-
13	COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	11.021	422	11.443	-
14	COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	9.880	378	10.259	-
15	COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	5.423	208	5.631	-
16	COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ	2.966	114	3.080	-
17	COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	4.705	180	4.885	-
18	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	8.255	316	8.571	-
19	COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	113	4	118	-
20	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	2.532	97	2.629	-
21	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	23.721	908	24.630	-
22	COMPANHIA PIRATINGA DE FORÇA E LUZ	9.950	381	10.331	-
23	COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A.	25.094	961	26.055	-
24	DME DISTRIBUIÇÃO S. A.	431	17	447	-
25	EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	6.626	254	6.880	-
26	EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	10.155	389	10.543	-
27	ELEKTRO REDES S. A.	13.374	512	13.886	-
28	ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.	40.930	1.567	42.497	-
29	EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S. A.	339	13	352	-
30	ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	718	27	745	-
31	ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	6.525	250	6.775	-
32	ENERGISA MATO GROSSO DO SUL S. A.	4.419	169	4.588	-
33	ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	1.219	47	1.266	-
34	ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	3.778	145	3.923	-
35	ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	2.701	103	2.805	-
36	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	3.692	141	3.833	-
37	ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	1.840	70	1.911	-
38	FORÇA E LUZ CORONEL VIDUA LTDA.	52	2	54	-
39	IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.	217	8	226	-
40	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S. A.	22.018	843	22.861	-
41	MUXFELDT, MARIN & CIA. LTDA.	60	2	62	-
42	NOVA PALMA ENERGIA LTDA.	76	3	79	-
43	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	16.588	637	17.225	-
	TOTAL	350.395	13.420	363.814	

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 0,67 (0,63 em 31 de Dezembro de 2018) e

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

A administração da ELETRONUCLEAR entende que os riscos de liquidez corrente estão administrados. O índice de liquidez geral está afetado pelos financiamentos das obras da Usina Angra 3, cuja entrada em operação, aprovado internamente até a data base de 31.12.2018, previa-se seu início de receita para 01 de janeiro de 2026 (Vide nota 14 g – Empreendimento Angra 3).

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

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 2018 (i)				
- Empréstimos	1.174.183	976.439	2.708.367	9.587.372
- Fornecedores (iii)	1.007.018	164.095	-	-
TOTAL	2.181.201	1.140.534	2.708.367	9.587.372
Em 31 de março de 2019 (i)				
- Empréstimos	838.896	1.024.973	2.777.454	9.799.948
- Fornecedores (iii)	887.566	168.006	-	-
TOTAL	1.726.462	1.192.979	2.777.454	9.799.948

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

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

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

- Patrimônio Líquido (Reversão do Passivo a descoberto)

No exercício de 2018, a Companhia registrou uma reversão do passivo a descoberto que existia nas demonstrações financeiras anteriores, que havia sido provocada pelo registro de *impairment* e do contrato oneroso, superiores aos demais componentes do Patrimônio Líquido. Essa reversão foi decorrente do novo cálculo do valor em uso do empreendimento em função da revisão tarifária estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE na Resolução, CNPE Nº 14, de 09.10.2018 – DOU de 23.10.2018 e demais alterações no empreendimento, descritas na Nota 14 c.3.

d) Risco operacional

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

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

A receita fixa das Usinas Angra 1 e 2 é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através do modelo PRORET – Módulo 6 – Submódulo 6.7, com reajustes anuais e revisões quinquenais da receita. A receita fixa de 2019 foi definida pela Resolução Homologatória nº 2.509 de 18.12.2018 (DOU 26.12.2018), no montante de R\$ 3.409.964 anuais.

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

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

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

Esse regime de comercialização determina o fornecimento de uma quantidade de energia firme a uma tarifa contratual regulada, a qual foi revisada pela Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE: Resolução Nº 14, de 09.10.2018 – DOU de 23.10.2018.

A mencionada resolução aprovou o relatório elaborado pelo Grupo de Trabalho instituído pela Resolução nº 7, de 05.06.2018, recomendando adotar como preço de referência para a energia proveniente da usina a tarifa de R\$ 480,00/MWh, a valores de julho de 2018, tendo como objetivo estabelecer condições para a viabilização do Empreendimento.

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

A administração da Companhia ressalva que diante da dificuldade da ELETRONUCLEAR em alocar recursos próprios em montantes suficientes para suportar as atividades de Angra 3, agravadas pela elevação da exigência de contrapartidas pelo BNDES, uma das instituições financeiras financiadora do empreendimento, que alterou de 20% para 40%, o percentual de participação financeira com recursos próprios, aplicáveis aos itens considerados financiáveis, levaram a Companhia a decidir, no terceiro trimestre de 2015, pela suspensão da maior parte de seus contratos com fabricantes nacionais e a reduzir sensivelmente os dispêndios associados aos contratos de serviços, de maneira a melhor compatibilizar a relação dos desembolsos ao fluxo de caixa existente e a conter a escalada de pagamentos em aberto. As suspensões foram efetuadas em duas etapas, sendo a primeira amparada pelo inciso XIV, do artigo 78, da Lei 8.666/93 que, resumidamente, prevê a suspensão contratual, de forma unilateral, sem ônus para a Administração, e, a segunda, finalizada em junho de 2016, em termos consensuais, sendo assegurado o ressarcimento dos custos incorridos, pela suspensão, às empresas contratadas.

Considerando que o obstáculo maior para viabilização do projeto foi solucionado com a revisão tarifária realizada, mencionada anteriormente, a administração da Companhia vem avançando em gestões para que novas extensões de suspensões consensuais sejam viabilizadas, de forma a ser garantida a continuidade dos contratos então vigentes.

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

Este Plano de Ações visou a atender, entre outros, a condição requerida pelo BNDES, para a suspensão do início do pagamento do principal da dívida e a suspensão parcial do pagamento dos juros em seu contrato de financiamento.

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

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

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

A ELETRONUCLEAR, juntamente com sua holding Eletrobras, vêm participando de um fórum que analisa alternativas de cenários para a viabilização do Empreendimento, tendo como demais componentes o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Fazenda, o Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, o BNDES e a CEF.

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

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

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

Como resultado desse conjunto de providências, o projeto tomou um rumo assertivo, com a decisão do CNPE, em sua Resolução Nº 14, de 09.10.2018 – DOU de 23.10.2018, que determinou ao Ministério de Minas e Energia que proponha ao Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos - CPPI, ações importantes para a definição do modelo de negócio a prosseguir, como segue:

I – o apoio, no que couber, à governança das ações necessárias à viabilização de Angra 3; e,

II – a avaliação sobre a possibilidade de qualificação do empreendimento no Programa de Parceria de Investimentos – PPI, após a conclusão dos estudos que indicarem o eventual modelo aplicável.

§ 1º Após a conclusão do processo licitatório a ser estabelecido no âmbito do PPI para seleção de parceiro para a viabilização da Usina Termonuclear Angra 3, deverá ser celebrado termo aditivo ao Contrato de Energia de Reserva – CER, mediante publicação de ato do Ministério de Minas e Energia.

§ 2º O processo licitatório de que trata o § 1º poderá ensejar alteração da parcela energia elétrica do preço de venda a constar do termo aditivo ao CER, observado o preço de referência de que trata o art. 1º.

A Companhia aguarda as decisões requeridas ao MME pelo CNPE, para que possa dar sequência aos procedimentos necessários à retomada das obras, o que certamente constará de cronograma de atividades.

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

4.2 - Gestão de capital

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

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

A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazo, conforme demonstrado no balanço patrimonial), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de curto prazo.

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

Os índices de alavancagem financeira podem ser assim sumariados:

ÍNDICE DE ALAVANCAGEM FINANCEIRA		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/12/2018
Total dos financiamentos e empréstimos (Nota 17a)	8.511.369	8.566.790
(-) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5a)	(8.674)	(3.805)
(-) Títulos e val. mobiliários de curto prazo (Nota 5b)	(64.300)	(85.145)
Dívida líquida	8.438.395	8.477.840
Total do patrimônio líquido	2.442.072	2.302.699
Total do capital total	10.880.467	10.780.539
Índice de alavancagem financeira - %	0,78	0,79

4.3 - Estimativa do valor justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a perda (*impairment*), estejam próximos de seus valores justos.

Valor justo hierárquico

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

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

Em 31 de março de 2019, 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	85.145	85.145	-	-	85.145
Títulos e valores mobiliários de longo prazo	897.847	897.847	-	-	897.847
Total de ativos em 31/12/2018	982.992	982.992	-	-	982.992
Títulos e valores mobiliários de curto prazo	64.300	64.300	-	-	64.300
Títulos e valores mobiliários de longo prazo	997.723	997.723	-	-	997.723
Total de ativos em 31/03/2019	1.062.023	1.062.023	-	-	1.062.023

Gerenciamento do capital

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

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

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

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

a) Caixa e equivalentes de caixa

CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
Composição	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/12/2018
Caixa e bancos	8.674	3.805
SALDO	8.674	3.805

b) Títulos e valores mobiliários de curto prazo

TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS		
Composição	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/12/2018
Investimento em renda fixa:		
* BB Extramercado FAE 2	54.314	85.042
** Fundo de Investimento Caixa Extramercado VI IRF-M 1 RF: FINANCIAMENTO	9.986	103
TOTAL	64.300	85.145

* Rentabilidade no ano de 2018: 6,97% e 6,97% nos últimos 12 meses

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

Em 2019, houve aplicação em títulos e valores mobiliários de curto prazo no valor de R\$ 249.866, rendimento bruto de R\$ 1.013 e resgate de recursos, incluso IRRF e pagamento de IOF, no montante R\$ -271.724

NOTA 6 – CLIENTES

CLIENTES - CONTAS A RECEBER		
BALANÇO	R\$ MIL	
	Ativo Circulante 31/03/2019	Ativo Circulante 31/12/2018
Energia contratada	284.112	276.371
Inadimplência	-	11.377
Desvio positivo 2017	-	8.265
Desvio positivo 2018	66.284	79.540
Desvio positivo 2019	13.418	-
TOTAL	363.814	375.553

- a) O faturamento da Companhia é realizado, mensalmente, com base na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN. Em 31/03/2019, não houve registro de inadimplência, razão pela qual não foi constituída PCLD.
- b) No primeiro trimestre de 2019, foi apurado um desvio positivo no valor total de R\$ 13.418, para faturamento em doze parcelas iguais a partir do mês de fevereiro de 2020. Em 31 de março de 2019, o saldo a receber das distribuidoras participantes do Sistema Interligado Nacional – SIN, referente ao desvio positivo apurado no exercício de 2018, foi de R\$ 66.284.
- c) O desvio positivo (reembolso) de R\$ 13.418, provisionados em março de 2019, é em decorrência da energia fornecida ter sido maior que a energia garantida para o período. Ele corresponde a 50% do montante apurado e valorado ao PLD médio para o ano de 2018 e deverá ser cobrado a todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN em parcelas duodecimais a partir de fevereiro de 2020.

NOTA 7 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS – ATIVO

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE	
	31/03/2019	31/12/2018
IRRF e CSLLRF Exercício Anterior	783	717
Saldo de antecipações de IRPJ	16.929	-
Saldo de antecipações de CSLL	6.080	-
IRPJ de exercícios anteriores	6.253	5.729
CSLL de exercícios anteriores	1.965	1.800
Créditos fiscais PASEP e COFINS	8.893	-
PASEP e COFINS Compensáveis Recolhidos a maior	18.219	18.219
Outros	18	18
TOTAL	59.140	26.483

NOTA 8 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

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

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

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

COMBUSTÍVEL NUCLEAR		
BALANÇO	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/12/2018
Concentrado de urânio	187.394	187.394
Elementos prontos	5.583.518	5.584.845
Serviços em curso	365.647	267.908
Consumo Acumulado	(4.806.921)	(4.701.099)
TOTAL	1.329.638	1.339.048
Ativo circulante	510.638	510.638
Ativo não circulante	819.000	828.410
TOTAL	1.329.638	1.339.048

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

MOVIMENTAÇÃO DOS ELEMENTOS PRONTOS				
BALANÇO	R\$ MIL			
	SALDO EM 31/12/2018	ADIÇÕES	BAIXA	SALDO EM 31/03/2019
Ativo circulante	510.638	-	-	510.638
Ativo não circulante	5.074.207	(1.327)	-	5.072.880
TOTAL BRUTO	5.584.845	(1.327)	-	5.583.518
Consumo acumulado	(4.701.099)	-	(105.822)	(4.806.921)
VALOR LÍQUIDO	883.746	(1.327)	(105.822)	776.597

NOTA 9 – ALMOXARIFADO

O saldo do almoxarifado é composto por materiais utilizados para consumo, nos montantes de R\$ 66.605 (R\$ 61.771, em 31 de dezembro de 2018) das usinas no curto prazo, assim como, os adiantamentos efetuados a fornecedores para a aquisição dos correspondentes materiais, nos montantes de R\$ 19.736 (R\$ 16.917, em 31 de dezembro de 2018), totalizando R\$ 86.341 (R\$ 78.688, em 31 de dezembro de 2018).

NOTA 10 – OUTROS ATIVOS

OUTROS ATIVOS	R\$ MIL		R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE		ATIVO NÃO CIRCULANTE	
	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2019	31/12/2018
Prêmios de seguros	11.946	17.014	-	-
Partes relacionadas (a)	22.260	51.903	1.289	1.289
Adiantamentos a fornecedores	4.887	4.887	-	-
INEPAR - multa contratual	4.141	4.141	-	-
Desativações em curso	(3.323)	(3.323)	-	-
Devedores diversos	50.510	30.032	-	-
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(20.043)	(16.759)	-	-
TOTAL	70.378	87.895	1.289	1.289

(a) 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 24.

De acordo com a determinação do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, as atribuições pelas atividades de instituir e viabilizar o fundo, para fazer face ao efetivo descomissionamento das usinas nucleares Angra 1 e 2, ao final da vida útil econômica das referidas usinas, foram atribuídas à Eletrobras.

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

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

Anualmente, a Eletrobras estabelece o montante a ser recolhido ao fundo financeiro do Banco do Brasil para o descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2, considerando como base de cálculo, a parcela considerada pela ANEEL, na receita fixa das mencionadas usinas. Para o exercício de 2019, o valor fixado para depósito foi o montante R\$ 172.641.

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

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

FUNDO DE DESCOMISSIONAMENTO		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/12/2018
Conta-corrente	-	-
Dólar Comercial Futuro	62	(3.333)
LTN	43.380	688.312
NTNF	-	63.009
Titulos Públicos	859.787	-
Operações Compromissadas	94.520	149.880
Outros	(26)	(21)
TOTAL	997.723	897.847

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

Em março de 2019, o fundo apresenta um ganho financeiro de R\$ 24.578 (Nota 29), (ganho financeiro de R\$ 11.669, em 31 de março de 2018), em função da carteira do Fundo Financeiro do Banco do Brasil para descomissionamento conter título vinculado à variação da moeda dólar norte-americano. Em 2019, foram aplicados R\$ 75.298 no fundo para descomissionamento (R\$ 45.507 referente aos recolhimentos mensais e R\$ 29.791 referente a reposição pela Eletrobras do IRRF sobre os rendimentos de anos anteriores)

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

FUNDO FINANCEIRO PARA O DESCOMISSIONAMENTO		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/12/2018
Parcelamento quotas de 2005/2006/2007	102.365	102.365
Quotas de 2008 a 2019	434.986	391.826
Total de quotas recolhidas	537.351	494.191
Planos de Recolhimentos Adicionais	38.939	36.561
Aplicação do IRRF	29.761	-
Ganhos líquidos auferidos acumulados	391.672	367.095
Patrimônio líquido do fundo	997.723	897.847
Saldo da Carteira de Aplicativos do Fundo	997.723	897.847

NOTA 12 – DEPÓSITOS VINCULADOS

a) Composição

DEPÓSITOS VINCULADOS		
COMPOSIÇÃO	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/12/2018
Depósitos judiciais		
Contingências trabalhistas	37.688	35.313
Contingências cíveis	1.097	1.091
Contingências tributárias	18.076	29.589
	56.861	65.993
Outros depósitos	(2.726)	(5.368)
Atualização monetária sobre os depósitos judiciais	33.273	37.859
TOTAL	87.408	98.484

b) Movimentação

MOVIMENTAÇÃO DOS DEPÓSITOS VINCULADOS				
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 31/12/2018	31/03/2019		
		BAIXAS	INCLUSÕES	SALDO
Depósitos judiciais	65.993	(9.263)	131	56.861
Outros depósitos	(5.368)	910	1.732	(2.726)
Atualização monetária s/depósitos judiciais	37.859	(5.377)	791	33.273
TOTAL	98.484	(13.730)	2.654	87.408

NOTA 13 – ATIVOS FISCAIS DIFERIDOS SOBRE PREJUÍZOS FISCAIS

A Companhia possui prejuízo fiscal no montante de R\$ 694.430 (R\$ 760.519 em 31 de dezembro de 2018) e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 908.561 (R\$ 974.067 em 31 de dezembro de 2018).

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

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

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

NOTA 14 – IMOBILIZADO

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

a) Composição do saldo do imobilizado

DESCRITIVO	% taxa anual de depreciação	IMOBILIZADO			
		31/03/2019			31/12/2018
		Custo	Depreciação e amortização acumuladas	Valor Líquido	Valor Líquido
EM SERVIÇO					
Terrenos		34.380	-	34.380	34.380
Reservatórios e Barragens		5.716	(4.033)	1.683	-
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias		1.563.024	(952.189)	610.835	603.432
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias - IFRS 16		35.369	(2.631)	32.738	-
Máquinas e Equipamentos - Inst.Fixas		8.780.417	(4.413.368)	4.367.049	4.126.584
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		128.540	(83.909)	44.631	43.830
Veículos		12.867	(10.544)	2.323	2.578
Veículos- IFRS 16		37.457	(2.081)	35.376	-
Móveis e Utensílios		21.366	(13.346)	8.020	8.216
Angras 1 e 2	3,3	10.619.136	(5.482.101)	5.137.035	4.819.020
EM CURSO					
Terrenos		-	-	-	-
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias		49.092	-	49.092	48.872
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		54.336	-	54.336	264.421
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		2.498	-	2.498	4.899
Veículos		29	-	29	136
Móveis e Utensílios		255	-	255	154
A Ratear		211.489	-	211.489	397.914
Transf/fab e rep/mat em processo		3.002	-	3.002	3.002
Compras em andamento		1.750	-	1.750	1.731
Adiantamento a fornecedores		27.266	-	27.266	8.506
Angras 1 e 2		349.717	-	349.717	729.635
Terrenos		115	-	115	115
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias		1.560.613	-	1.560.613	1.558.784
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		1.482.131	-	1.482.131	1.494.388
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		-	-	-	-
Veículos		-	-	-	-
Móveis e Utensílios		-	-	-	-
A Ratear		5.836.040	-	5.836.040	5.665.009
Compras em andamento		116.487	-	116.487	119.086
Adiantamento a fornecedores		2.063.438	-	2.063.438	2.067.102
Angra 3		11.058.824	-	11.058.824	10.904.484
Impairment Angra 3		(4.046.642)	-	(4.046.642)	(4.046.642)
Total Angra 3		7.012.182	-	7.012.182	6.857.842
Angras 1, 2 e 3		7.361.899	-	7.361.899	7.587.477
TOTAL		17.981.035	(5.482.101)	12.498.934	12.406.497

b) Movimentação do imobilizado

MOVIMENTAÇÃO DO IMOBILIZADO EM 2019 - R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO EM 31/12/2018	ADIÇÕES / DEPRECIÇÃO	ENCARGOS FINANCEIROS E RENDIMENTOS CAPITALIZADOS	DEPRECIÇÃO CAPITALIZADA	TRANSF. PARA SERVIÇO	BAIXAS / OUTROS *	SALDO EM 31/03/2019
Em curso Angra 1 e 2	729.635	27.328	-	92	(407.338)	-	349.717
Em curso Angra 3	10.904.484	8.826	145.460	194	4	(144)	11.058.824
<i>Impairment</i> Angra 3	(4.046.642)	-	-	-	-	-	(4.046.642)
Em serviço: custo	10.168.649	-	-	-	377.659	72.828	10.619.136
Depreciação	(5.349.629)	(127.512)	-	(244)	-	(4.716)	(5.482.101)
Total em serviço	4.819.020	(127.512)	-	(244)	377.659	68.112	5.137.035
TOTAL	12.406.497	(91.358)	145.460	42	(29.675)	67.968	12.498.934

MOVIMENTAÇÃO DO IMOBILIZADO EM 2018 - R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO EM 31/12/2017	ADIÇÕES / DEPRECIÇÃO	ENCARGOS FINANCEIROS E RENDIMENTOS CAPITALIZADOS	DEPRECIÇÃO CAPITALIZADA	TRANSF. PARA SERVIÇO	BAIXAS / OUTROS *	SALDO EM 31/12/2018
Em curso	10.510.198	550.303	579.154	1.000	(5.967)	(569)	11.634.119
<i>Impairment</i> Angra 3	(9.900.353)	5.853.711	-	-	-	-	(4.046.642)
Em serviço: custo	10.176.412	-	-	-	5.967	(13.730)	10.168.649
Depreciação	(4.866.729)	(499.781)	-	(1.030)	-	17.911	(5.349.629)
Total em serviço	5.309.683	(499.781)	-	(1.030)	5.967	4.181	4.819.020
TOTAL	5.919.528	5.904.233	579.154	(30)	-	3.612	12.406.497

c) Valor recuperável dos ativos de longo prazo

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

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

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

c.2) Taxa de desconto

A taxa de desconto (após os impostos) para as Usinas Angra 1 e 2 - foi utilizada a taxa específica para o segmento de geração de 5,86%, obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado.

Para a Usina Angra 3, em função das características peculiares de financiamento, a taxa

de desconto foi calculada considerando a estrutura de capital específica do projeto, o que resultou na taxa de desconto para a base dezembro de 2018 de 7,03%. Nesses cálculos foram utilizados, além dos parâmetros tradicionais conforme Informação Técnica Eletrobras DFPP 001/2019, de 21/01/2019, o beta calculado pela ANEEL, conforme Nota Técnica ANEEL 381/2012, alavancando a estrutura de capital do projeto. A opção do beta utilizado pela ANEEL consiste no fato de que nenhuma empresa de geração de energia elétrica com capital aberto no Brasil possui ativos de geração de energia nuclear, ao contrário da amostra de empresas utilizada no cálculo do beta pela ANEEL, que considera empresas americanas com o mínimo de duas plantas nucleares de geração de energia.

c.3) Impairment

O saldo de Impairment referente ao empreendimento Angra 3 no montante de R\$ R\$ 4.046.642 permanece inalterado, visto que não houve *trigger* durante o primeiro trimestre de 2019 que ensejasse a necessidade de atualização do último teste de impairment realizado na data base de 31 de dezembro de 2018.

c.4) Tarifa

A receita calculada para o teste de *impairment* de dezembro de 2018, teve base a tarifa de referência no valor de R\$ 480,00/MWh estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE na Resolução CNPE Nº 14, de 09.10.2018 – DOU de 23.10.2018. Essa tarifa substituiu a tarifa original, instituída quando da assinatura do fornecimento da energia da usina em 2009, e regulamentada através da Portaria MME 980/2010, com o valor original de R\$ 148,65 / MWh, que corrigida para dezembro de 2018 alcançava o valor de R\$ 254,50 / MWh e que indicava profunda defasagem em relação às necessidades atuais do empreendimento.

c.5) Sinergia

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

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

d) Licenciamento das usinas Angra 1 e 2

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

Atualmente, a Usina Angra 1 possui a Autorização para Operação Permanente (AOP), emitida pela CNEN, em 1994 e renovada por 14 anos, pelo Ofício CNEN n° 124/2010 – CGRC/CNEN, de 09/08/2010 e a Usina Angra 2 possui a Autorização para Operação Permanente (AOP), concedida pela Resolução CNEN n.º 106/2011, válida por 30 anos a partir de 15/06/2011.

Em 12 de março de 2014, o IBAMA emitiu a Licença de Operação n° 1217/2014, que autorizou a operação das Usinas Angra 1 e 2, válida por 10 anos.

e) Interpretação Técnica ICPC 12 – Mudanças em Passivos

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

A taxa de desconto atual para ajuste a valor presente é de 5,86 % ao ano, estabelecida para aplicação por todas as Empresas do Sistema Eletrobras.

f) Pronunciamento Técnico CPC 27 – Sobressalentes no Imobilizado

A Companhia mantém em seu estoque uma gama de material de valor compatível às necessidades específicas de cada uma de suas usinas, devido às características próprias e individuais dos projetos. Trata-se de componentes e respectivos sobressalentes de fabricação restrita, de disponibilidade reduzida e, na sua quase totalidade, 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.

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 2026 conforme aprovado pela Diretoria Executiva, nos termos da RDE 1434.002/18 de 06/11/2018, e consta do Relatório DPE.T 003/2018 de 26/10/2018.

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, conforme descrito na Nota 4.1d, devem ocorrer na forma de bens e serviços (construção civil, montagem eletromecânica e fornecimentos não contratados), a serem integralizados à medida que seja incorporado 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.

NOTA 15 – INTANGÍVEL

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

A movimentação do ativo intangível está assim constituída:

MOVIMENTAÇÃO DO INTANGÍVEL EM 2019- R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO 31/12/2018	ADIÇÃO	TRANSF P/SERVIÇO	AMORTIZAÇÃO	AMORTIZAÇÃO CAPITALIZADA	OUTROS	SALDO 31/03/2019
Em curso	70.578	1.409	(44.976)	-	-	-	27.011
Em serviço - custo	98.949	-	74.651	-	-	-	173.600
Amortização	(95.982)	(2.232)	-	-	(42)	-	(98.256)
Total em serviço	2.967	(2.232)	74.651	-	(42)	-	75.344
TOTAL LÍQUIDO	73.545	(823)	29.675	-	(42)	-	102.355

MOVIMENTAÇÃO DO INTANGÍVEL EM 2018- R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO 31/12/2017	ADIÇÃO	TRANSF P/SERVIÇO	AMORTIZAÇÃO	AMORTIZAÇÃO CAPITALIZADA	OUTROS	SALDO 31/12/2018
Em curso	58.266	12.312	-	-	-	-	70.578
Em serviço - custo	102.198	-	-	-	-	(3.249)	98.949
Amortização	(93.019)	(5.843)	-	-	-	2.880	(95.982)
Total em serviço	9.179	(5.843)	-	-	-	(369)	2.967
TOTAL LÍQUIDO	67.445	6.469	-	-	-	(369)	73.545

NOTA 16 – FORNECEDORES

O saldo de fornecedores está composto de contas a pagar a empresas que fornecem materiais para o estoque do almoxarifado da operação, concentrado de urânio e serviços para o estoque de combustível nuclear e para aplicação direta no investimento e nas atividades estruturais da ELETRONUCLEAR.

Na composição do saldo de fornecedores nacionais está provisionado o montante de R\$ 23.776 referente à cobrança por parte da Enel Distribuidora sobre o Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) autorizada por meio do Despacho ANEEL 1.283/2018 de 12.06.2018. O referido Despacho estabeleceu como prazo final a data de 11.07.2018 para a ELETRONUCLEAR e a Enel Distribuição Rio celebrarem um Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSD referente as conexões da UTN Almirante Álvaro Alberto - Usina de Angra nos setores de 13,8 kV e de 138 kV na Subestação Angra (USI). Anteriormente a essa data, tratava-se apenas de uma questão de entendimento controverso. Enquanto a ENEL supunha ter direitos sobre a mencionada prestação de serviços, por outro lado a ELETRONUCLEAR também se mantinha convicta pelo sentido contrário, visto ter sua primeira unidade operacional iniciado os serviços em janeiro de 1985 e nunca ter sido mencionada a existência dessa possibilidade. A energia consumida pela Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto CNAAA, é o chamado Consumo Próprio de Energia, quando a empresa utiliza parte de sua própria produção, e, portanto, sempre foi assim reconhecida por todas as empresas de distribuição antecedentes da ENEL, responsáveis pela área onde estão instaladas as Usinas Angra 1 e Angra 2. Com a determinação da ANEEL por meio do referido Despacho, o contrato foi finalmente assinado em julho de 2018, tendo sido previamente aprovado por Resolução de Diretoria Executiva, conforme RDE 1414.004/18, com validade a partir da data de sua assinatura.

Em 25.09.2018, a ELETRONUCLEAR apresentou pedido de medida cautelar para suspender a exigibilidade dos débitos relativos ao período compreendido entre 19 de abril de 2014 e a assinatura do CUSD, bem como a impossibilidade da inscrição desses montantes no Cadastro de Inadimplentes, pois discordava dos valores apresentados pela Enel Rio, que incluíam os encargos setoriais referentes à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Sobre a incidência ou não dos encargos, há previsão legal para o atendimento ao pleito da ELETRONUCLEAR, uma vez que: o Decreto nº 5.163, de 2004, estabelece que os autoprodutores e produtores independentes de energia não estão sujeitos ao pagamento das quotas da CDE, tanto na produção quanto no consumo; o Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que aplica a isenção tanto à CDE como ao PROINFA; a Resolução Normativa – REN nº 530, de 2012, estabelece, em seu art. 18, que o montante de energia disponível para venda das usinas de Angra 1 e 2 seria descontado do consumo interno; e também o Caderno nº 23 das Regras de Comercialização – Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear, conforme informado pela CCEE5 – que dispõe sobre a apuração anual, em que é

calculada a diferença entre a energia gerada e a garantia física das usinas de Angra 1 e 2, descontadas as perdas e consumo interno. Dessa forma, como não há comercialização de energia elétrica para atendimento das cargas das Usinas de Angra 1 e 2, era do entendimento da ELETRONUCLEAR que o pagamento pelo uso do sistema de distribuição pela ELETRONUCLEAR não deveria considerar os custos da CDE e do PROINFA.

A ANEEL, em 27.11.2018, por meio do Despacho ANEEL nº 2.741/2018 aceitou os argumentos da ELETRONUCLEAR e eliminou essas cobranças deste novo encargo, o que fez por reduzir as obrigações reconhecidas até 09/2018. Os pagamentos destas obrigações foram negociados com a ENEL, e serão liquidados ao longo de 2019.

Em também decisão da ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.509, de 18.12.2018, o CUSD passará a integrar, a partir de 2019, a Parcela A da receita fixa das Usinas Angra 1 e 2, tendo seus efeitos retroativos reconhecidos em componente de parcela de ajuste e cujo normativo de Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, Submódulo 6.7 Centrais de Geração Angra 1 e 2, também teve devido tratamento alterado por meio da Resolução Normativa nº 838, de 18.12.2018.

Também está composta nessa rubrica, a provisão do valor de R\$ 252.008 (R\$ 246.143, em 31 de dezembro de 2018), a ser pago à Furnas. Essa provisão, entendida como devolução líquida à Furnas de faturamento a maior, decorre do seguinte:

- a) 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, divulgadas pela Resolução Homologatória nº 1.585, de 13 de agosto de 2013, a crédito desta rubrica, no valor de R\$ 211.060;
- b) 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;
- c) Atualização monetária de R\$ 57.398 e juros de R\$ 57.018 a crédito desta rubrica.

A variação cambial destacada refere-se à atualização das faturas em moedas estrangeiras processadas desde seus registros até a data do balanço.

Abaixo, quadro com a composição da dívida com fornecedores:

FORNECEDORES EM 31/03/2019				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Varição cambial	Provisões	TOTAL
<u>Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	84.003	84.003
Fornecedores - nacional	302.074	-	299.634	601.708
Fornecedores - exterior	151.615	47.111	3.129	201.855
TOTAL CIRCULANTE	453.689	47.111	386.766	887.566
<u>Não Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	168.006	168.006
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	168.006	168.006
TOTAL EM 31/03/2019	453.689	47.111	554.772	1.055.572

FORNECEDORES EM 31/12/2018				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Varição cambial	Provisões	TOTAL
<u>Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	82.048	82.048
Fornecedores - nacional	361.846	-	178.002	539.848
Fornecedores - exterior	180.774	55.561	148.787	385.122
TOTAL CIRCULANTE	542.620	55.561	408.837	1.007.018
<u>Não Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	164.095	164.095
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	164.095	164.095
TOTAL EM 31/12/2018	542.620	55.561	572.932	1.171.113

NOTA 17 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos são:

Aplicações nas Usinas Angra 1 e Angra 2

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

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

Aplicações na Usina Angra 3

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

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

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

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

Em 28 de junho 2013, foi assinado o contrato nº 0410.351-27/2013 entre a ELETRONUCLEAR e a Caixa Econômica Federal - CEF (contrato principal), no montante de R\$ 3.800.000, para financiamento de parte dos empreendimentos de Angra 3, referente à importação de equipamentos e serviços. O prazo do contrato é de 25 anos, a

partir da data de assinatura, com a taxa de juros de 6,5% a.a. De acordo com a cláusula 3ª – Liberação de Recursos, a realização fica condicionada ao prévio adimplemento de diversas condições estipuladas nesse contrato, dentre as quais consta a celebração do contrato de Garantia Fidejussória da União e do contrato em contragarantia da ELETRONUCLEAR.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

O Subcrédito D deverá ser pago em 54 parcelas, após um prazo de carência de 6 meses, sendo corrigido pela taxa média SELIC mais uma Sobretaxa Fixa e uma taxa de Juros de 2,52% ao ano.

Em 14.03.2017, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-061/2017 de seu Conselho de Administração, anuiu, na qualidade de fiadora e principal pagadora, as condições de renegociação no âmbito do Contrato de Financiamento nº 10.2.2032.1, celebrado entre a ELETRONUCLEAR e o BNDES.

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

Segundo os termos aprovados no Aditivo nº 5 ao contrato com o BNDES, a manutenção da suspensão do principal de 15.10.2017 até 15.01.2018 estava condicionada à comprovação ao BNDES do pronunciamento favorável do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE quanto à viabilidade da continuidade da implantação do projeto até a data de 15.09.2017, o que acabou não se concretizando, visto que tal assunto não foi pautado em reunião extraordinária do CNPE.

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

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

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

Em 16.05.2018, a ELETRONUCLEAR solicitou ao BNDES a postergação da data limite para o preenchimento da Conta Reserva, conforme previsto nos Parágrafos Primeiro, Terceiro e Quarto, da Cláusula Sétima (Garantia da Operação) do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 10.2.2032.1, e considerando a alteração no prazo, efetuada através do Termo Aditivo nº 04. Na mesma carta, foi solicitada ainda a postergação do prazo limite para o atendimento das condicionantes referentes à Cláusula Décima (Obrigações Especiais da Beneficiária), Alíneas XIII e XIX, do Contrato de Financiamento nº 10.2.2032.1, que se referem, respectivamente, a apresentação da Autorização para a Utilização de Material Nuclear – AUMAN, e do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST e do Contrato de Conexão, também considerando as alterações nos prazos efetuadas por meio do Termo Aditivo nº 04.

Em 30.05.2018, por meio da Carta 084/2018-BNDES AE/DEENE1, o BNDES autorizou a prorrogação do prazo para a ELETRONUCLEAR apresentar a AUMAN, de 01.05.2018 para até 01.11.2023, e para apresentar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST e o Contrato de Conexão, de 31.03.2019 para até 01.01.2023.

Em 14.06.2018, por meio da Carta 092/2018-BNDES AE/DEENE1, o BNDES autorizou a prorrogação do prazo limite para o preenchimento integral, por parte da ELETRONUCLEAR, da Conta Reserva de 15.06.2018 para 15.06.2020, com o valor equivalente à soma das últimas três prestações vencidas de amortização e juros do Contrato de Financiamento nº 10.2032.1. Esta prorrogação suspendeu a obrigação do aumento da necessidade de capital de giro no valor aproximado de R\$ 92.604 (valor equivalente a soma das prestações vencidas entre 04/2018 a 06/2018).

Em 06.07.2018, a ELETRONUCLEAR iniciou a amortização do Contrato de Financiamento nº 0410.351-27/2013, firmado entre a ELETRONUCLEAR e a CEF, com o pagamento da primeira prestação, no valor de R\$ 24,7 milhões.

Outras Aplicações

Em 14.08.2017, a Eletrobras, por meio da RES-557/2017 de sua Diretoria Executiva, aprovou a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR no valor de R\$ 59 milhões, sob o Contrato de Financiamento nº ECF-3347, com recursos ordinários, para financiar os custos para implantação do Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE/2017. A carência do principal se dará até 31.01.2018 e a amortização do mesmo será realizada

em 10 (dez) parcelas mensais, iguais e sucessivas, a primeira vencendo no dia 28 do mês subsequente ao vencimento da carência do principal.

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

Em 16.10.2017, houve a liberação da primeira parcela do contrato de financiamento nº ECF 3347/17, no valor de R\$ 11,2 milhões, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR, para pagamento dos primeiros desligamentos ocorridos no âmbito do PAE/2017.

Em 04.12.2017, foi liberada a segunda parcela do referido contrato, totalizando R\$ 41,9 milhões para cobrir os custos dos desligamentos ocorridos até dezembro de 2017, limitado a 90% do valor global da linha de crédito. A liberação dos 10% restantes só foi realizada em janeiro de 2018, após apresentação da prestação de contas de todos os pagamentos realizados no PAE/2017.

Em 24.08.2018, a Eletrobras, por meio da RES 604/2018 de sua Diretoria Executiva ratificada pelo seu Conselho de Administração por meio da Deliberação nº DEL-190/2018 em 31.08.2018, aprovou a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR no valor de R\$ 120 milhões, sob o Contrato de Financiamento nº ECF-3367, com recursos ordinários, para utilização como capital de giro. A carência do principal se dará por cinco meses após a primeira liberação e a amortização do mesmo será realizada em 10 (dez) parcelas mensais, iguais e sucessivas, a primeira vencendo no dia 30 do mês subsequente ao vencimento da carência do principal.

A taxa de juros do contrato será o equivalente a 132% do CDI divulgado pela CETIP S.A., sem incorporação dos juros ao principal na fase de carência e calculado “pro rata temporis” sobre o saldo devedor, com pagamento no dia 30 de cada mês após a liberação dos recursos. Haverá ainda pagamento de taxa de administração de 0,5% a.a., também calculado “pro rata temporis” sobre o saldo devedor.

Em 14.09.2018, houve a liberação da primeira parcela do contrato de financiamento nº ECF 3367/18, no valor de R\$ 28,0 milhões, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR e também conforme cronograma de liberação.

Em 10.10.2018, houve a liberação da segunda parcela do referido contrato, também no valor de R\$ 28,0 milhões.

Em 12.11.2018, foi liberada a terceira e última parcela do contrato nº ECF-3367/18, no valor de R\$ 64,0 milhões.

A RES 604/2018 e a DEL 190/2018 deixaram pré-aprovado um novo financiamento de R\$ 50 milhões, nas mesmas condições listadas ao contrato ECF-3367, delegando poderes à Diretoria Executiva da Eletrobras para determinar a efetiva liberação do contrato, caso, até o final de outubro a ELETRONUCLEAR não tivesse obtido suspensão do pagamento do serviço da dívida junto à CEF.

Tendo em vista que a ELETRONUCLEAR não obteve a suspensão do serviço da dívida junto à CEF, em 03.12.2018, a Eletrobras, por meio da RES 852/2018 de sua Diretoria Executiva, aprovou a concessão do financiamento no valor de R\$ 50 milhões à ELETRONUCLEAR, sob o Contrato de Financiamento nº ECF-3370.

Em 11.12.2018, houve a liberação da parcela única do contrato nº ECF-3370, no valor de R\$ 50,0 milhões, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR.

Em 28.01.2019, a Eletrobras aprovou, por meio da Resolução nº RES-048/2019 de sua Diretoria Executiva, ratificada pelo seu Conselho de Administração por meio da Deliberação nº DEL-026/2019 em 22.02.2019, a concessão, condicionada à avaliação do fluxo de caixa da ELETRONUCLEAR, de nova linha de financiamento no valor de R\$ 164,0 milhões, nas mesmas condições do Contrato nº ECF-3370/18.

Reestruturação do Serviço da Dívida

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

Em 23.02.2018, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-030/2018 de seu Conselho de Administração, aprovou a renegociação do serviço da dívida dos seguintes contratos de financiamento, com recursos ordinários, firmados com a ELETRONUCLEAR: ECF-3278/15, ECF-3284/16 e ECF-3347/17, alterando as respectivas cláusulas de amortização, com o alongamento do prazo de pagamento do saldo devedor, sem alteração nas demais cláusulas.

Em 24.08.2018, a Eletrobras aprovou, por meio da Resolução nº RES-604/2018 de sua Diretoria Executiva, ratificada pelo seu Conselho de Administração por meio da Deliberação nº DEL-190/2018 em 31.08.2018 a suspensão da exigibilidade do principal, sem incorporação dos juros, dos contratos ECR-286/14, ECF-3278/15, ECF-3284/16, ECF-3341/17 e ECF-3347/17, durante o período de 1º de julho de 2018 a 31 de Dezembro de 2018, mantendo todas as demais cláusulas contratuais.

a) Quadro dos financiamentos e empréstimos

DESCRIÇÃO	31/03/2019					31/12/2018				
	JUROS	R\$ MIL		TOTAL	TX. EFETIVA	JUROS	R\$ MIL		TOTAL	TX. EFETIVA
		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE				CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE		
ANGRAS 1 e 2:										
ELETOBRAS - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	-	34.161	224.680	258.841	5,00%	-	34.161	233.220	267.381	5,00%
ELETOBRAS - PSPE* - ECR 286 / ECF 3278	-	23.226	140.669	163.895	7,75%	-	30.968	132.927	163.895	7,78%
ELETOBRAS - INB - ECF 3284	-	12.018	92.139	104.157	11,98%	-	16.024	88.133	104.157	12,01%
ELETOBRAS - PAE - ECF 3347	-	30.756	-	30.756	7,83%	-	30.756	-	30.756	7,83%
ELETOBRAS - Capital de Giro** - ECF 3367 / ECF 3370	-	153.000	17.000	170.000	8,59%	-	155.000	15.000	170.000	8,63%
ANGRA 3:										
ELETOBRAS - RGR - ECF 2878	-	29.713	529.872	559.585	5,00%	-	29.712	537.301	567.013	5,00%
ELETOBRAS - ECR 286	-	36.971	209.485	246.456	7,75%	-	49.295	197.161	246.456	7,78%
ELETOBRAS - ECF 3341	-	17.561	134.634	152.195	11,98%	-	23.415	128.780	152.195	12,01%
BNDDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	10.921	104.223	3.414.963	3.530.107	7,72%	10.972	102.057	3.433.440	3.546.469	8,70%
BNDDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	12	4.749	6.331	11.092	9,08%	11	4.678	7.407	12.096	9,08%
BNDDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	15	4.533	9.443	13.991	9,20%	15	4.465	10.419	14.899	9,20%
CEF - Nº 0410.351-27/13	14.696	87.774	3.167.824	3.270.294	6,50%	14.793	86.402	3.190.278	3.291.473	6,70%
TOTAL GERAL	25.644	538.685	7.947.040	8.511.369		25.791	566.933	7.974.066	8.566.790	

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

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

b) Quadro das mutações dos financiamentos e empréstimos

MUTAÇÕES DOS FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS	EM R\$ MIL		
	MOEDA NACIONAL		TOTAL
	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	
Saldo em 31 de dezembro de 2018	592.724	7.974.066	8.566.790
Encargos - resultado	15.680	-	15.680
Encargos - investimento	136.544	-	136.544
Varição Monetária - investimento	370	8.546	8.916
Transferência para o não circulante	35.572	(35.572)	-
Pagamentos de encargos	(152.370)	-	(152.370)
Pagamentos de principal	(64.191)	-	(64.191)
Saldo em 31 de março de 2019	564.329	7.947.040	8.511.369

c) Dívida total com seus vencimentos programados

FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS POR VENCIMENTOS		
ANO	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/12/2018
2019	415.878	566.933
2020	463.247	409.842
2021	407.950	407.554
2022	417.910	417.578
2023	433.299	432.967
Após 2023	6.373.085	6.331.916
TOTAL	8.511.369	8.566.790

NOTA 18 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS - PASSIVO

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

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	R\$ MIL		R\$ MIL	
	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2019	31/12/2018
	CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
I.R.P.J. Parcelamento	1.273	1.273	1.061	1.379
IRRF - Folha de pagamento	4.504	7.652	-	-
ISS sobre importação e outros	669	630	-	-
ICMS	33	174	-	-
COSIRF	7.824	12.051	-	-
INSS	11.508	14.765	-	-
IPTU Acordo Angra	4.384	4.384	4.384	5.480
PASEP e COFINS	16.918	(8.786)	-	-
PASEP e COFINS - Diferidos	3.347	3.347	-	-
FGTS	6	9	-	-
CIDE s/serviços no exterior	4.910	4.515	-	-
Taxas de importação	4.815	11.728	-	-
Outros	2.176	-	-	-
TOTAL	62.367	51.742	5.445	6.859

Companhia constitui IRPJ e CSLL Diferidos sobre outros resultados abrangentes, ajustes relativos a adoção da Lei 11.638, bem como sobre diferenças temporárias que, em março de 2019, geraram uma posição líquida ativa de IRPJ e CSLL Diferidos no

montante total de R\$ 1.723.048 (R\$ 1.620.223 em 2018), contabilizados no Ativo Não Circulante e não houve registro de crédito. Todavia, em respeito ao estabelecido pelo CPC 32, foram registradas contas retificadoras, no mesmo montante, também no Ativo Não Circulante, de forma que o citado Ativo Diferido estivesse limitado ao montante do Passivo Diferido de IRPJ e CSLL.

DESCRIÇÃO	PASSIVO FISCAL DIFERIDO - R\$ MIL							
	31/03/2019				31/12/2018			
	ATIVO NÃO CIRCULANTE				ATIVO NÃO CIRCULANTE			
	VALOR BASE	Contrib. Social	Imposto de Renda	TOTAL	VALOR BASE	Contrib. Social	Imposto de Renda	TOTAL
AVP - obrigação p/ desmobilização	235.467	21.192	58.867	80.059	273.036	24.573	68.259	92.832
Provisão para PLR dos empregados	(45.234)	(4.071)	(11.309)	(15.380)	(45.234)	(4.071)	(11.309)	(15.380)
Corr.monetária imobilizado 1995 a 1997	135.388	12.185	33.847	46.032	138.232	12.441	34.558	46.999
Imobilizado da desmobilização-AVP	6.209	559	1.552	2.111	2.523	227	631	858
Imobilizado da desmobilização-Custo	(204.765)	(18.429)	(51.191)	(69.620)	(175.143)	(15.763)	(43.786)	(59.549)
Outros ajustes CPC	(555.601)	(50.004)	(138.900)	(188.904)	(529.667)	(47.670)	(132.417)	(180.087)
Arrend. Merc. e AVP Alug Imov Candel 65/Out. Transp. Contr. - IFRS 16	(1.141)	(103)	(285)	(388)	-	-	-	-
Baixa despesas administrativas	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(65.825)	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(65.825)
Provisão Impairment Angra 3	(4.046.642)	(364.198)	(1.011.661)	(1.375.858)	(4.046.642)	(364.198)	(1.011.661)	(1.375.858)
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	(180.273)	(16.225)	(45.068)	(61.293)	(173.176)	(15.586)	(43.294)	(58.880)
Receita financeira capitalizada no Imobilizado	(102.395)	(9.216)	(25.599)	(34.814)	(102.394)	(9.215)	(25.599)	(34.814)
Provisão benefício pós-emprego	(30.947)	(2.785)	(7.737)	(10.522)	4.243	382	1.061	1.443
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	(109.127)	(9.821)	(27.282)	(37.103)	(105.843)	(9.526)	(26.461)	(35.987)
Provisão para risco	(291.499)	(26.235)	(72.875)	(99.110)	(257.317)	(23.159)	(64.329)	(87.488)
Provisão para desvalorização de títulos	(1.532)	(138)	(383)	(521)	(1.532)	(138)	(383)	(521)
Provisão plano incentivo - PSPE/PAE	(57.674)	(5.191)	(14.419)	(19.609)	(54.495)	(4.905)	(13.624)	(18.528)
D. Fin - Encargos de Dívidas Transf p/invest	1.505.976	135.538	376.494	512.032	1.642.521	147.827	410.630	558.457
D. Fin - Var. Monet. Dívidas Transf p/invest	106.454	9.581	26.614	36.194	115.370	10.383	28.843	39.226
Subtotal	(4.520.137)	(406.812)	(1.130.034)	(1.536.847)	(4.198.319)	(377.849)	(1.049.580)	(1.427.428)
Compensação com prejuízos fiscais de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-
SUBTOTAL	(4.520.137)	(406.812)	(1.130.034)	(1.536.847)	(4.198.319)	(377.849)	(1.049.580)	(1.427.428)
(-) Provisão para valor realizável	4.520.137	406.812	1.130.034	1.536.847	4.198.319	377.849	1.049.580	1.427.428
Outros resultados abrangentes	547.651	49.289	136.913	186.201	567.044	51.034	141.761	192.795
(-) Outros resultados abrangentes	(547.651)	(49.289)	(136.913)	(186.201)	(567.044)	(51.034)	(141.761)	(192.795)
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-

NOTA 19 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

OBRIGAÇÕES ESTIMADAS		
Composição	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/12/2018
Provisão IR e CSLL sobre lucro real	73.680	22.235
Provisão de férias e gratificação de férias	47.045	39.514
Encargos sociais sobre provisão de férias	23.425	26.273
Provisão de 13º salário	4.458	(54)
TOTAL	148.608	87.968

NOTA 20 – ENCARGOS SETORIAIS

ENCARGOS SETORIAIS		
Composição	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/12/2018
RGR	35.857	36.713
Taxa de fiscalização da Aneel	606	684
TOTAL	36.463	37.397

NOTA 21 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO	R\$ MIL		R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE		ATIVO NÃO CIRCULANTE	
	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2019	31/12/2018
Contrato Pactuação Obrigação Financeira	3.433	3.353	15.365	16.073
Provisão Atuarial	-	-	280.398	265.055
TOTAL	3.433	3.353	295.763	281.128

Em 31 de março de 2019 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 2018.

A companhia entende que não houve impacto material nos benefícios pós-emprego por conta das adesões ao plano de incentivo de desligamento mencionado na nota 22.

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

	31/03/2019	31/03/2018
Receitas (despesas) reconhecidas na demonstração do resultado		
Benefícios de planos de pensão	(35.191)	3.984
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidas diretamente em outros resultados abrangentes	18.957	(7.037)
Ganhos (perdas) atuariais das dívidas contratadas reconhecidas diretamente em outros resultados abrangentes	436	455
Redução (aumento) no ativo nos outros resultados abrangentes		-
	19.393	(6.582)

Conforme descrito na Nota 21 das demonstrações financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2018, 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 2018, apresentou passivo de R\$ 284.481. O referido estudo atuarial será revisado em 31 de dezembro de 2019. A movimentação das obrigações dos benefícios de aposentadoria com base nas estimativas para 2019 pode ser assim demonstrada:

Saldo em 31 de dezembro de 2018	284.481
Pagamentos	(1.082)
Valores reconhecidos no resultado	35.191
Perdas atuariais reconhecidas diretamente em outros resultados abrangentes	(19.393)
Saldo em 31 de março de 2019	299.197

NOTA 22 – PROVISÃO PARA PLANOS DE INCENTIVO DE DESLIGAMENTO

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

Em 2017, o Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE foi aprovado pela Diretoria Executiva na 1352ª reunião realizada em 23/05/2017 e pelo Conselho de Administração da ELETRONUCLEAR, na 360ª reunião realizada em 25/05/2017, com início das adesões para Maio de 2017 e término em 31 de Julho de 2017. Ocorreram 185 desligamentos entre Julho de 2017 e dezembro 2017.

O Plano de Demissão Consensual – PDC foi aprovado pelo Conselho de Administração na 374ª reunião realizada em 23/03/2018, com período de adesão entre 26/03/18 e 27/04/18. Os desligamentos, que se iniciaram em 04 de Junho de 2018, foram efetuados até 14 de Dezembro de 2018.

A ELETRONUCLEAR reconheceu, em 2019, a baixa de R\$ 6.843 referente ao plano de incentivo de desligamento dos funcionários. Em 31 de março de 2019, o saldo da provisão é R\$ 57.673 (R\$ 54.495 em dezembro de 2018).

PLANOS DE INCENTIVO DE DESLIGAMENTO 2018 - R\$ MIL				
Descritivo	31/12/2018	31/03/2019		
		Provisão	Baixa	Saldo
<u>Circulante</u>				
Incentivo - PDC 2	-	5.661	-	5.661
Plano Médico - PSPE	18.748	-	(3.065)	15.683
Plano Médico - PAE	6.380	-	-	6.380
Plano Médico - PDC	712	395	(55)	1.052
Plano Médico - PDC 2	-	685	-	685
Subtotal	25.840	6.741	(3.120)	29.461
<u>Não Circulante</u>				
Plano Médico - PSPE	8.035	-	(2.008)	6.027
Plano Médico - PAE	18.131	-	(1.595)	16.536
Plano Médico - PDC	2.489	1.400	(120)	3.769
Plano Médico - PDC 2	-	1.880	-	1.880
Subtotal	28.655	3.280	(3.723)	28.212
TOTAL	54.495	10.021	(6.843)	57.673

NOTA 23 – PROVISÕES PARA RISCOS

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

a) Composição

CONTINGÊNCIAS	R\$ MIL			
	31/03/2019		31/12/2018	
	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais
- TRABALHISTA				
Principal	130.334	31.607	123.796	35.312
Atualização	41.685	13.113	36.832	18.894
	172.019	44.720	160.628	54.206
- TRIBUTÁRIA				
Principal	21.223	18.074	21.223	28.233
Principal Tributos Federais/Estaduais	8.216	-		1
INSS	13.007	18.074		28.232
Atualização	26.759	13.620	26.443	18.905
	47.982	31.694	47.666	47.138
- CÍVEL				
Principal	25.963	32	6.049	1.091
Atualização	3.304	20	1.720	60
	29.267	52	7.769	1.151
- AMBIENTAL				
Principal	20.905	-	20.905	-
Atualização	8.085	-	7.109	-
	28.990	-	28.014	-
TOTAL	278.258	76.466	244.077	102.495

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

Os processos judiciais, avaliados como de perda possível, movidos contra a Companhia e, portanto, não provisionados, montam R\$ 1.393.850 atualizados em 31 de março de 2019 (R\$ 1.371.086 em 31 de dezembro de 2018), sendo R\$ 887.431 de processos de natureza trabalhista (R\$ 887.722 em 31 de dezembro de 2018), R\$ 130.123 de ações tributárias (R\$ 128.634 em 31 de dezembro de 2018), R\$ 376.296 de ações cíveis (R\$ 354.730 em 31 de dezembro de 2018).

Dentre as ações de causas prováveis e possíveis, e, que apresentam valores avaliados com perda superiores a 4% da Receita Operacional Líquida (até março de 2019), ou seja, acima de R\$ 30.297, destacam-se:

a) Reclamatória Trabalhista n. 0064500-25.1989.5.1.0029	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - [29ª] Vara do Trabalho da Capital do Rio de Janeiro
Partes	Sindicato do Engenheiros do Estado do RJ – SENGE (Substituindo cerca de 245 empregados e ex-empregados) x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada)

Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 486.031.948,43
Objeto:	URP/1989 – Plano Econômico. A controvérsia principal do processo reside na interpretação da coisa julgada que delimitou o pagamento do índice da URP apenas do mês de fevereiro de 1989. Contudo, em fase de liquidação a outra parte alegou que deve ser aplicado o índice de 26,05% mês a mês até sua incorporação na remuneração dos substituídos ou até sua demissão. Há possibilidade de ter decisão judicial homologando o valor histórico de R\$ 359.670.661,31, calculado pelo perito judicial em 2014. Ressalte-se que a Advocacia Geral da União – AGU ingressou nos autos. A AGU tem tese jurídica que se alinha à defesa da Eletrobras Eletronuclear, ao explicitar que: [1] a decisão em fase de liquidação/execução que estabelece direito à incorporação da URP/1989 na remuneração dos substituídos ofende a decisão já transitada em julgado; [2] o valor exigido com base na decisão transitada em julgado, ou seja, o pagamento da URP relativa apenas ao mês de fevereiro de 1989, já foi adimplido, por conta da existência de Acordo Coletivo pactuado em 1989, entre as partes da presente ação judicial, cujo conteúdo trata especificadamente da quitação da URP/1989. No momento há laudo emitido pelo perito do Juízo. Em 24.11.2017 foi publicada decisão judicial para as partes se manifestarem em relação ao laudo pericial que respondeu os quesitos apresentados pela Companhia. Nesse laudo o Perito do Juízo, por amostragem, destacou que os valores indicados no acordo coletivo específico da URP de fevereiro de 1989 foram pagos. A última decisão publicada em diário oficial é a do dia 16.03.2018, destinada à parte autora (SENGE) para que oferte manifestação em relação a petição apresentada pela parte Ré. Há outros andamentos processuais que constam no sítio eletrônico do Tribunal Regional do Trabalho da 1ª Região, são eles: [1] autos enviados à contadoria da Vara; [2] homologada a liquidação; [3] petição da União Federal; [4] petição do Senge com impugnação aos cálculos, todos atos processuais aos quais a Companhia ainda não foi intimada para tomar ciência. Em 29 de janeiro de 2019 foi publicada decisão para a Companhia pagar o débito ou ofertar defesa, o que inaugurou a fase de execução do processo. De toda forma, na decisão a Companhia foi isentada de ofertar bens à penhora para ajuizar eventual defesa. Foram interposto embargos de declaração pela Eletrobras Eletronuclear, sem decisão de julgamento publicada.
Expectativa de Perda	Possível

b) Execução Fiscal n. 0003767-29.2009.8.19.0001	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - [11ª] Vara de Fazenda Pública do Tribunal de Justiça do Estado do RJ
Partes	Estado do Rio de Janeiro (Exequente) x Eletrobras Eletronuclear (Executada)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 115.493.653,87
Objeto:	No auto de infração nº 01.134725-9 é exigida a certidão n. 2008/027.141-2, crédito tributário exigido na presente execução fiscal. Em síntese, a Receita Estadual descreve que a Companhia realizou creditamento indevido de ICMS, por utilizar documentação incorreta e inidônea. Em contraponto a Companhia argumenta que os documentos utilizados para o creditamento são idôneos, já que por ser Furnas responsável pela importação antes da cisão, por sucessão universal de direitos e obrigações, a Companhia passou a ser detentora do crédito, de toda forma, assevera também que não utilizou tais créditos. Foram ajuizados os embargos à execução de n. 0404842-28.2015.8.19.0001 pela

	<p>Eletrobras Eletronuclear. Há um seguro garantindo o Juízo, o que possibilita a emissão da certidão tributária estadual e o impedimento de penhora on line das contas da Companhia. Em 31.08.2018 foi publicada decisão judicial para as partes se manifestarem quanto ao laudo emitido pelo perito judicial. O perito do Juízo destacou que a Companhia não realizou o aproveitamento do crédito fiscal indicado pelo Fisco Estadual. A Companhia manifestou-se quanto àquele laudo e juntou documentos. O processo foi remetido à Procuradoria do Estado do Rio de Janeiro em 10.10.2018. Em 24.04.2019 foi publicada sentença de procedência dos embargos à execução, com a consequente extinção da execução. O Juízo considerou a tese da Companhia no sentido de que os créditos foram estornados. O Estado do Rio de Janeiro poderá apelar da decisão.</p>
Expectativa de Perda	Possível

c) Ação Cível n. 0508930-19.2016.4.02.5101	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - [32ª] Vara Federal do Rio de Janeiro
Partes	Consórcio Angramon (Autor) x Eletrobras Eletronuclear (Ré)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 33.805.103,47
Objeto:	<p>A autora busca a declaração de rescisão dos contratos e levantamento das garantias contratuais. Requer, igualmente, a não aplicação das penalidades legais e contratuais. Sentença de 1º Grau desfavorável à Companhia, reconhecendo (i) a rescisão dos contratos GAC.T/CT - 4500167239 e GAC.T/CT - 4500167242, firmados com o Consórcio Angramon, em razão da falta de pagamento das obrigações por parte da ré por período superior a 90 (noventa) dias, nos termos do art. 78, XV, da Lei 8.666/93 e da cláusula 25.1.11 dos contratos e (ii) condenando a ETN ao pagamento de honorários advocatícios fixados a razão de 1% do valor atualizado da causa que monta R\$ 3.122.008.078,28. Houve a interposição de Apelação pela Empresa e o recurso encontra-se concluso para julgamento.</p>
Expectativa de Perda	Possível

d) Reclamatória Trabalhista n. 0010786-77.2015.5.08.0116	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
Partes	Maria Raimunda Viana de Oliveira e outros (Autores) x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada) e Outros
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 38.319.115,93
Objeto:	<p>Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira que subcontratou, sem a autorização da Eletronuclear, a empresa Interamerican Ltda para a realização dos serviços de destinação final de aproximadamente 10.000 Kg (dez mil quilogramas) de resíduos Industriais provenientes de sobra da construção da Usina de Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido do Reclamante para ressarcimento de danos materiais/morais decorrentes do exercício de atividade laboral sem o uso de equipamentos adequados. Há aproximadamente setenta e cinco reclamadas. Além do exposto acima, há alegação de prescrição quanto ao direito dos</p>

	reclamantes. Processo em fase de 1º Grau, sem prolação de sentença.
Expectativa de Perda	Possível

e) Reclamatória Trabalhista n. 0010788-47.2015.5.08.0116	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
Partes	Vanderley Costa Oliveira e outros x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada) e Outros
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 134.116.905,75
Objeto:	Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira que subcontratou, sem a autorização da Eletronuclear, a empresa Interamerican Ltda para a realização dos serviços de destinação final de aproximadamente 10.000 Kg (dez mil quilogramas) de resíduos Industriais provenientes de sobra da construção da Usina de Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido do Reclamante para ressarcimento de danos materiais/morais decorrentes do exercício de atividade laboral sem o uso de equipamentos adequados. Há aproximadamente setenta e cinco reclamadas. Além do exposto acima, há alegação de prescrição quanto ao direito dos reclamantes. Processo em fase de 1º Grau, sem prolação de sentença.
Expectativa de Perda	Possível

f) Reclamatória Trabalhista n. 0010787-62.2015.5.08.0116	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
Partes	Leilson Souza Lima e outros x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada) e Outros
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 134.116.905,75
Objeto:	Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira que subcontratou, sem a autorização da Eletronuclear, a empresa Interamerican Ltda para a realização dos serviços de destinação final de aproximadamente 10.000 Kg (dez mil quilogramas) de resíduos Industriais provenientes de sobra da construção da Usina de Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido do Reclamante para ressarcimento de danos materiais/morais decorrentes do exercício de atividade laboral sem o uso de equipamentos adequados. Há aproximadamente setenta e cinco reclamadas. Além do exposto acima, há alegação de prescrição quanto ao direito dos reclamantes. Processo em fase de 1º Grau recursal, sem prolação de sentença.
Expectativa de Perda	Possível

g) Ação Cível n. 0022780-32.2018.4.02.5101	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - 10ª Vara Federal - RJ
Partes	Andrade Gutierrez Engenharia S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 154.880.458,64
Objeto:	Trata-se de ação declaratória e condenatória, para (i) reestabelecimento do

	<p>equilíbrio econômico-financeiro e recomposição de prejuízos, impedindo-se o enriquecimento ilícito da ETN; (ii) revogação da decisão que declarou a nulidade do Contrato e seus aditamentos; (iii) reconhecimento de rescisão contratual por inadimplemento da ETN; (iv) cobrança dos serviços prestados pela AG e não pagos pela ETN.</p> <p>Contestação apresentada pela ETN em 16.05.18. Réplica pela AG em 08.08.18. Despacho do juiz determinando às partes que especifiquem as provas a serem produzidas.</p>
Expectativa de Perda	Possível

h) Ação Cível n. 1024684-59.2018.4.01.3400	
Instância /Juízo	1ª Instância – [16ª] Vara Federal - SJDF
Partes	RCS Tecnologia Ltda.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 85.945.543,28
Objeto:	Mandado de Segurança, com pedido de provimento liminar, requerendo a anulação da decisão da autoridade coatora que desclassificou a impetrante da Licitação PE nº 369/2017. Pedido liminar indeferido. Houve apresentação de defesa pela ELETRONUCLEAR.
Expectativa de Perda	Possível

i) Ação Cível n. 5028541-56.2018.4.02.5101	
Instância /Juízo	[1ª] Instância – [19ª] Vara Federal - RJ
Partes	Tecnatom S/A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 66.680.627,10
Objeto:	Mandado de segurança requerendo o cancelamento da Concorrência Internacional DAI.A/CI-004.18. Houve apresentação de defesa pela ELETRONUCLEAR e decisão denegando a ordem. Há recurso de apelação da Tecnatom pendente de julgamento.
Expectativa de Perda	Possível

Os processos de contingência ativa com expectativa de ganho provável para retorno de caixa à ELETRONUCLEAR referentes a processos tributários federais e outros de natureza cível, e não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentam o montante de R\$ 1.078.

b) Movimentação

MOVIMENTAÇÃO DAS CONTIGÊNCIAS JUDICIAIS - R\$ MIL					
Composição	SALDO EM 31/12/2018	ATUALIZAÇÃO EM 31/03/2019	MOVIMENTAÇÃO		SALDO EM 31/03/2019
			BAIXAS	INCLUSÕES	
Trabalhistas	160.628	5.139	(2.102)	8.354	172.019
Tributárias	47.666	316	-	-	47.982
Cíveis	7.769	1.586	(1.895)	21.807	29.267
Ambiental	28.014	976	-	-	28.990
TOTAL	244.077	8.017	(3.997)	30.161	278.258

NOTA 24 – OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS
a) Descomissionamento

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

a.1) Constituição do Passivo para descomissionamento

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

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

No exercício de 2017, foi realizado um estudo para atualização da estimativa de custos necessária para execução das atividades de descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2. O estudo concluiu por aumentar a mencionada estimativa para R\$ 4.190.415, sendo R\$ 1.923.878 para a Usina Angra 1 e R\$ 2.266.537 para a Usina Angra 2. O valor presente, correspondente, registrado no passivo é de R\$ 1.937.904. Tal estudo foi aprovado pela Diretoria Executiva conforme RDE 1378.003/17, de 07/11/ 2017 e prevê atualização há cada cinco anos.

Conforme estabelecido no Pronunciamento Técnico CPC 25, a estimativa inicial dos custos de descomissionamento referentes à desmontagem e remoção do item e de

restauração dos locais nos quais as instalações estão localizadas, deve ser contabilizada como custo do empreendimento.

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

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

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

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

b.2) Para armazenagem inicial dos elementos combustíveis, usados até o final da década de 2070, quando se estima ocorrer o término da vida útil de Angra 3 e, portanto, da própria CNAAA, a estimativa está representada pelo valor de R\$ 610.127 (base jul/2015), montante que será despendido para implantação da Instalação para Armazenamento dos Combustíveis Irrradiados (UFC) e respectivo sistema de movimentação dos elementos combustíveis das usinas para essa instalação, cujo projeto encontra-se em andamento e cujo comissionamento deverá ocorrer até 2020.

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

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

c) Ajuste a valor presente do Descomissionamento, dos Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear Usado

No cálculo do ajuste a valor presente do passivo para descomissionamento é considerado o custo total estimado para o descomissionamento, descontado a uma taxa

que represente o custo de capital da Companhia, desde o final da vida útil econômica de cada usina até a data do balanço.

O mesmo procedimento é efetuado para os rejeitos de baixa e média atividade e para o combustível nuclear usado, mas o período para o ajuste a valor presente é o início do comissionamento até a data do balanço.

A taxa de desconto atual aprovada para o sistema Eletrobras é de 5,86% ao ano.

O valor do ajuste a valor presente do descomissionamento, dos rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado, reconhecido no resultado de 2019, é de R\$ 37.569 (R\$ 145.260 no exercício findo em 31 de dezembro de 2018).

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

DESCOMISSONAMENTO - R\$ MIL				
	31/03/2019			31/12/2018
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	1.923.878	(537.220)	1.386.658	1.367.056
ANGRA 2	2.266.537	(1.597.133)	669.404	659.941
TOTAL	4.190.415	(2.134.353)	2.056.062	2.026.997
REJEITOS DE BAIXA E MÉDIA ATIVIDADE E COMBUSTÍVEL NUCLEAR USADO - R\$ MIL				
	31/03/2019			31/12/2018
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	248.137	(23.537)	224.600	221.426
ANGRA 2	416.545	(39.510)	377.035	371.705
TOTAL	664.682	(63.047)	601.635	593.131
TOTAL DAS OBRIGAÇÕES PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS - R\$ MIL				
	31/03/2019			31/12/2018
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	2.172.015	(560.757)	1.611.258	1.588.482
ANGRA 2	2.683.082	(1.636.643)	1.046.439	1.031.646
TOTAL	4.855.097	(2.197.400)	2.657.697	2.620.128

NOTA 25 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Composição acionária

ACIONISTA	QUANTIDADE DE AÇÕES				CAPITAL SOCIAL
	ORDINÁRIAS	PREFERENCIAIS	TOTAL	%	VALOR - R\$ mil
Centrais Elétr. Brasil. S.A - ELETROBRAS	20.394.839.086	5.703.210.901	26.098.049.987	99,91	6.601.248
Depto de Águas E.Elétrica Est.SP - DAEE	5.960.026	7.405.548	13.365.574	0,05	3.477
LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A.	-	5.058.993	5.058.993	0,02	1.316
Outros	1.176.930	3.504.063	4.680.993	0,02	1.217
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 26 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/03/2018
Suprimento de energia elétrica	865.754	836.247
Impostos sobre vendas		
PIS/PASEP	(14.285)	(13.798)
COFINS	(65.797)	(63.555)
Taxa de Fiscalização	(1.974)	-
Outros	(367)	(370)
	783.331	758.524
Reserva global de reversão - RGR	(23.999)	(23.036)
TOTAL	759.332	735.488

- Suprimento de energia elétrica

O suprimento líquido de energia elétrica das usinas nucleares Angra 1 e 2 de 3.798.197 MWh* (2.895.113 MWh* em março de 2018), corresponde a uma receita até o primeiro trimestre de 2019, de R\$ 865.754 (R\$ 836.247 em março de 2018).

**Não revisado pelo auditor independente*

a) Modalidade de comercialização

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

b) Apuração do PIS/PASEP e do COFINS

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

NOTA 27 – CUSTO OPERACIONAL

CUSTO OPERACIONAL		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/03/2018
Encargos de uso da rede de transmissão	25.866	28.594
Encargos de uso da rede de distribuição (a)	8.254	-
Pessoal	111.729	111.929
Pessoal - Plano Médico PSPE	3.644	5.698
Pessoal - Incentivo PAE	90	4
Material	5.499	23.572
Serviços de terceiros	19.371	40.277
Depreciação e amortização	128.642	125.045
Combustível para produção de energia elétrica	105.822	78.051
Aluguel	1.230	2.543
Provisão para plano de incentivo de desligamento PSPE (b)	(3.703)	-
Provisão para plano de incentivo de desligamento PAE (c)	(526)	(2.200)
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC (d)	4.432	-
Outros	7.558	6.959
TOTAL	417.908	420.472

- a) **Encargos de uso de sistema de distribuição** – cobrança efetuada pela ENEL Distribuidora conforme autorizado pelo despacho ANEEL 1.283/2018, conforme descrito na Nota 16.
- b) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE** – conforme descrito na Nota 22.
- c) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE** – conforme descrito na Nota 22.
- d) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC** – conforme descrito na Nota 22.

NOTA 28 – DESPESAS OPERACIONAIS

DESPESAS OPERACIONAIS		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/03/2018
Pessoal	26.742	19.284
Pessoal - Plano Médico PSPE	1.348	2.107
Pessoal - Incentivo PAE	111	8
Material	919	1.164
Serviços de terceiros	27.453	23.544
Depreciação e amortização	5.814	1.978
Aluguéis	723	4.794
Provisões para risco e benefício pós-emprego	69.372	14.191
Provisão p/créditos de liquidação duvidosa	3.284	65
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE (a)	(1.370)	-
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE (b)	(1.069)	(4.467)
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC (c)	5.415	-
Outras provisões	234	263
Outras	24.472	6.707
TOTAL	163.448	69.638

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

NOTA 29 – RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/03/2018
RECEITAS FINANCEIRAS		
Rendimento sobre títulos e valores mobiliários de curto prazo	1.013	1.245
Ganho sobre tít.e val. Mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 11)	24.578	11.669
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	59.456	4.807
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	388	61
Var. monetárias diversas	2.929	963
Outras receitas financeiras	2.148	1.987
	90.512	20.732
DESPESAS FINANCEIRAS		
Encargos s/ financiamentos - Eletrobras	(15.680)	(15.553)
Ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização de ativos	(37.569)	(35.540)
Ajuste a valor presente da obrigação com arrendamento mercantil - IFRS 16	(1.258)	-
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	(22.030)	(5.175)
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	(5.855)	(150)
Var. monetárias sobre dívida - Furnas	(2.235)	(2.362)
Var. monetárias diversas	(6.606)	-
Outras despesas financeiras	(1.222)	(423)
Outras despesas financeiras - diferença de tarifa - Furnas	(3.630)	(3.299)
	(96.085)	(62.502)
TOTAL	(5.573)	(41.770)

NOTA 30 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL NO RESULTADO

A apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o resultado dos períodos findos em 2018 e 2019 segue demonstrada:

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

IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES NO RESULTADO	R\$ MIL			
	Imposto de Renda		Contribuição Social	
	31/03/2019	31/03/2018	31/03/2019	31/03/2018
(Prejuízo) antes da contribuição social e imposto de renda	172.402	203.608	172.402	203.608
Adições				
Ajuste a valor presente - obrigação p/desmobilização	37.569	35.540	37.569	35.540
Ajuste a valor presente - IFRS 16	1.258		1.258	
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	69.183	67.212	69.183	67.212
Ajuste na depreciação Arrend. Mercantil IFRS 16	4.712		4.712	
Dotação à Fundação de Assist.Médica - permanente	9.293	8.381	9.293	8.381
Provisão atuarial benefício pós-emprego	35.191	(3.984)	35.191	(3.984)
Provisões diversas	235	-	235	-
Provisão Impairment Angra 3	-	203.519	-	203.519
Provisão para Devedores Duvidosos	3.286	73	3.286	73
Provisão plano incentivo - PSPE/PAE/PDC	8.226	-	8.226	-
Provisão para risco	34.184	18.175	34.184	18.175
Receita financeira Angra 3 transferida p/o imobilizado	-	2.890	-	2.890
Outras	96	309	70	263
	203.233	332.115	203.207	332.069
Exclusões				
Reversão Contrato Oneroso Angra 3	-	203.519	-	203.519
Reversão de provisão para devedores duvidosos	1	8	1	8
Reversão de provisão plano incentivo PSPE/PAE/PDC	5.051	6.667	5.051	6.667
Desp. Financ. - Enc. Dívidas - Transf. p/ investimento	136.545	141.606	136.545	141.606
Desp. Financ. - Var. Monet. - Transf. p/ investimento	8.916	6.926	8.916	6.926
Pgto Arrend. Merc.Aluguel Imóvel - Candelária - IFRS 16	2.404	-	2.404	-
Pgto Arrend. Merc. Outros Transp. Contratados - IFRS 16	2.424	-	2.424	-
	155.341	358.726	155.341	358.726
Lucro real / Base positiva da contribuição social antes das compensações	220.294	176.997	220.268	176.951
Compensação de prejuízos fiscais de períodos anteriores	66.088	53.099	66.080	53.085
Lucro real / Base positiva da contribuição social após compensações	154.206	123.898	154.188	123.866
Alíquotas dos tributos	15% + 10	15% + 10	9%	9%
Imposto de renda e contribuição social - efeito líquido no resultado do período	38.545	30.969	13.877	11.148

NOTA 31 – APLICAÇÕES FINANCEIRAS, ENCARGOS FINANCEIROS, VARIACÕES MONETÁRIAS E SUAS TRANSFERÊNCIAS

APLICAÇÕES FINANCEIRAS, ENCARGOS FINANCEIROS E SUAS TRANSFERÊNCIAS		
DESCRIÇÃO	GERAÇÃO	
	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/03/2018
Rendimento das aplicações financeiras contabilizados no resultado	1.013	4.135
(-) Transferências para o imobilizado em curso	-	(2.890)
Efeito na receita financeira	1.013	1.245
Encargos financeiros contabilizados no resultado	152.224	157.159
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(136.544)	(141.606)
Efeito na despesa financeira	15.680	15.553
Variações monetárias contabilizadas no resultado	8.916	6.926
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(8.916)	(6.926)
Efeito na despesa financeira	-	-
Efeito líquido no resultado	(14.667)	(14.308)

NOTA 32 - SALDO E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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

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

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

SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS - R\$ MIL										
SALDOS	31 DE MARÇO DE 2019									31/12/2018
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Amazonas GT	AME	Ceal	TOTAL	TOTAL
Ativo										
Concessionárias - Distribuidoras	-	-	-	-	-	-	5.128	2.586	7.714	24.187
Fundo descomissionamento	997.723	-	-	-	-	-	-	-	997.723	897.846
Outras contas a receber	21.653	1.858	-	-	38	-	-	-	23.549	53.192
Passivo										
Fornecedores	-	(999)	-	-	-	-	-	-	(999)	(1.089)
Fornecedores - Provisão	-	(1.608)	(1.193)	(527)	(843)	(14)	-	-	(4.185)	(4.234)
Devolução tarifa RH 1406/12	-	(252.009)	-	-	-	-	-	-	(252.009)	(246.143)
Financiamentos captados	(1.685.885)	-	-	-	-	-	-	-	(1.685.885)	(1.701.853)
Saldo Líquido	(666.509)	(252.758)	(1.193)	(527)	(805)	(14)	5.128	2.586	(914.092)	(978.094)
TRANSAÇÕES	31 DE MARÇO DE 2019									31/03/2018
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Amazonas GT	AME	Ceal	TOTAL	TOTAL
Receita										
Venda de energia	-	-	-	-	-	-	15.383	8.469	23.852	38.428
Juros e multa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variação monetária	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do fundo financeiro	24.578	-	-	-	-	-	-	-	24.578	11.669
Despesa										
Variação monetária - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(2.236)	-	-	-	-	-	-	(2.236)	(2.362)
Despesa com Juros - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(3.629)	-	-	-	-	-	-	(3.629)	(3.299)
Encargos uso da rede elétrica	-	(4.832)	(3.535)	(1.573)	(2.467)	(40)	-	-	(12.447)	(14.292)
Encargos financeiros	(15.679)	-	-	-	-	-	-	-	(15.679)	(15.553)
Despesas reembolsáveis	94	23	-	-	(359)	-	-	-	(242)	(646)
Saldo Líquido	8.993	(10.674)	(3.535)	(1.573)	(2.826)	(40)	15.383	8.469	14.197	13.945

*Informação não revisada por auditoria independente

- **Concessionárias e Permissionárias:** corresponde a valores a receber referentes a faturamento vinculado à receita anual determinada. A tarifa praticada nessas transações entre partes relacionadas é definida em resoluções da ANEEL. (Nota 6).
- **Fundo de descomissionamento:** o fundo de descomissionamento de usinas nucleares se refere à obrigação para desmobilização dos ativos das usinas nucleares, para fazer face aos custos a serem incorridos ao final da vida útil econômica das mesmas (Notas 11 e 24).
- **Fornecedores:** refere-se a valores a pagar vinculado, principalmente a Uso de Rede de Transmissão.
- **Devolução de Tarifa RH 1.406/12:** diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa faturada pela ELETRONUCLEAR e a tarifa de referência a ser repassado para Furnas. (Parágrafo 4º do art. 12, da Lei 12.111/2009 e no art. 2º da Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.406, de 21/12/2012).
- **Financiamentos captados:** a companhia possui contratos de financiamentos e empréstimos firmados com a Eletrobras. O detalhamento das operações e taxas de juros são apresentadas na Nota 17.
- **Despesas reembolsáveis:** custo e despesa referentes, principalmente, à cessão e requisição de funcionários entre companhias.

- **Encargos Financeiros:** encargos financeiros líquidos apropriados no resultado. Os encargos financeiros dos financiamentos de Angra 3, no montante de R\$ 15.679 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 33 - TAXAS REGULAMENTARES

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

TAXAS REGULAMENTARES	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/03/2018
Reserva Global de Reversão - RGR classificada como retificadora da receita operacional	23.999	23.036
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema - ONS classificada como retificadora da receita operacional	30	25
Contribuição a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE classificada como retificadora da receita operacional	338	345
Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica - TFSEE classificada como despesa operacional - outras	1.974	2.051
TOTAL	26.341	25.457

NOTA 34 – SEGUROS

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

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

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

O montante global segurado, em 31 de março de 2019, é de R\$ 22.563.265 e está assim distribuído:

SEGUROS EM 31 DE MARÇO DE 2019			
SEGUROS - RAMOS	MOEDA - R\$ MIL		
	VIGÊNCIA	VALOR SEGURADO	PRÊMIO EQUIVALENTE
Riscos nucleares	30/10/2019	15.145.304	20.918
- Danos materiais		14.028.120	15.485
- Responsabilidade civil		1.117.184	5.433
Riscos de Engenharia	26/08/2019	7.317.405	5.421
- Construção		2.728.789	1.830
- Responsabilidade civil		30.000	167
- Armazenamento de equipamentos		4.558.615	3.424
Diversos	Diversas	100.556	273
TOTAL		22.563.265	26.612

NOTA 35 - REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES E EMPREGADOS

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

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

NATUREZA	R\$ MIL	
	31/03/2019	31/03/2018
Remuneração dos Diretores e Conselheiros	447	360
Encargos Sociais	113	92
Benefícios	6	16
TOTAL	566	468

NOTA 36 – COMPROMISSOS

Além das obrigações registradas no presente balanço, a Companhia possui outros compromissos contratados até a data do balanço, mas ainda não incorridos, e cujas realizações ocorrerão nos próximos exercícios, portanto sem registros patrimoniais em 31 de março de 2019. Trata-se de contratos e termos de compromissos referentes: à venda de energia elétrica, à aquisição de matéria-prima - combustível nuclear - para produção de energia elétrica, aos compromissos socioambientais vinculados ao empreendimento Angra 3 e à aquisição de bens e serviços para substituições em seu ativo imobilizado, a saber:

36.1 – Venda de energia elétrica

Com a regulamentação da ANEEL para o dispositivo do art.11, da Lei 12.111/2009 e mediante a edição da Resolução Normativa nº 530, em 21 de dezembro de 2012, toda a receita decorrente da geração das Usinas Angra 1 e 2 será rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com as cotas-partes estabelecidas pela ANEEL para o período de 2013 a 2024, conforme Resoluções Homologatórias 1.407/2012, 1.663/2013, 1.830/2014, 2.011/2015, 2.179/2016, 2.354/2017 e 2.499/2018. A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.509/2018, estabeleceu a receita fixa de R\$ 3.409.341 para o ano de 2019, relativa às Centrais de Geração Angra 1 e 2.

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

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

CONCESSIONÁRIA	R\$ MIL						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
AME - Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	45.097	60.130	60.130	60.130	60.130	60.130	345.745
AMPLA - Ampla Energia e Serviços S.A.	75.634	100.845	100.845	100.845	100.845	100.845	579.858
BANDEIRANTE - EDP São Paulo Distribuição de Energia S. A.	74.103	98.805	98.805	98.805	98.805	98.805	568.127
CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá	7.333	9.777	9.777	9.777	9.777	9.777	56.219
CEAL - Companhia Energética de Alagoas	24.828	33.105	33.105	33.105	33.105	33.105	190.351
CEB-DIS - Ceb Distribuição S.A.	46.422	61.896	61.896	61.896	61.896	61.896	355.904
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	60.242	80.323	80.323	80.323	80.323	80.323	461.858
CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.	129.486	172.648	172.648	172.648	172.648	172.648	992.728
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	86.224	114.965	114.965	114.965	114.965	114.965	661.051
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A.	52.510	70.013	70.013	70.013	70.013	70.013	402.574
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	80.427	107.235	107.235	107.235	107.235	107.235	616.604
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	39.574	52.765	52.765	52.765	52.765	52.765	303.399
CEMIG-D - Cemig Distribuição S.A.	197.277	263.036	263.036	263.036	263.036	263.036	1.512.456
CEPISA - Companhia Energética do Piauí	21.648	28.864	28.864	28.864	28.864	28.864	165.966
CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	21.760	29.014	29.014	29.014	29.014	29.014	166.830
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício	828	1.104	1.104	1.104	1.104	1.104	6.349
COCEL - Companhia Campolarguense de Energia *	1.844	1.844	1.844	1.844	1.844	1.844	11.064
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	116.732	155.643	155.643	155.643	155.643	155.643	894.949
COELCE - Companhia Energética do Ceará	72.102	96.136	96.136	96.136	96.136	96.136	552.780
COPEL-DIS - Copel Distribuição S.A.	181.741	242.321	242.321	242.321	242.321	242.321	1.393.348
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	34.335	45.780	45.780	45.780	45.780	45.780	263.234
CPFL JAGUARI - Companhia Jaguarí de Energia	18.477	24.636	24.636	24.636	24.636	24.636	141.658
CPFL PAULISTA - Companhia Paulista de Força e Luz	173.107	230.810	230.810	230.810	230.810	230.810	1.327.155
CPFL PIRATININGA - Companhia Piratininga de Força e Luz	72.609	96.812	96.812	96.812	96.812	96.812	556.671
DEMEI - Departamento Municipal de Energia de Ijuí **	629	629	629	629	629	629	3.773
DMED - DME Distribuição S.A.	3.145	4.193	4.193	4.193	4.193	4.193	24.111
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	97.594	130.125	130.125	130.125	130.125	130.125	748.221
ELETROACRE - Companhia de Eletricidade do Acre	6.536	8.714	8.714	8.714	8.714	8.714	50.108
ELETROCAR - Centrais Elétricas de Carazinho S. A. **	783	783	783	783	783	783	4.701
ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	298.687	398.250	398.250	398.250	398.250	398.250	2.289.936
ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria S.A	2.471	3.294	3.294	3.294	3.294	3.294	18.941
ENERGISA BO - Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S. A.	5.236	6.982	6.982	6.982	6.982	6.982	40.145
ENERGISA MG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S. A.	8.899	11.865	11.865	11.865	11.865	11.865	68.225
ENERGISA MT - Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	47.617	63.489	63.489	63.489	63.489	63.489	365.061
ENERGISA PB - Energia Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	27.573	36.765	36.765	36.765	36.765	36.765	211.397
ENERGISA SE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S. A.	19.713	26.283	26.283	26.283	26.283	26.283	151.130
ENERGISA SUL-SUDESTE - Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A.	26.941	35.921	35.921	35.921	35.921	35.921	206.546
ENERGISA TO - Energia Tocantis - Distribuidora de Energia S. A.	13.430	17.907	17.907	17.907	17.907	17.907	102.967
ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	32.246	42.995	42.995	42.995	42.995	42.995	247.219
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	48.355	64.473	64.473	64.473	64.473	64.473	370.722
FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda	379	505	505	505	505	505	2.902
IENERGIA - Iguaçú Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	1.587	2.115	2.115	2.115	2.115	2.115	12.164
LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S.A.	160.676	214.235	214.235	214.235	214.235	214.235	1.231.851
MUXENERGIA - Muxfeldt Marin & Cia. S.A.	436	581	581	581	581	581	3.342
RGE SUL - RGE Sul Distribuidora de Energia S. A.	119.990	159.986	159.986	159.986	159.986	159.986	959.917
UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda	556	741	741	741	741	741	4.261
TOTAL	2.557.820	3.409.341	3.409.341	3.409.341	3.409.341	3.409.341	19.604.625

Compromisso de venda de energia para o período de abril/2019 a dez/2024, atualizado de acordo com a REH 2.499/2018.

* Distribuidora incorporada ao SIN a partir de junho/2019.

** Distribuidoras incorporadas ao SIN a partir de julho/2019.

36.2 – Combustível nuclear

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

COMBUSTÍVEL NUCLEAR - REALIZAÇÃO	
ANO	R\$ MIL
2019	359.584
2020	327.856
2021	11.356
2022	72.329
2023	167.177
2025	67.935
Após 2026	9.877.774
TOTAL	10.884.011

**Informação não revisada pelo auditor independente*

36.3 – Compromissos socioambientais

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

COMPROMISSOS SOCIOAMBIENTAIS - REALIZAÇÃO	
ANO	R\$ MIL
2019	3.268
2020	46.299
2021	64.384
2022	60.169
2023	57.007
2024	57.007
2025	56.065
TOTAL	344.199

**Informação não revisada pelo auditor independente*

36.4 – 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
2019	142.634
2020	1.373.687
2021	1.105.653
2022	740.754
2023	691.599
2024	196.748
2025	24.777
TOTAL	4.275.852

**Informação não revisada pelo auditor independente*

37- EVENTOS SUBSEQUENTES

Em 16.04.2019, a Eletrobras efetuou o pagamento de R\$ 21.532 referente ao ressarcimento de Imposto de Renda Retido na Fonte sobre rendimentos auferidos no Fundo de Descomissionamento. Como gestora responsável pelo Fundo de Descomissionamento, a Eletrobras ressarce integralmente ao Fundo de Descomissionamento os benefícios fiscais destas antecipações de pagamentos, que ocorrem normalmente nos meses de maio e novembro de cada exercício, os chamados come-quotas. Esse direito realizável estava registrado em 31.03.2019 no grupo Outros no Ativo Circulante conforme divulgado na Nota 10 – Outros Ativos.

Em 24.04.2019, foi publicada sentença de procedência dos embargos à execução, com a consequente extinção da execução fiscal nº 0003767-29.2009.8.19.0001 que tinha o prognóstico de perda possível no montante atualizado em 31.03.2019 de R\$ 115.494 conforme divulgado na Nota 23 – Provisão para Riscos.

EDVALDO LUÍS RISSO
Diretor de Administração e Finanças
CPF: 005.199.978-16

RONALDO NETO ALCÂNTARA
Superintendente Financeiro
CPF: 085.658.417-74 – CRC: RJ – 086615/O-4

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