



Eletrobras
Eletronorte

**Demonstrações Financeiras
Intermediárias
3º Trimestre
2017**



CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A. – ELETRONORTE
CNPJ Nº 00.357.038/0001-16
EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRAS

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
EM 30.09.2017

- 1 – BALANÇO PATRIMONIAL**
- 2 – DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS**
- 3 – DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES**
- 4 – DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO**
- 5 – DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA**
- 6 – DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO**
- 7 – NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO**

BALANÇO PATRIMONIAL

A T I V O	Nota	30/09/2017	31/12/2016
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	4	5.493	8.992
Títulos e valores mobiliários	5	1.346.088	277.086
Clientes	6	791.694	1.061.489
Ativo financeiro-concessão de serviço público	7	1.380.699	784.702
Impostos e contribuições sociais	8	314.915	246.540
Almoxarifado		122.167	117.835
Instrumentos financeiros derivativos	9	237.899	127.808
Créditos junto à Ceron	12	139.614	189.762
Repactuação do Risco Hidrológico	13	12.640	12.640
Outros ativos	10	169.918	293.029
		4.521.127	3.119.883
NÃO CIRCULANTE			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Títulos e valores mobiliários	5	86	258
Ativo financeiro-concessão de serviço público	7	8.743.446	8.875.863
Impostos e contribuições sociais	8	33.382	36.563
Impostos e contribuições sociais diferidos	8.2	710.976	839.708
Instrumentos financeiros derivativos	9	222.825	100.965
Cauções e depósitos vinculados	11	464.104	449.997
Adiantamentos para futuro aumento de capital		416	670
Créditos junto à Ceron	12	2.261.721	2.029.303
Repactuação do Risco Hidrológico	13	15.800	25.280
Outros ativos	10	129.099	272.450
		12.581.855	12.631.057
INVESTIMENTOS	14	4.822.416	4.293.873
IMOBILIZADO	15	6.631.798	6.790.543
INTANGÍVEL	16	223.966	244.538
		24.260.035	23.960.011
TOTAL		28.781.162	27.079.894

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

BALANÇO PATRIMONIAL (continuação)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota	30/09/2017	31/12/2016
CIRCULANTE			
Fornecedores	17	529.226	547.870
Financiamentos e empréstimos	18	1.083.836	944.387
Debêntures	19	19.442	12.442
Impostos e contribuições sociais	20	101.160	125.209
Remuneração aos acionistas		736	973
Folha de pagamento e obrigações estimadas	22	403.430	339.681
Encargos setoriais		294.674	299.617
Instrumentos financeiros derivativos	9	551	332
Adiantamentos de clientes	24	237.169	60.504
Obrigações com a Controladora	21	411.046	264.948
Obrigações pela aquisição de ativos e participação	7.2	78.665	69.740
Contratos onerosos	30	12.048	14.245
Outros passivos	26	379.507	534.509
		3.551.490	3.214.457
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	17	54.053	168.867
Financiamentos e empréstimos	18	4.091.505	4.175.765
Debêntures	19	187.852	188.933
Impostos e contribuições sociais	20	-	135.016
Obrigações estimadas	22	27.471	7.162
Provisões para riscos	23	866.366	810.087
Instrumentos financeiros derivativos	9	43.310	43.685
Adiantamentos de clientes	24	542.711	592.215
Benefícios pós-emprego		16.303	16.303
Obrigações com a Controladora	21	1.413.870	1.456.977
Contratos onerosos	30	289.074	376.700
Taxa de Fiscalização e Recursos Hídricos - TFRH	25	1.072.004	665.856
Outros passivos	26	125.674	131.308
		8.730.193	8.768.874
TOTAL DO PASSIVO		12.281.683	11.983.331
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	27	11.576.263	11.576.263
Reservas de lucros		3.542.916	3.542.916
Outros resultados abrangentes		(22.616)	(22.616)
Resultado do período		1.402.916	-
		16.499.479	15.096.563
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		28.781.162	27.079.894

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
PARA OS PERÍODOS DE TRÊS E NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO 2017 E 2016

	Nota	01/01/2017 a 30/09/2017	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2017 à 30/09/2017	01/07/2016 à 30/09/2016
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	28	4.460.378	6.908.370	1.701.765	1.591.470
Custo com energia elétrica					
Energia elétrica comprada para revenda	29	(417.012)	(135.524)	(333.728)	(51.786)
Encargos de uso da rede de transmissão	29	(418.983)	(386.161)	(142.429)	(138.855)
		(835.995)	(521.685)	(476.157)	(190.641)
Custo de operação					
Pessoal, material e serviços de terceiros	29	(671.814)	(600.091)	(214.834)	(205.827)
Depreciação e amortização	29	(329.602)	(325.748)	(107.677)	(111.058)
Outros	29	(144.122)	(101.088)	(101.208)	(52.471)
		(1.145.538)	(1.026.927)	(423.719)	(369.356)
Custo do serviço prestado a terceiros	29	(48.625)	(54.675)	(16.409)	(20.226)
Custo de construção	29	(46.534)	(137.456)	(18.214)	(41.828)
CUSTO OPERACIONAL	29	(2.076.692)	(1.740.743)	(934.499)	(622.051)
LUCRO BRUTO		2.383.686	5.167.627	767.266	969.419
DESPESA OPERACIONAL	29	(978.486)	(748.315)	(190.606)	(210.731)
RESULTADO DO SERVIÇO		1.405.200	4.419.312	576.660	758.688
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIA	14	100.986	203.868	20.712	164.276
RESULTADO FINANCEIRO	31	(100.697)	(10.988)	96.725	(99.022)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS		1.405.489	4.612.192	694.097	823.942
Imposto de renda e contribuição social	32	(39.973)	(88.005)	(15.601)	(3.128)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	32	37.400	(1.063.443)	108.870	(42.025)
		(2.573)	(1.151.448)	93.269	(45.153)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		1.402.916	3.460.744	787.366	778.789

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES
PARA OS PERÍODOS DE TRÊS E NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO 2017 E 2016**

	01/01/2017 a 30/09/2017	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2017 à 30/09/2017	01/07/2016 à 30/09/2016
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	1.402.916	3.460.744	787.366	778.789
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO	1.402.916	3.460.744	787.366	778.789

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

**DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS PERÍODOS DE NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO 2017 E 2016**

	Capital Social	Reservas de Lucros				Dividendos Adicionais	Lucros Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total do Patrimônio Líquido
		Reserva Legal	Reserva Incentivo Fiscal	Retenção de Lucros	Reserva Especial Dividendos não distribuídos				
Saldo em 31 de dezembro de 2015	11.576.263	133.424	220.651	40.279	-	30.210	-	(26.146)	11.974.681
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	3.460.744	-	3.460.744
Destinação do lucro líquido:									
Reversão de reserva de retenção de lucros				(40.279)					(40.279)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	(30.210)	-	-	(30.210)
Saldo em 30 de setembro de 2016	11.576.263	133.424	220.651	-	-	-	3.460.744	(26.146)	15.364.936
Saldo em 31 de dezembro de 2016	11.576.263	292.866	403.482	2.134.926	711.642	-	-	(22.616)	15.096.563
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	1.402.916	-	1.402.916
Saldo em 30 de setembro de 2017	11.576.263	292.866	403.482	2.134.926	711.642	-	1.402.916	(22.616)	16.499.479

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS PERÍODOS DE NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO 2017 E 2016

	01/01/2017 a 30/09/2017	01/01/2016 a 30/09/2016
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado antes dos impostos	1.405.489	4.612.192
Ajustes para conciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações		
Depreciação e amortização	334.550	337.497
Acréscimos moratórios em faturas de energia vendida	(64.976)	(93.316)
Variação monetária ativa	(231.347)	(347.992)
Variação monetária passiva	147.209	153.398
Encargos de dívidas	457.969	482.671
Resultado de equivalência patrimonial	(100.986)	(203.868)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	162.975	(11.944)
Provisões operacionais	479.929	174.296
Plano de aposentadoria extraordinário-PAE	101.473	-
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(357.420)	-
Baixa de ativo imobilizado e intangível	8.559	13.557
Ganhos(perdas) com derivativos	(232.107)	(106.669)
Remuneração do Ativo Financeiro	(822.291)	(3.630.656)
Outros despesas(receitas) financeiras	98.916	5.315
	1.387.942	1.384.481
Variações nos ativos e passivos operacionais		
Clientes	170.042	(144.283)
Outros ativos	390.663	1.160.959
Fornecedores	(133.458)	(160.338)
Outros passivos	144.877	(1.504.833)
	572.124	(648.495)
Caixa proveniente das atividades operacionais		
	1.960.066	735.986
Pagamento de encargos de empréstimos e financiamentos	(291.121)	(250.709)
Pagamento de encargos e Impostos	(436.767)	(86.445)
Recebimento de receita anual permitida	580.434	256.616
Recebimento remuneração de participações societárias	39.593	33.933
Pagamento de contingências	(17.503)	(83.878)
Cauções de depósitos vinculados	(14.107)	23.402
	(139.471)	(107.081)
Caixa líquido das atividades operacionais		
	1.820.595	628.905
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Financiamentos e empréstimos obtidos	500.322	510.406
Pagamento de financiamentos e empréstimos - principal	(539.766)	(568.493)
Caixa líquido das atividades de financiamento	(39.444)	(58.087)
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Títulos e valores mobiliários - aplicações financeiras	(1.068.830)	639.663
Aquisição de ativo imobilizado e intangível	(162.609)	(38.751)
Aquisição de ativo financeiro	(56.632)	(162.528)
Participações societárias	(496.833)	(939.668)
Adiantamentos para futuro aumento de capital concedidos	254	(105.114)
Caixa líquido das atividades de investimento	(1.784.650)	(606.398)
Redução no caixa e equivalentes de caixa		
	(3.499)	(35.580)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		
	8.992	51.683
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período		
	5.493	16.103

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO PARA OS PERÍODOS DE NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO 2017 E 2016

	Nota	01/01/2017 a 30/09/2017	01/01/2016 a 30/09/2016
RECEITAS			
Receitas de vendas de energia e serviços	28	5.264.082	7.666.643
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	29.2	(162.975)	11.944
		5.101.107	7.678.587
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS			
Custo de construção	29	(46.534)	(137.456)
Energia elétrica comprada para revenda	29	(417.012)	(135.524)
Encargos de uso da rede de transmissão	29	(418.983)	(386.161)
Material	29	(22.187)	(24.622)
Serviços de terceiros	29	(180.831)	(202.152)
Combustível	29	-	(3.717)
Outros		(75.728)	(70.751)
		(1.161.275)	(960.383)
VALOR ADICIONADO BRUTO		3.939.832	6.718.204
RETENÇÕES			
Depreciação e amortização	29	(334.549)	(337.497)
Redução ao valor recuperável	29	357.420	-
Provisões operacionais	29	(479.930)	(174.296)
		(457.059)	(511.793)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO		3.482.773	6.206.411
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA			
Resultado de participações societárias	14	100.986	203.868
Receitas financeiras	31	624.121	657.961
		725.107	861.829
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		4.207.880	7.068.240
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO			
Pessoal:			
Remuneração do trabalho	29.1	834.982	761.122
Plano Aposentadoria Extraordinário-PAE	29.1	130.742	-
		965.724	761.122
Impostos, taxas e contribuições:			
Deduções à receita operacional	28	803.704	758.273
Tributos	29	6.363	5.822
Taxa de fiscalização	29	16.056	11.293
Encargos sobre despesa de pessoal	29.1	175.092	157.447
Imposto de renda e contribuição social	32	2.573	1.151.448
		1.003.788	2.084.283
Remuneração de capitais de terceiros:			
Despesas financeiras	31	724.818	668.949
Arrendamentos e aluguéis	29	110.634	93.142
		835.452	762.091
Remuneração de capitais próprios			
Lucros a distribuir		1.402.916	3.460.744
		1.402.916	3.460.744
VALOR ADICIONADO TOTAL DISTRIBUÍDO		4.207.880	7.068.240

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
EM 30 DE SETEMBRO 2017 E 2016

NOTA 1 – INFORMAÇÕES GERAIS

A Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte (“Companhia”) é uma sociedade de economia mista, de capital fechado, autorizada a funcionar pelo Decreto nº 72.548 de 30 de julho de 1973, como concessionária de serviços públicos de energia elétrica, controlada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras. Sua sede está localizada em Brasília – DF, no SCN Quadra 06 – Conj. A – Blocos B e C, Entrada norte 2, Asa Norte, CEP: 70.716-901.

Estatutariamente, a Companhia tem por objeto social principal, dentre outras atividades: a) realizar estudos, projetos, construção, operação e manutenção de usinas geradoras, subestações, linhas de transmissão e sistemas de telecomunicações associados, distribuição e comercialização de energia elétrica e de transmissão de dados, voz e imagens, podendo para tanto importar e exportar energia elétrica, bem como celebrar atos de comércio decorrentes dessas atividades; b) associar-se, com ou sem aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, com ou sem poder de controle, que se destinem à exploração da geração ou transmissão de energia elétrica, sob o regime de concessão ou autorização, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

As operações da Companhia com geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.860,05 MW (não revisado) e 8 usinas termelétricas, com capacidade de 521,82 MW (não revisado), perfazendo uma capacidade instalada de 9.381,87 MW (não revisado).

A comercialização de energia elétrica ocorre por meio de contratos firmados com as concessionárias de distribuição, dos contratos de reserva de potência e fornecimento de energia elétrica, firmados com consumidores industriais, diretamente atendidos pela Companhia, de contratos oriundos de leilões de energia realizados pela CCEE e de leilões de compra e venda de energia elétrica, realizados por comercializadores ou consumidores livres. As eventuais diferenças entre a energia gerada e a vendida, na forma dos contratos descritos, são comercializadas por intermédio do mercado de curto prazo, no âmbito da CCEE.

A transmissão de energia em corrente alternada é administrada pela Companhia por um sistema composto de 11.617,12 Km (não revisado) de linhas de transmissão e 56 subestações (não revisado) no SIN, 190,20 Km (não revisado) de linhas de transmissão e 1 subestação no sistema isolado, totalizando 11.807,32 km (não revisado) de linhas de transmissão e 57 subestações (não revisado).

A Companhia possui Contratos de Concessão da Transmissão que asseguram o direito de receber Receita Anual Permitida (RAP).

A Companhia detém participação societária em Sociedades de Propósitos Específicos de geração e de transmissão de energia elétrica.

NOTA 2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

Estas demonstrações financeiras intermediárias foram elaboradas em conformidade com o Pronunciamento Técnico CPC 21(R1) – Demonstrações Intermediárias, e estão sendo apresentadas sem a repetição de determinadas notas explicativas anteriormente divulgadas, nas suas últimas demonstrações financeiras anuais, mas com a evidenciação das alterações relevantes ocorridas no período. Portanto, estas demonstrações financeiras intermediárias devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2016 que contemplam o conjunto completo das notas explicativas.

Adicionalmente, a Companhia elaborou e está divulgando, como informação suplementar, as Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), referentes aos períodos de 9 (nove) meses findos em 30 de setembro de 2017 e 2016, preparadas sob a responsabilidade de sua Administração, uma vez que não são requeridas pela legislação societária brasileira para companhias de capital fechado.

A preparação de demonstrações financeiras intermediárias 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 estimativas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como são significativas para as demonstrações financeiras intermediárias são:

- Vida útil do ativo imobilizado (nota 15)
- Ativo financeiro da concessão (nota 7);
- Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas (nota 23);
- Valor justo de derivativos e outros instrumentos financeiros (nota 9);
- Perda para créditos de liquidação duvidosa (nota 6.2);
- Ativos fiscais diferidos (nota 8.2.1); e
- Teste de *impairment* e contratos de natureza onerosa (nota 30).

As demonstrações financeiras intermediárias foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos.

As demonstrações financeiras intermediárias foram submetidas à Diretoria da Companhia em 09 novembro de 2017.

2.1. Riscos relacionados ao cumprimento *compliance* de leis e regulamentos

2.1.1. Lava Jato

Em resposta a investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras e de sociedades de propósito específico (SPE) nas quais a Eletrobras detém participações acionárias minoritárias, em 2015, o Conselho de Administração da Empresa (CAE) decidiu por iniciar um procedimento investigativo, em face do risco de tais irregularidades apontadas poderem afetar alguns dos principais investimentos da Eletrobras.

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

O procedimento investigatório seguiu os princípios adotados pela Securities and Exchange Commission (SEC) e Department of Justice (DOJ), para procedimentos desta natureza, em vista de que, após 2008, quando a Eletrobras passou a ser listada na Bolsa de Valores de Nova York por meio de ADR's – American Deposit Receipts, tornou-se sujeita às leis norte-americanas que regulam o mercado de capitais, em especial, a toda a regulamentação fixada pelo U.S. Securities and Exchange Act. Dentre essas leis encontra-se a Foreign Corrupt Practices Act – FCPA que, em síntese, criminaliza os atos de corrupção, tais como o pagamento a funcionários de governos estrangeiros, partidos políticos, candidatos a cargos políticos estrangeiros em troca de vantagens comerciais ou econômicas.

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

No decorrer de 2015 e 2016, no âmbito da operação Lava Jato, as operações Radioatividade e Pripyat resultaram no indiciamento de 06 ex-executivos da Eletronuclear, bem como de outros envolvidos. Muito embora os processos ainda se encontrem em andamento, já foram proferidas sentenças condenatórias contra

quatro desses ex-funcionários, ainda não transitadas em julgado. A Eletrobras vem cooperando com as autoridades no compartilhamento de informações levantadas pela investigação independente, participando, inclusive, como assistente de acusação contra os réus nestes processos criminais.

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

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

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

Em outubro de 2016, a investigação independente completou a etapa que tinha como objetivo identificar atos ilícitos que pudessem causar eventuais distorções significativas nas demonstrações financeiras da Companhia. Nesta etapa foram considerados certos valores estimados como relacionados a licitações atribuídos pela investigação independente como oriundos da prática de cartel e propinas que teriam sido pagas, desde 2008, por certos empreiteiros e fornecedores contratados por subsidiárias e por algumas das SPEs nas quais a Eletrobras não é controlador majoritário configurando controladas em conjunto nos termos do CPC 18 (R2) - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto.

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

A Eletrobras não identificou contratos após 31 de dezembro de 2015 que possam ter sido afetados pelo esquema citado. Sendo assim, em 30 de setembro de 2016, a Eletronorte realizou os seguintes ajustes no balanço patrimonial e na demonstração do resultado do período:

	<u>30/09/2016</u>
Balanço	
Investimentos pelo Método de Equivalência Patrimonial	(36.563)
	<u>(36.563)</u>
Demonstração de Resultado	
Perda em investimentos pelo Método de Equivalência Patrimonial	36.563
	<u>36.563</u>

A Eletrobras vem implementando diversas ações de governança e remediação, adotando medidas para investigar as alegações relativas à Operação Lava Jato, além de avaliar as possibilidades de ressarcimento

face aos danos sofridos em razão de condutas ilícitas, praticadas tanto pelos empregados que contribuíram para o ilícito, quanto pelas empreiteiras contratadas.

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

De acordo com o atual conhecimento da Eletrobras, não se espera que esses procedimentos tragam informações relevantes adicionais que possam gerar impactos significativos nas suas demonstrações financeiras. Contudo, as investigações da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas e o Ministério Público Federal poderá levar tempo considerável para concluir todos os seus procedimentos de apuração dos fatos. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro, o que poderá levar a Eletrobras a reconhecer ajustes adicionais nas suas demonstrações financeiras.

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

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

Certas alegações de potenciais atos ilegais se tornaram públicos, em abril de 2017, no âmbito do projeto Santo Antônio, no qual a Eletrobras por intermédio da controlada Furnas, participa com 39,0%. A fim de garantir a independência e imparcialidade das investigações, por orientação da Eletrobras, Furnas afastou dois executivos citados em depoimentos como tendo supostamente recebido vantagens indevidas. Caso as alegações relacionadas ao projeto de Santo Antonio se revelem verdadeiras, a Administração estima que não haverá impacto significativo nas demonstrações financeiras consolidadas, uma vez que o montante de impairment registrado, de acordo com o CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável de Ativos, é suficiente para cobrir os valores das alegações conhecidas até o momento.

Em 08 de junho de 2017, a controlada Furnas recebeu a Polícia Civil Fazendária do Rio de Janeiro na sede da empresa durante a operação batizada de "Barão Gatuno", um desdobramento da Operação Lava Jato, visando a busca e apreensão de documentos, relacionadas ao empreendimento de Serra do Facão onde Furnas participa com 49,47% do capital social.

NOTA 3 – RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As práticas contábeis utilizadas na preparação destas demonstrações financeiras intermediárias são as mesmas adotadas na preparação das demonstrações financeiras anuais da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, que devem ser lidas em conjunto com estas demonstrações financeiras intermediárias.

Nestas demonstrações financeiras intermediárias as informações relativas a controladas em conjunto e coligadas foram reconhecidas através do método de equivalência patrimonial e apresentam defasagem de 30 dias, exceto em situações específicas descritas na nota 14.3 - Resumo das informações financeiras das empresas investidas.

NOTA 4 – CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	30/09/2017	31/12/2016
Caixa e depósitos bancários à vista	4.732	5.946
Aplicações financeiras de curto prazo	761	3.046
TOTAL	5.493	8.992

As aplicações financeiras referem-se aos recursos aplicados em operações compromissadas nos fundos de investimentos em que a Eletronorte possui recursos investidos. Estas operações possuem garantia de recompra diária pelos fundos, a uma taxa previamente estabelecida entre as partes e são lastreadas em títulos públicos.

NOTA 5 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	30/09/2017	31/12/2016
Fundos de Investimentos		
Fundos exclusivos	6.427	64.204
Outros fundos	1.339.661	212.882
CIRCULANTE	1.346.088	277.086
Outros	86	258
NÃO CIRCULANTE	86	258
TOTAL	1.346.174	277.344

As aplicações financeiras são realizadas, principalmente, em fundos de investimentos, lastreadas em títulos do Tesouro Nacional, realizadas com o Banco do Brasil S.A. e a Caixa Econômica Federal. Os fundos possuem alta liquidez, baixo risco de crédito e no ano de 2017, a rentabilidade média correspondeu a 123% do rendimento do Certificado de Depósito Interbancário – CDI.

5.1. Circulante

A Companhia e suas investidas classificam os títulos e valores mobiliários pelo valor justo, ou seja, o valor dos títulos negociados no mercado atual em condições usuais.

Instrumentos Financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado	30/09/2017				31/12/2016			
	Valor de Custo	Valor Justo	Ajuste Líquido	% Participação	Valor de Custo	Valor Justo	Ajuste Líquido	% Participação
Banco do Brasil - Fundos Exclusivos								
Extramercado Exclusivo 10 4211	6.111	6.427	316	100,00	60.425	64.204	3.779	92,00
LTN	6.111	6.427	316		34.969	36.511	1.542	
NTNF	-	-	-		25.456	27.693	2.237	
Outros Fundos	1.331.691	1.339.661	7.970	-	212.521	212.882	361	-
Operações Compromissadas	45.220	45.220	-		22.433	22.433	-	
LTN	1.117.668	1.125.445	7.777		158.102	158.464	362	
NTN-F	168.803	168.996	193		31.986	31.986	-	
Total	1.337.802	1.346.088	8.286	-	272.946	277.086	4.140	-

NOTA 6 – CLIENTES

As contas a receber de clientes decorrem da venda de energia elétrica e da disponibilização do sistema de transmissão a consumidores e concessionários de energia elétrica, conforme demonstrado a seguir:

6.1. Consumidores, concessionárias e permissionárias

	30/09/2017			31/12/2016	
	VINCENDOS	VENCIDOS		TOTAL	TOTAL
		ATÉ 90 DIAS	HÁ MAIS DE 90 DIAS		
Consumidores					
Industrial	102.164	-	72	102.236	96.485
	102.164	-	72	102.236	96.485
Concessionárias e permissionárias					
Suprimento de energia	302.655	4.667	127	307.449	344.468
Uso da rede elétrica	200.358	915	26.367	227.640	122.264
Conexão ao sistema de transmissão	7.254	10	2	7.266	5.287
Comercialização de energia	150.198	-	3.082	153.280	316.043
Renegociação - Suprimento					
Boa Vista Energia S.A.	236.553	-	-	236.553	304.018
Centrais Elétricas do Pará S.A. (Celpa)	1.837	-	-	1.837	7.350
Companhia de Eletricidade do Amapá (Cea)	-	-	292.100	292.100	267.217
	898.855	5.592	321.678	1.226.125	1.366.647
(-) Perda para créditos de liquidação duvidosa	(212.046)	(174)	(321.540)¹	(533.760)	(401.352)
(-) Ajuste a valor presente	(15)	-	-	(15)	(291)
(-) Tributos Federais Retidos na Fonte	(2.892)	-	-	(2.892)	-
Total circulante	786.066	5.418	210	791.694	1.061.489
Renegociação - Suprimento					
Boa Vista Energia S.A.	210.109	-	-	210.109	177.788
	210.109	-	-	210.109	177.788
(-) Perda para créditos de liquidação duvidosa	(210.109)¹	-	-	(210.109)¹	(177.788)
Total não circulante	-	-	-	-	-
Total	786.066	5.418	210	791.694	1.061.489

6.2. Provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD)

A provisão é constituída com base na análise individualizada dos créditos relevantes, vencidos a partir de 30 dias, sendo provisionados aqueles onde não há probabilidade no seu recebimento, em função do histórico de pagamento e inadimplência.

O montante provisionado é considerado suficiente, pela Administração, para cobertura de eventuais perdas na realização destes ativos.

Em virtude do não pagamento das parcelas do instrumento vencidas 2016, do histórico do não pagamento de dívidas e da existência de evidências de falta de capacidade financeira da Boa Vista Energia em honrar o montante devido, a Companhia provisionou o total da dívida, cujo saldo em setembro de 2017 perfaz o montante de R\$ 422.155. O saldo do crédito é atualizado mensalmente.

Foram provisionados também, o total dos créditos junto a CEA, cujo valor vem sendo corrigido mensalmente e em 30 de setembro de 2017 monta R\$ 292.100.

Saldo em 31/12/2015	(242.930)
Constituição	(336.210)
Reversão/Baixa	-
Saldo em 31/12/2016	(579.140)
Constituição	(164.729)
Reversão/Baixa	-
Saldo em 30/09/2017	(743.869)

NOTA 7 – ATIVO FINANCEIRO – CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

Os saldos e movimentações dos ativos financeiros vinculados à concessão de serviço público são os seguintes:

Nota	31/12/2016	Movimentação no exercício					30/09/2017	
		Ingressos	Remuneração o Ativo Financeiro	Amortizações	Baixas	Transferências Impairment		
Transmissão								
	Ativo financeiro indenizável	322.175	-	-	-	(48.255)	-	273.920
7.1	Ativo financeiro (RBSE)	5.328.583	-	518.665	(241.093)	-	-	5.606.155
	Ativo financeiro	3.841.645	46.534	303.626	(339.341)	(1.183)	48.255	4.065.810
	Ativo financeiro - UHE C. Nunes	3.486	278	-	-	-	-	3.764
	Ativo financeiro - RBNI/RBSE	164.676	9.820	-	-	-	-	174.496
	Total	9.660.565	56.632	822.291	(580.434)	(1.183)	-	10.124.145
	Circulante	784.702						1.380.699
	Não circulante	8.875.863						8.743.446

7.1. Bens do sistema existente em 31 de maio de 2000 – Ativos RBSE

Em 20 de abril de 2016, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 120/2016 que regulamenta o pagamento às empresas de transmissão de energia elétrica pelos bens reversíveis existentes em 31 de maio de 2000 (denominados Rede Básica Sistemas Existentes – RBSE). São abrangidos pela portaria os ativos reversíveis que não estavam depreciados até 31 de dezembro de 2012, quando essas empresas tiveram os vencimentos de contratos de concessão antecipados, nos termos da Lei nº 12.783/13 (de conversão da MP 579/12).

Em 18 de outubro de 2016 a Diretoria da ANEEL apreciou o relatório de fiscalização da SFF/ANEEL, e decidiu pela homologação do valor final para fins de pagamento da RBSE à Eletronorte, no valor líquido de R\$ 2.579.312, referenciado em 31 de dezembro de 2012. Como base na Portaria MME nº 120/16 a Companhia elaborou sua melhor estimativa apresentando os valores atualizados, os quais levaram em consideração as premissas elencadas na mesma.

No quadro abaixo está demonstrado o saldo em 31 de dezembro de 2016 dos bens denominados Rede Básica Sistemas Existentes – RBSE:

Ativo Financeiro - RBSE	31/12/2012
Rede básica - RBSE - Saldo histórico (A)	1.732.910
Rede básica - RBSE - Laudo ANEEL	2.579.312
Ativo Financeiro - Laudo atualizado	3.419.361
Depreciação do laudo Atualizado	(1.209.286)
Base de remuneração	2.210.075
Quota de Reintegração Regulatória	1.209.286
Remuneração do Capital Investido	1.143.084
Atualização monetária	766.137
Custo de capital não incorporado	3.118.507
Valor total do ativo financeiro (B)	5.328.582
Remuneração reconhecida (B - A)	3.595.672
Efeito tributário Diferido (34%)	(1.222.528)
Valor líquido reconhecido resultado 31/12/2016	2.373.144
Atualização monetária no período (Jan a Jun/2017)	372.784
Constituição IR/CS Diferidos s/atualiz monetária (34%)	(126.747)
	246.037
Atualização monetária a partir do recebimento da RBSE (Julho/2017)	145.881
Recebimento indenização - Amortização via RAP	(241.093)
Reversão IR/CS Diferidos s/ recebimento indeniz.(34%)	81.972
	(13.240)
Valor líquido reconhecido no resultado 30/09/2017	232.797

Em 20 de junho de 2017, por meio do Despacho Nº 1.779, a Aneel recebeu liminar obtida pela ABRACE em 10 de abril de 2017. Nesta liminar a ABRACE obteve efeito suspensivo aos impactos da remuneração dos ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 apresentados na Resolução Normativa nº 762/2017. Com esta decisão a Aneel desconsiderou o disposto no §3º do art. 4º da referida resolução quanto aos critérios de cálculo da Receita Anual Permitida – RAP a ser homologada para o ciclo tarifário 2017- 2018, a vigorar entre 1º de julho de 2017 e 30 de junho de 2018. Em decorrência dessa liminar o valor referente à remuneração dos ativos não recebidos entre janeiro de 2013 a junho de 2017, está classificado no não circulante e corresponde a R\$ 922.300.

Baseado na opinião legal dos advogados externos, a Companhia entende que as decisões tomadas até o momento não interferem no direito de receber a remuneração dos ativos estabelecida pela Lei 12.973/2013 e pela Portaria MME nº 120/2016, que concedeu o direito de receber tais montantes, mesmo que seja na instância do Governo Federal. Assim, a Companhia entende que não existe evidência objetiva para reconhecimento de *impairment* em relação a esses ativos reconhecidos.

A partir de julho de 2017, a Companhia recebe a indenização da RBSE por meio da Receita Anual Permitida conforme determina Portaria MME nº 120/16. Esse valor será amortizado pelo período de oito anos. O IRPJ e a CSLL diferidos contabilizados sobre o valor da remuneração e respectiva atualização monetária está sendo revertido proporcionalmente ao recebimento da indenização.

Os efeitos considerando o recebimento da RBSE no resultado da Companhia estão demonstrados abaixo:

7.2. Aquisição de ativo financeiro

7.2.1. Aquisição de ativos e passivos vinculados à concessão

Em 30 de junho de 2015, a Companhia concretizou a aquisição junto a Eletrosul Centrais Elétricas S.A dos ativos e passivos pelo valor de R\$ 327.048, corrigido monetariamente a partir de julho de 2014 até a data do

seu pagamento, mediante aplicação do índice SELIC, para quitação em 03 parcelas, com vencimentos em 2015, 2016 e 2017. Em 30 de setembro 2017 resta um saldo a pagar no montante de R\$ 78.665. Em dezembro 2016 – R\$ 69.740.

NOTA 8 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS - ATIVO

8.1. Impostos e contribuições sociais

Os impostos e contribuições a recuperar estão demonstrados abaixo considerando as eventuais perdas de realização:

	30/09/2017	31/12/2016
Retenções na fonte (IR / CS)	272.830	226.749
PIS/PASEP/COFINS	41.222	13.629
ICMS	743	743
Outros	120	5.419
Total circulante	314.915	246.540
ICMS	33.382	36.563
Total não circulante	33.382	36.563
Total	348.297	283.103

O grupo de retenções na fonte possui um saldo elevado decorrente, basicamente, do IRPJ pago a maior e valores ajustados de apurações anteriores a 2017.

8.2. Impostos e contribuições sociais diferidos

Foram constituídos ativos e passivos fiscais diferidos (imposto de renda e contribuição social), conforme demonstrado a seguir:

	Nota	30/09/2017	31/12/2016
Ativo fiscal diferido			
Instrumentos financeiros derivativos		14.913	14.966
Efeitos atuariais		22.457	22.457
Outros ativos fiscais diferidos	8.2.1	2.161.290	2.166.331
		2.198.660	2.203.754
Passivo fiscal diferido			
Instrumentos financeiros derivativos		156.646	77.783
Ativo financeiro da transmissão		1.267.304	1.222.529
Efeitos atuariais		5.264	5.264
Compra vantajosa de ativos		58.470	58.470
		1.487.684	1.364.046
Ativo (passivo) fiscal diferido líquido		710.976	839.708

Tais efeitos contemplam a aplicação das alíquotas de 9% para contribuição social e 25% para o imposto de renda. O cálculo da alíquota efetiva dos impostos sobre o lucro do exercício está evidenciado na nota 32.

8.2.1. Ativos fiscais diferidos

Com base em estudo técnico de viabilidade realizado pela Companhia, com base em histórico de rentabilidade e expectativa de geração de lucros tributários futuros foi possível estimar a realização dos créditos tributários oriundos de prejuízos fiscais e base negativa de CSLL e disponíveis para compensação. Dessa forma, o saldo de prejuízo fiscal e base de cálculo negativa da CSLL constante do LALUR foi totalmente ativado em 2016.

Abaixo a composição dos outros ativos fiscais diferidos.

Ativos fiscais diferidos	30/09/2017	31/12/2016
IRPJ		
Prejuízos Fiscais	615.249	797.434
Provisão p/ crédito de liq. duvidosa	215.958	247.434
Contingências passivas	216.592	202.517
Outras provisões	465.244	316.260
Provisão de PLR	23.055	34.488
Provisão PAE	25.368	-
Total do IR diferido	1.561.466	1.598.133
CSLL		
Bases de cálculo negativas	259.185	279.940
Provisão p/ crédito de liq. duvidosa	77.745	89.076
Contingências passivas	77.973	72.906
Outras provisões	167.488	113.854
Provisão de PLR	8.300	12.422
Provisão PAE	9.133	-
Total do CS diferida	599.824	568.198
Total	2.161.290	2.166.331

NOTA 9 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

Os instrumentos financeiros derivativos reconhecidos pela Companhia foram classificados como derivativos embutidos.

Os saldos ativos e passivos dos instrumentos financeiros derivativos embutidos estão demonstrados a seguir:

Nota	30/09/2017			31/12/2016		
	Circulante	Não Circulante	TOTAL	Circulante	Não Circulante	TOTAL
Ativo						
Contratos Energia Elétrica	237.899	222.825	460.724	127.808	100.965	228.773
	237.899	222.825	460.724	127.808	100.965	228.773
Passivo						
Debêntures	551	43.310	43.861	332	43.685	44.017
	551	43.310	43.861	332	43.685	44.017

O impacto dos instrumentos financeiros derivativos no resultado da Companhia está demonstrado no quadro abaixo:

	Nota	30/09/2017	30/09/2016
RECEITA FINANCEIRA			
Ganhos com derivativos			
Contratos Energia Elétrica	31	247.991	106.669
Debêntures	31	156	-
		248.147	106.669
DESPESA FINANCEIRA			
Perdas com derivativos			
Contratos Energia Elétrica	31	(16.040)	-
		(16.040)	-
TOTAL GERAL			
		232.107	106.669

9.1. Contratos de fornecimento de energia elétrica

A Companhia celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para fornecimento de energia elétrica para seus principais clientes: BHP Billiton, atual South32 Brasil S.A. e com a empresa Alumínio Brasileiro S.A. – Albrás. Parte da receita desses contratos de longo prazo está associada ao pagamento de um prêmio atrelado ao preço internacional do alumínio, cotado na London Metal Exchange (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais do prêmio.

O prêmio decorrente do contrato de venda de energia, avaliados suas características, pode ser considerado como um componente de um contrato híbrido (combinado), que inclui um contrato não derivativo que o abriga. Esse prêmio faz parte do contrato principal e possui características específicas de correção associadas à flutuação do preço do alumínio no mercado internacional e ainda pela variação na cotação do dólar. Assim, o prêmio é considerado um derivativo embutido, pois a sua precificação deriva do preço do alumínio que é definido neste caso como o ativo básico, também conhecido como ativo subjacente.

O cálculo do prêmio desses contratos inclui o conceito de *cap and floor band*, relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2.773,21/ton e US\$ 1.450/ton, respectivamente.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da *commodity* da LME, é possível atribuir o *fair value* destes contratos. Em setembro de 2017, o preço do alumínio fechou cotado em US\$ 2.125/ton, o que representou uma variação positiva de 23,4% em relação ao valor verificado em dezembro de 2016, quando o preço da commodity estava cotado em US\$ 1.722,17/ton.

Além disso, no mesmo período de análise, houve desvalorização do dólar frente ao real de 5,9% com a cotação passando de R\$ 3,35 em dezembro de 2016, para R\$ 3,15 em setembro de 2017. A valorização do preço do alumínio no LME e do dólar frente ao real contribuíram para o aumento na expectativa do valor justo para os derivativos no período.

O ganho apurado na operação com derivativos em setembro de 2017 foi de R\$ 231.951 e está representado no resultado financeiro nota 31. Em setembro de 2016, ganho de R\$ 76.312.

9.2. Contratos de debêntures

A Estação Transmissora de Energia S.A., antiga investida da Companhia, que foi incorporada em 31 de março de 2014, firmou contrato de emissão de debêntures, em junho de 2011 com liberação de recursos a partir de 2013, junto ao Banco da Amazônia S.A. (BASA), a qual administra os recursos do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), com a finalidade de captação de recursos para implementação do projeto de estação retificadora e aterramento da subestação coletora.

Os detalhes do contrato de debêntures e as informações da dívida, atualizada até 30 de setembro de 2017, estão descritos na nota 19.

O contrato possui cláusula contratual que prevê a possibilidade de conversão destas debêntures em ações da Companhia, a critério da SUDAM, limitados a 50% das debêntures emitidas, de acordo com a avaliação da Companhia é possível atribuir um valor ao montante que seria atribuído a SUDAM em caso desta conversão, por esses motivos há a identificação de um derivativo embutido no contrato.

Para determinação do valor do derivativo foram utilizadas as seguintes métricas: cálculo do *valuation* da investida, apuração do valor da sua ação e o cálculo do valor presente do contrato.

O ganho apurado nesta operação com derivativos em setembro de 2017 é de R\$ 156 e está representado na demonstração do resultado financeiro nota 31. Em setembro de 2016, ganho de R\$ 30.357.

O ganho apurado no período é decorrente do fluxo de quitação das debêntures conjugado com a redução no valor estimado do *valuation* do empreendimento, ou seja, houve redução no valor de ação o que fez com que o custo de se converter o saldo das debêntures em ações da Companhia diminuísse.

NOTA 10 – OUTROS ATIVOS

	Nota	30/09/2017	31/12/2016
CIRCULANTE			
Direto de ressarcimento		56.648	56.648
Pesquisa e desenvolvimento - P&D		48.868	118.982
Empregados		1.350	5.999
Serviços prestados a terceiros		26.668	25.833
Despesas pagas antecipadamente		5.504	11.558
Dispêndios reembolsáveis		90.338	100.037
Numerários Vinculados às Garantias e Convênios	10.1	37.097	78.343
Créditos Boa Vista Energia S.A. (SE Distrito Industrial)		23.618	21.294
Outros		49.101	42.793
(-) Provisão p/créditos de liquidação duvidosa		(169.273)	(168.458)
TOTAL DO CIRCULANTE		169.919	293.029
NÃO CIRCULANTE			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Despesas pagas antecipadamente		16.355	16.355
Créditos Boa Vista Energia S.A. (SE Distrito Industrial)		34.115	33.462
Numerários Vinculados às Garantias e Convênios	10.1	128.964	272.321
Outros		6.958	6.952
(-) Provisão p/créditos de liquidação duvidosa		(57.293)	(56.640)
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		129.099	272.450
TOTAL GERAL		299.018	565.479

Dentre os ativos elencados acima, estão totalmente provisionados: direito de ressarcimento, despesas pagas antecipadamente e os créditos junto à Boa Vista Energia relativos à SE Distrito Industrial.

10.1. Numerários vinculados às Garantias e Convênios

Os numerários vinculados às Garantias e aos Convênios são aqueles recursos que não podem ser utilizados imediatamente, pois são valores constantes em conta corrente e aplicações financeiras de garantias e convênios.

NOTA 11 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

Refere-se a valores vinculados a processos judiciais e administrativos, conforme relacionado:

	30/09/2017	31/12/2016
Trabalhistas	136.027	128.570
Tributários	70.280	61.599
Cíveis	17.422	33.954
Outros	240.375	225.874
Total não circulante	464.104	449.997

NOTA 12 – CRÉDITOS JUNTO À CERON

Em dezembro de 2015 foi firmado Instrumento de Reconhecimento e Parcelamento de Dívida e outras avenças junto à CERON objetivando a regularização do débito em 120 parcelas, iguais e sucessivas, atualizadas pela taxa SELIC, tendo a primeira, vencimento em 30 de novembro de 2016, sendo a CERON a garantidora do pagamento. Neste instrumento foi considerada a atualização dos créditos conforme estabelecido na Portaria Interministerial nº 652 – MME/MEF de 10 de dezembro de 2014.

Na mesma data a Administração da Companhia assinou junto à Eletrobras e à CERON o Instrumento de Cessão de Créditos para Dação em pagamento de dividendos, o qual estabelece que os créditos a receber junto à CERON serão destinados ao pagamento parcial dos dividendos devidos à Eletrobras, observado o mesmo cronograma de recebimento dos créditos da CERON. Em novembro de 2016 venceu a primeira parcela decorrente do Instrumento citado acima sem que houvesse quitação das parcelas de 2016.

Em 7 de fevereiro de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.202, a ANEEL aprova o orçamento da CDE para o ano de 2017, entretanto, além de reduzir a previsão dos gastos correntes com a CCC, não contemplou os valores que foram objeto de repactuações assinadas em 2014 e 2015 entre as distribuidoras e a Petrobras Distribuidora S.A., com lastro na Conta CDE/CCC.

Considerando que os contratos de confissão de dívidas, denominados CCDs, foram previamente autorizados pela legislação aplicável e pela própria ANEEL, as distribuidoras se viram afetadas pela glosa no orçamento de 2017 e ingressaram com pedido de reconsideração, contra a Resolução Homologatória nº 2.202.

Em 2 de março de 2017, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 81 prevendo na programação da CDE, para o ano de 2017, parcela equivalente às prestações mensais a serem pagas entre as competências janeiro e dezembro de 2017, relativas aos contratos de confissão de dívidas firmados entre as distribuidoras e a CDE/CCC. Em 7 de março de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.204, a ANEEL aprova o orçamento anual da CDE/CCC para o ano de 2017 referendando a inclusão no orçamento das parcelas repactuadas relativas aos contratos de confissão de dívidas. Importante ressaltar que a ANEEL manteve a redução dos recursos destinados ao Fundo CDE/CCC referente ao ano de 2017.

Considerando os eventos acima, embora se verifique a dificuldade de realização dos créditos junto à CERON, a Companhia, respaldada por documentos normativos emitidos pelo Ministério de Minas e Energia e ANEEL, considera possível o recebimento dos créditos devidos pela CERON. Para aqueles créditos não contemplados no orçamento de 2017, em função da redução dos recursos destinados a Conta CDE/CCC, a Companhia reconheceu uma provisão para fazer face à perda financeira estimada na realização desses créditos.

Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia contabilizou ajuste a valor presente no montante de R\$ 45.005, calculada com base nos custos que seriam incorridos caso a mesma necessite captar recursos no mercado, considerando o período de 12 meses. A estimativa de custo foi definida como sendo o custo médio de captação do sistema Eletrobrás mais o *spread* conforme indicado abaixo:

Beneficiários	Termonorte II / CERON	Taxa de captação			Prazo (anos)	Custo de captação
		CDI	Spread	Total		
ELETRONORTE	234.766	13,63	5,54	19,71	1 ano	45.005
Total	234.766					45.005

Em 09 de agosto de 2017 a Companhia assinou o Primeiro Aditivo ao Instrumento de Cessão de Créditos para Dação em pagamento de dividendos, citado acima, alterando a forma de pagamento de 120 para 106 parcelas iguais, mensais e sucessivas, e a data de vencimento das parcelas foi alterada para 30 de janeiro de 2018.

No quadro abaixo estão demonstrados os valores a receber da CERON em 31 de dezembro de 2016 e 30 de setembro de 2017:

	Circulante	Não Circulante	Total
Créditos em 31/12/2016	234.767	2.029.303	2.264.070
(-) Ajuste a valor presente	(45.005)	-	(45.005)
Saldo em 31/12/2016	189.762	2.029.303	2.219.065
Atualização monetária e transferências do período	(50.148)	232.418	182.270
Saldo total em 30/09/2017	139.614	2.261.721	2.401.335

NOTA 13 – REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

A lei 13.203, de 08 de dezembro de 2015, instituiu a figura da repactuação do risco hidrológico que permite que as empresas constituam uma espécie de seguro contra eventuais reduções de garantias físicas a partir de 2016. A lei também permite que seja utilizado como pagamento do prêmio parte dos desembolsos realizados no exercício de 2015, relativos à redução da Garantia Física, e caso esse montante não seja absorvido dentro do período de carência para o produto escolhido, a geradora terá uma prorrogação do seu prazo de concessão.

A Companhia optou por aderir à repactuação em 12/01/2016 para dois de seus contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulado - ACR, um de 783 MW e duração até dezembro de 2016 e outro de 280 MW com duração até dezembro de 2019, totalizando 1.063MW o que representa cerca de 25% da Garantia Física da UHE Tucuruí para o ano de 2016. O produto escolhido foi o SP100 em que 100% do risco de GSF é transferido para o consumidor final. Como os contratos se encerrarão antes da completa compensação dos montantes gastos em 2015, a Companhia se beneficiará ainda da prorrogação da concessão da UHE Tucuruí de 50 dias, com a totalidade da sua Garantia Física no Centro de Gravidade (3.920,487 MW/médios) alocada para o ACR de 12/07/2024 a 30/08/2024 (Nota Técnica nº 20/2016–SRM-SRG/ANEEL).

	30/09/2017			31/12/2016		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Montante a ser ressarcido (A+B)	74.793	237.620	312.413	74.793	237.620	312.413
Extensão da Concessão (A)	-	178.518	178.518	-	178.518	178.518
Amortização da extensão	-	(36.047)	(36.047)	-	(20.598)	(20.598)
Total Extensão da Concessão (Intangível)	-	142.471	142.471	-	157.920	157.920
Pagamento do Prêmio (B)	74.793	59.102	133.895	74.793	59.102	133.895
Amortização do Prêmio	(105.455)	-	(105.455)	(95.975)	-	(95.975)
Transferências	43.302	(43.302)	-	33.822	(33.822)	-
Total Prêmio repactuação (Despesa antecipada)	12.640	15.800	28.440	12.640	25.280	37.920
Saldo da Repactuação (Intangível + Despesa antecipada de seguro)	12.640	158.271	170.911	12.640	183.200	195.840

Como os efeitos da Repactuação foram retroativos a 1º de janeiro de 2015, a Companhia procedeu à amortização das parcelas compreendidas no período de 1º de janeiro de 2015 a 31 de dezembro de 2015, no montante de R\$ 47.988. Em setembro de 2017, a amortização acumulada, relativa à extensão da concessão e ao prêmio pago, totalizam R\$ 141.502.

O valor da extensão da concessão foi registrado como direito de uso futuro no grupo de intangível (nota 16), enquanto o prêmio pago pela repactuação do Risco Hidrológico foi registrado como despesa antecipada de seguro.

NOTA 14 – INVESTIMENTOS

14.1. Composição dos saldos

		30/09/2017	31/12/2016
Participações societárias			
Controladas em conjunto	14.2	4.625.515	4.109.656
Coligadas	14.2	124.327	111.644
		4.749.842	4.221.300
Bens e direitos para uso futuro			
Terrenos		61.969	61.969
Edificações, obras civis e benfeitorias		5.146	5.146
Máquinas e equipamentos		96.482	96.482
(-) Provisão para redução ao valor recuperável		(91.023)	(91.024)
		72.574	72.573
Total		4.822.416	4.293.873

14.2. Movimentação das participações societárias permanentes na controladora:

Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2016	Aumento de capital	Dividendos recebidos	Impairment	Resultado de partic. societárias	Saldo em 30/09/2017
Participações societárias						
Controladas em conjunto						
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	41.743	-	(14.099)	-	10.535	38.179
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	374.789	159.495	-	(42.057)	4.478	496.705
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	127.338	-	(4.822)	-	4.546	127.062
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	20.779	254	-	-	(1.535)	19.498
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	33.643	-	-	-	(1.112)	32.531
Companhia Energética Sinop	37.700	121.814	-	30.632	(1.034)	189.112
Construtora Integração Ltda	25.879	-	-	-	(1.059)	24.820
Integração Transmissora de Energia S.A.	153.126	-	(15.394)	-	14.764	152.496
Manaus Construtora Ltda	25.397	-	-	-	(74)	25.323
Manaus Transmissora de Energia S.A.	190.765	-	-	-	22.192	212.957
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	652.684	-	-	(19.835)	64.085	696.934
Norte Energia S.A.	2.150.393	209.390	-	-	(36.571)	2.323.212
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	20.192	-	-	-	(2.139)	18.053
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	106.480	-	-	-	7.944	114.424
Transnorte Energia S.A.	148.748	5.880	-	-	(419)	154.209
	4.109.656	496.833	(34.315)	(31.260)	84.601	4.625.515
Coligadas						
Energética Águas da Pedra S.A.	111.644	-	(5.278)	-	17.961	124.327
	111.644	-	(5.278)	-	17.961	124.327
Total	4.221.300	496.833	(39.593)	(31.260)	102.562	4.749.842
Passivo a descoberto						
Controladas em conjunto						
Amapari Energia S.A.	(11.695)	-	-	-	(1.576)	(13.271)
	(11.695)	-	-	-	(1.576)	(13.271)
TOTAL	4.209.605	496.833	(39.593)	(31.260)	100.986	4.736.571

Conforme determinado nos acordos de acionistas das investidas, os aumentos de capital são aprovados e efetuados por todos os seus investidores, na proporção de suas participações. Os saldos ora apresentados na coluna “Resultado de participações societárias”, possuem reflexo em conta de resultado, com o mesmo título, na demonstração do resultado do exercício.

14.3. Resumo das informações financeiras das empresas investidas

a) Balanço patrimonial

Dados financeiros em 31/08/2017 - R\$ Mil												
	Particip. (%)	Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos circulantes	Ativo não circulante	Ativo total	Empréstimos e financiamentos (passivo circulante)	Outros passivos circulantes	Empréstimos e financiamentos (passivo não circulante)	Outros passivos não circulantes	Patrimônio líquido	Impairment	Patrimônio líquido
Geração												
Amapari Energia S.A.	49,00	7.135	148	1.881	9.164	-	32.854	-	3.394	(27.084)		(27.084)
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	24,50	26.053	7.606	204.450	238.109	7.166	53.142	97.238	600	85.849		85.849
Brasventos Missaba 3 Geradora de Energia S.A.	24,50	50.134	8.513	220.438	279.085	7.254	34.585	97.625	6.841	137.247		137.247
Companhia Energética Sinop S.A.	24,50	188.543	8.775	1.989.646	2.186.964	-	90.670	772.801	19.585	1.308.126	30.632	1.338.758
Energética Águas da Pedra S.A.	24,50	86.591	44.994	747.761	879.346	35.326	79.107	288.239	13.220	390.144		390.144
Norte Energia S.A.	19,98	78.983	762.053	39.127.107	39.968.143	1.417.234	1.222.204	25.501.407	480.753	11.437.771		11.437.771
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	24,50	22.488	7.258	202.148	231.894	7.608	43.251	-	3	2.098		82.415
Transmissão												
AETE-Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	49,00	1.542	18.031	63.994	83.567	-	2.633	-	517	65.599		65.599
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	24,50	102.622	9.254	5.945.918	6.057.794	653.458	117.704	2.333.738	225.453	2.704.548	(42.057)	2.662.491
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71	152	30.226	289.771	320.149	-	2.789	-	61.755	246.460		246.460
Construtora Integração Ltda	49,00	-	71.767	342	72.109	-	21.243	-	212	51.062		51.062
INTESA-Integração Transmissora de Energia S.A.	37,00	26.431	133.820	450.320	610.571	31.760	9.978	67.996	88.687	372.286		372.286
Manaus Construtora Ltda	30,00	-	91.145	1	91.146	-	6.736	-	47.067	37.590		37.590
Manaus Transmissora de Energia S.A.	30,00	52.883	171.296	2.403.945	2.628.124	74.519	84.902	697.214	697.214	385.715		1.346.184
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00	95.274	305.555	3.635.188	4.036.017	75.283	110.779	813.654	913.889	2.023.623	(19.835)	2.003.788
TME-Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	49,00	5.321	65.151	343.041	413.513	13.281	23.381	113.799	33.917	206.975		206.975
TNE-Transporte Energia S.A.	49,00	8.254	8.230	291.504	307.988	-	2.015	-	3.409	303.273		303.273

Para as investidas Norte Energia, Manaus Transmissora de Energia e Norte Brasil, foram utilizadas informações financeiras na data base de 30.09.2017.

b) Resultado do período

Dados financeiros em 31/08/2017 - R\$ Mil											
	Particip. (%)	Receita operacional líquida	Custo de operação	Lucro bruto	Despesas operacionais	Receita financeira	Despesa financeira	Lucro antes do imposto de renda	Impostos sobre o lucro	Lucro (prejuízo) líquido	Depreciação e amortização
Geração											
Amapari Energia S.A.	24,50	-	-	-	(2.079)	634	(957)	(2.402)	-	(2.402)	-
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	49,00	21.238	(19.974)	1.264	(1.587)	1.947	(6.551)	(4.927)	(959)	(5.886)	(6.766)
Brasventos Missaba 3 Geradora de Energia S.A.	24,50	23.250	(21.638)	1.612	(1.304)	3.344	(6.782)	(3.130)	(1.337)	(4.467)	(7.328)
Companhia Energética Sinop S.A.	24,50	-	-	-	(10.337)	4.767	(345)	(5.915)	1.697	(4.218)	(274)
Energética Águas da Pedra S.A.	24,50	158.435	(55.616)	102.819	(1.291)	5.781	(21.546)	85.763	(13.744)	72.019	(13.555)
Norte Energia S.A.	19,98	1.788.556	(1.277.828)	510.728	(62.486)	37.191	(518.457)	(33.024)	(58.203)	(91.227)	(282.810)
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	24,50	21.163	(19.859)	1.304	(1.117)	1.637	(6.932)	(5.108)	(850)	(5.958)	(6.700)
Transmissão											
AETE-Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	49,00	19.962	(4.516)	15.446	-	910	(334)	16.022	(1.204)	14.818	(23)
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	24,50	378.814	(6.852)	371.962	-	10.765	(231.036)	151.691	(128.797)	22.894	(107)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71	16.145	(3.674)	12.471	(971)	390	(116)	11.774	(2.629)	9.145	-
Construtora Integração Ltda	49,00	-	(480)	(480)	(145)	1.588	(1.660)	(697)	-	(697)	-
INTESA-Integração Transmissora de Energia S.A.	37,00	75.478	(22.459)	53.019	-	2.636	(7.558)	48.097	(8.232)	39.865	(41)
Manaus Construtora Ltda	30,00	-	(35)	(35)	(3)	-	(210)	(248)	-	(248)	-
Manaus Transmissora de Energia S.A.	30,00	139.378	(13.373)	126.005	5.665	5.985	(60.398)	77.257	(37.667)	39.590	45.415
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00	262.900	(21.561)	241.339	(4.296)	8.350	(90.153)	155.240	(56.472)	98.768	55.462
TME-Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	49,00	50.723	(16.862)	33.861	-	1.209	(8.442)	26.628	(4.468)	22.160	(33)
TNE-Transporte Energia S.A.	49,00	2.487	(2.856)	(369)	(1.005)	547	(8)	(835)	125	(710)	-

Para as investidas Norte Energia, Manaus Transmissora de Energia e Norte Brasil, foram utilizadas informações financeiras na data base de 30.09.2017.

14.4. Controladas em conjunto

Na determinação do controle em conjunto foi considerada além da participação acionária a influência significativa nas investidas, destacada principalmente devido à indicação de membro do conselho de administração para condução dos assuntos estratégicos destas entidades.

14.5. Coligadas

Na determinação da coligada foi considerada, além da influência significativa, a assinatura de acordo de acionistas, no qual cabe à Companhia a indicação de um Diretor Técnico, que permite a Companhia participar da gestão técnica dos empreendimentos pertencentes à entidade, sem controlá-la.

14.6. *Impairment* das investidas

Em complemento ao valor do *impairment* contabilizado no encerramento do exercício de 2016, neste período, a Companhia registrou ajuste de *impairment* para as seguintes investidas: Belo Monte Transmissora de Energia S.A – constituição R\$ 42.057, Companhia Energética Sinop S.A – reversão de R\$ 30.632, e Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. - constituição de R\$ 19.835. Ver nota 30 – Teste de *impairment* e contratos de natureza onerosa.

14.7. Plano de Desinvestimento

Em 14 de junho de 2017, em atendimento ao plano de desinvestimento previsto no Plano Diretor de Negócios e Gestão 2017-2021 do grupo Eletrobras, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o início do processo de transferência das participações societárias detidas pela Companhia para a controladora das seguintes investidas: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A., Manaus Transmissora de Energia S.A., Integração Transmissora de Energia S.A., Brasnorte Transmissora de Energia S.A., Transmissora Matogrossense de Energia S.A., Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A., Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A., Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. e Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.

Em 29 de setembro de 2017, a ANEEL aprovou a transferência da participação da Companhia nas referidas SPEs.

As participações societárias da Companhia nessas investidas permanecem classificadas como investimento aguardando a efetiva transferência dos ativos que por sua vez depende de autorização dos demais órgãos competentes.

NOTA 15 – IMOBILIZADO

A movimentação dos bens que compõem o ativo imobilizado da Companhia está demonstrada abaixo:

15.1. Movimentação

	Saldo em 31/12/2016	Adições	Baixas	Depreciação	Transferências /Incorporação	Saldo em 30/09/2017	% (*)
Geração e comercialização							
Em serviço	17.363.685	403	(1.613)	-	4.781	17.367.256	
Depreciação acumulada	(10.377.896)	387	1.615	(302.944)	7.420	(10.671.418)	2,42
Em curso	163.381	17.498	(5.355)	-	(32.613)	142.911	
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(168.588)	-	-	-	(26)	(168.614)	
Depreciação Acumulada (Obrigações Especiais)	30.829	-	-	1.881	-	32.710	
Total Geração e comercialização	7.011.411	18.288	(5.353)	(301.063)	(20.438)	6.702.845	
Administração Central							
Em serviço	244.749	-	(4.295)	-	31.699	272.153	
Depreciação acumulada	(163.910)	-	4.693	(18.465)	(6.766)	(184.448)	11,00
Em curso	310.163	11.688	(2.421)	-	(4.495)	314.935	
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(403)	-	-	-	-	(403)	
Depreciação Acumulada (Obrigações Especiais)	108	-	-	6	-	114	3,00
Total Administração	390.707	11.688	(2.023)	(18.459)	20.438	402.351	
Imobilizado não vinculado à concessão - Terrenos							
Em serviço (LVTE)	1.900	-	-	-	-	1.900	
Total	1.900	-	-	-	-	1.900	
Indenização da UHE Coaracy Nunes	(35.492)	-	-	-	-	(35.492)	
Perda sobre indenização Coaracy Nunes	(77.553)	-	-	-	-	(77.553)	
Provisão para redução ao valor recuperável	(500.430)	132.583	-	5.594	-	(362.253)	
Total	6.790.543	162.559	(7.376)	(313.928)	-	6.631.798	

(*) Média anual de depreciação.

A Companhia possui registrado em seu Ativo Imobilizado, em 30 de setembro 2017, o valor contábil bruto de R\$ 1.132.087 (2016 – R\$ 883.140) referentes aos ativos totalmente depreciados.

As despesas correspondentes à depreciação dos bens do imobilizado estão registradas em contrapartida a esta conta no resultado do exercício no grupo de “Custos e despesas operacionais” (nota 29).

NOTA 16 – INTANGÍVEL

	Saldo em 31/12/2016	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 30/09/2017
Vinculados à Concessão - Geração					
Em serviço					
Custo	178.517	-	-	-	178.517
Amortização	(20.598)	(15.449)	-	-	(36.047)
	157.919	(15.449)	-	-	142.470
Vinculados à Concessão - Transmissão					
Em serviço					
Custo	1.416	-	-	-	1.416
Amortização	-	-	-	-	-
	1.416	-	-	-	1.416
Outros					
Ágio direito de exploração	87.460	-	-	-	87.460
Amortização	(7.017)	(2.633)	-	-	(9.650)
	80.443	(2.633)	-	-	77.810
Não Vinculados à Concessão					
Em serviço					
Custo	61.399	50	-	-	61.449
Amortização	(56.639)	(2.540)	-	-	(59.179)
	4.760	(2.490)	-	-	2.270
Total	244.538	(20.572)	-	-	223.966

A Companhia contabiliza um ativo intangível no montante de R\$ 178.517, referente à Repactuação do Risco Hidrológico, que corresponde à extensão do prazo de concessão conforme descrito na nota 13. Esse valor é amortizado conforme prazo de concessão remanescente da UHE Tucuruí.

Os valores referentes à aquisição e implantação e/ou direito de uso de softwares possuem taxa média anual de amortização de 20% (Resolução Normativa nº 674, de 11 de agosto de 2015).

As despesas correspondentes à amortização dos bens do intangível estão registradas em contrapartida a esta conta no resultado do exercício, no grupo de “Custos e despesas operacionais” (nota 29).

A Companhia avalia, em bases anuais, eventuais mudanças no ambiente econômico e/ou financeiro que indiquem a não recuperação do valor contábil dos ativos intangíveis.

16.1. Alocação da *mais valia*

Em 2015, após a apuração do valor da *mais valia* sobre a aquisição de participação societária na Linha Verde Transmissora de Energia S.A., a Companhia identificou que o valor de R\$ 87.460 é atribuível ao direito de exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica nos termos do contrato nº 021/2009 que tem duração de 30 anos a partir da data de assinatura, e esta sendo amortizado durante o prazo do contrato de concessão.

Até 30 de setembro 2017 foi registrado R\$ 2.633 referente à amortização da *mais valia*.

NOTA 17 – FORNECEDORES

	Nota	30/09/2017	31/12/2016
Encargos de uso da rede elétrica	17.1	50.407	52.462
Fornecedores de energia elétrica	17.2	254.402	244.925
Fornecedores de materiais e serviços		81.793	121.471
Fornecedores de combustíveis	17.3	142.624	129.012
Total circulante		529.226	547.870
Fornecedores de energia elétrica	17.2	54.053	168.867
Total não circulante		54.053	168.867
Total		583.279	716.737

17.1. Encargos de uso da rede elétrica

Refere-se a obrigações perante Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, em função do encargo pelo transporte da potência de energia elétrica e dos valores a ele relacionados, conforme avisos de débitos emitidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

17.2. Fornecedores de energia elétrica

Refere-se a obrigações decorrentes da compra de energia elétrica no âmbito da CCEE, da importação de energia elétrica da Venezuela para a revenda à Boa Vista Energia S.A, e, também, da energia comprada com compromisso de pagamento de longo prazo.

O saldo do não circulante apresentou redução devido à quitação das parcelas decorrentes do fornecimento de energia elétrica à BTG Pactual em cumprimento ao contrato de compra e venda de energia na modalidade “swap”, firmado setembro de 2014.

17.2.1. Leilão de compra e venda de energia na modalidade “swap” (permuta)

Em setembro de 2014, a Companhia promoveu uma oferta pública de compra e venda de energia elétrica na modalidade de “swap” (permuta) com o objetivo de cobrir as necessidades de compra/venda/uso da Eletronorte (own use). O vencedor do Leilão foi a BTG Pactual Comercializadora de Energia Ltda., única proponente do certame. Nessa operação a Companhia passou a comprar energia elétrica num preço máximo pré-estabelecido antes do início do leilão e se comprometeu a vender energia também num preço pré-estabelecido, conforme resumo a seguir:

- Fornecimento de Energia pela COMERCIALIZADORA

Período de fornecimento: de 1º de agosto de 2014 a 31 de dezembro de 2014.

Energia Contratada: 200 MW médios (duzentos megawatts médios).

Preço Máximo: 720,00 R\$/ MWh (setecentos e vinte reais por MWh).

- Fornecimento de Energia pela ELETRONORTE

Período de fornecimento: de 10 de janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2018.

Energia Contratada: 141 MW médios (cento e quarenta e um megawatts médios).

Preço: R\$ 162,60/MWh (cento e sessenta e dois reais e sessenta centavos por MWh).

Para essa operação não haverá desembolso nem qualquer transferência de recursos financeiros, ou seja, haverá somente a troca de energia aos valores contratados conforme definido em leilão, com exceção dos

pagamentos de tributos. A energia contratada será faturada mensalmente por meio de documentos de cobrança, emitidos nos termos da legislação vigente.

17.3. Fornecedores de combustíveis

Refere-se à aquisição de óleo combustível para funcionamento das usinas térmicas nos Estados do Acre, Rondônia e Amapá. A aquisição ocorreu para atender as usinas térmicas antes pertencentes ao sistema isolado.

NOTA 18 – FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

As principais informações a respeito dos financiamentos e empréstimos em moedas estrangeiras e moeda nacional são as seguintes:

18.1. Resumo da dívida de financiamentos e empréstimos

	30/09/2017				31/12/2016			
	Encargos	Principal□	Circulante	Não circulante	Encargos	Principal□	Circulante	Não circulante
Moeda estrangeira								
Eletrobras	17.280	56.743	74.023	397.204	8.986	57.802	66.788	433.521
Total Moeda estrangeira	17.280	56.743	74.023	397.204	8.986	57.802	66.788	433.521
Moeda nacional								
Eletrobras	10.790	516.533	527.323	1.506.736	10.357	520.911	531.268	1.725.598
Instituições financeiras	36.943	445.547	482.489	2.187.565	32.132	314.199	346.331	2.016.646
Total Moeda nacional	47.733	962.080	1.009.813	3.694.301	42.489	835.110	877.599	3.742.244
Total	65.013	1.018.823	1.083.836	4.091.505	51.475	892.912	944.387	4.175.765

Sobre os financiamentos e empréstimos incidem atualização monetária, encargos e taxas de 3,5% a 12,12% a.a., para o mercado interno; e variação cambial, encargos, imposto de renda e taxas de 2,48% a 6,83% a.a., para o mercado externo.

18.2. Vencimento das parcelas do passivo não circulante

ANO	30/09/2017		31/12/2016	
2018	184.069		575.819	
2019	597.056		444.615	
2020	562.810		393.784	
2021	450.444		390.406	
2022	403.244		376.573	
2023	390.698		390.753	
Após 2023	1.503.184		1.603.815	
Total	4.091.505		4.175.765	

18.3. Movimentações dos financiamentos e empréstimos

	MOEDA NACIONAL				MOEDA ESTRANGEIRA			
	Circulante		Não Circulante		Circulante		Não Circulante	
	Encargos	Principal	Total	Principal	Encargos	Principal	Total	Principal
Saldo em 31/12/2015	17.077	502.911	519.988	3.606.911	12.784	68.685	81.469	583.788
Aquisição PVTE	-	10.022	10.022	190.453	-	-	-	-
Captação/Devolução	(13.224)	200.560	187.336	572.659	-	-	-	-
Provisão de encargos	340.088	-	340.088	-	44.521	-	44.521	-
Variação monetária e cambial	-	16.104	16.104	95.978	(2.862)	(10.879)	(13.741)	(88.319)
Transferências	-	723.757	723.757	(723.757)	-	61.948	61.948	(61.948)
Amortizações / pagamentos	(301.452)	(618.244)	(919.696)	-	(45.457)	(61.952)	(107.409)	-
Saldo em 31/12/2016	42.489	835.110	877.599	3.742.244	8.986	57.802	66.788	433.521
Refinanciamento	(30.314)	1.790	(28.524)	38.879	-	-	-	-
Captação/Devolução	-	-	-	500.322	-	-	-	-
Provisão de encargos	307.741	-	307.741	-	27.789	-	27.789	-
Variação monetária e cambial	-	7.540	7.540	33.514	(557)	(1.059)	(1.616)	(8.285)
Transferências	-	620.658	620.658	(620.658)	-	28.032	28.032	-
Amortizações / pagamentos	(272.183)	(503.018)	(775.201)	-	(18.938)	(28.032)	(46.970)	-
Saldo em 30/09/2017	47.733	962.080	1.009.813	3.694.301	17.280	56.743	74.023	425.236

Os encargos de dívida e as variações monetárias sobre os financiamentos e empréstimos estão reconhecidos no resultado financeiro.

18.4. Composição do saldo da dívida, por indexador e moeda

	30/09/2017	31/12/2016
Indexador		
TJLP	976.677	1.049.311
IPCA	1.399.585	1.767.942
SELIC	3.477	4.128
Outros	2.324.375	1.798.462
Moeda		
US\$	342.088	365.611
Yen	129.139	134.698
Total	5.175.341	5.120.152
Principal	5.110.328	5.068.678
Encargos	65.013	51.474
Total	5.175.341	5.120.152

A exposição da Companhia ao risco de liquidez e juros está divulgada na nota 35.3.5

18.5. Cláusulas Contratuais Restritivas - Covenants

A Companhia possui contratos de Financiamentos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e outras instituições, com Cláusulas Restritivas (*Covenants*) atreladas a condições operacionais. As medições são anuais e a Companhia vem cumprindo com os *covenants* na data base das demonstrações financeiras intermediárias e vem acompanhando estes e outros *covenants* qualitativos, os quais em 30.09.2017 foram atendidos.

NOTA 19 - DEBÊNTURES

Em 20 de janeiro de 2012, a SPE Estação Transmissora de Energia S.A., investida da Companhia já incorporada, em Assembleia de acionistas aprovou a emissão de Debêntures, para subscrição particular, de 221.789.000 (duzentos e vinte e um milhões, setecentos e oitenta e nove mil) debêntures de primeira emissão da SPE, com garantia real e fidejussória por fiança, em quatro séries, todas elas conversíveis em ações da SPE, com ou sem direito a voto, nos termos da Escritura Pública da Primeira Emissão Privada de Debêntures Conversíveis.

19.1. Resumo da dívida das debêntures

			30/09/2017			31/12/2016		
Financeira	Atualização	Vencimento	Principal	(-) Custos	Montante da dívida	Principal	(-) Custos	Montante da dívida
BASA/FDA	TJLP + 1,65% a.a	10/07/2031	210.513	(7.564)	207.294	203.521	(2.146)	201.375
Circulante					19.442	12.442		
Não circulante					187.852	188.933		

19.2. Movimentação das debêntures

	Circulante	Não Circulante
Saldo em 31/12/2016	12.442	188.933
Devolução/Refinanciamento	(5.911)	5.911
Provisão de encargos	14.635	-
Transferências	6.992	(6.992)
Amortizações / pagamentos	(8.716)	-
Saldo em 30/09/2017	19.442	187.852

NOTA 20 - IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS – PASSIVO

		30/09/2017	31/12/2016
Impostos retidos na fonte		13.716	20.018
PIS e COFINS		54.467	44.284
ICMS		2.433	2.046
Contribuições previdenciárias		1.294	2.739
IRPJ / CSLL		1.582	15.707
ISS		710	834
Parcelamento IRPJ/CSLL	20.1	26.106	37.679
Outros		852	1.902
Total Circulante		101.160	125.209
Passivo Fiscal Diferido	8.2	1.487.685	1.364.046
(-) Valor compensado com Ativo	8.2	(1.487.685)	(1.364.046)
Parcelamento IRPJ/CSLL	20.1	-	135.016
Total não circulante		-	135.016
TOTAL		101.160	260.225

20.1. Programas de Regularização Tributária

A Companhia aderiu ao Programa de Regularização Tributária (PRT), instituído pela Instrução Normativa RFB nº 1.687, de 31 de janeiro de 2017, para quitação de débitos de IRPJ e CSLL, optando pelo pagamento em espécie de 24% da dívida consolidada, R\$ 52.463, em 24 prestações mensais e sucessivas no valor de R\$ 2.186, e liquidação do restante, R\$ 166.132, com a utilização de créditos de prejuízo fiscal e base de cálculo negativa da CSLL. Em atendimento à legislação do PRT a Companhia desistiu do parcelamento anterior em curso.

Por meio da Medida Provisória nº 783, de 31 de maio de 2017, o Governo instituiu o Programa Especial de Regularização Tributária (PERT), permitindo a quitação de débitos, de natureza tributária e não tributária vencidos até 30 de abril de 2017, e liquidação de parte desses débitos através da utilização de prejuízo fiscal de Imposto de Renda e base negativa da CSLL.

A Companhia, em setembro de 2017, após análise econômica comparativa dos dois programas decidiu pela migração do PRT para o PERT, tendo em vista as condições vantajosas de aproveitamento dos créditos fiscais oriundos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL por apresentarem um percentual de aproveitamento maior em relação ao PRT. Dessa forma, na mesma data, a Companhia desistiu dos efeitos da adesão anterior ao PRT.

NOTA 21 – OBRIGAÇÕES COM A CONTROLADORA E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

21.1. Dividendo exercício 2016

O lucro apurado no exercício de 2016 foi fortemente impactado pelo reconhecimento contábil da remuneração sobre os ativos da denominada Rede Básica – Serviço Existente (RBSE), a que a Companhia tem direito de acordo com o previsto na Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 120/2016. Entretanto, esse acréscimo expressivo no resultado da Companhia não representa aumento no fluxo de caixa pois tal remuneração será recebida ao longo dos próximos oito anos e, a partir de julho de 2017.

De conformidade com a legislação vigente, a Companhia propôs que a parcela correspondente ao dividendo mínimo obrigatório seja destinada à reserva especial de dividendos não distribuídos no valor de R\$ 711.642, e a parcela relativa ao lucro não realizado, decorrente da RBSE, seja alocada na reserva de retenção de lucros (R\$ 2.134.926).

Em Assembleia Geral Ordinária realizada no dia 27 de abril de 2017, a proposta de destinação do lucro do exercício de 2016 foi aprovada pelos Acionistas da Companhia.

21.2. Obrigações com a Controladora (cessão de créditos)

Em 29 de abril de 2015, em reunião da Assembleia Geral Ordinária (AGO), os acionistas rejeitaram a proposta de destinação do resultado do exercício social de 2014, no que se refere à retenção de parcela do lucro, no montante de R\$ 913.554, e votaram pela distribuição, na forma de dividendos, de 100% do lucro ajustado nos termos da Lei 6.404/76, no montante de R\$ 1.827.108. Os reflexos contábeis dessa decisão foram registrados na data da reunião.

Assim, o pagamento dos dividendos foi estruturado da seguinte forma (valores referenciados a 31 de maio de 2015):

- a) 25% em dinheiro, no montante de R\$ 478.816 em 31 de outubro de 2015;
- b) 75% em créditos, em 30 de dezembro de 2015, sendo:
 - R\$ 253.851 da Eletrobras Distribuição Roraima S.A.; e
 - R\$ 1.182.597 da CERON - Termonorte II.

Os acionistas em Assembleia Geral Extraordinária (AGE), realizada em 26 de junho de 2015, deliberaram que os dividendos relativos ao exercício social de 2014, no valor atualizado de R\$ 1.915.264, a preço de 31 de maio de 2015, seriam pagos até 31 de outubro de 2015, sendo 25% em dinheiro e 75% com a transferência à Eletrobras de créditos da Eletronorte, corrigidos até a data do pagamento.

Durante o exercício de 2016 houve o pagamento do montante referente à parcela de 25% no valor atualizado de R\$ 511.853. Conforme deliberado em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de outubro de 2015, os 75% restantes, total de R\$ 1.543.464 seriam pagos à Eletrobras na forma de cessão de créditos.

A cessão de créditos, da Eletronorte, dados em pagamento foi efetuada mediante assinatura dos dois Termos de Cessão de Direitos, com a anuência dos respectivos devedores, contendo, dentre as diversas condições inerentes ao assunto, à previsão da responsabilidade da Eletronorte pelo pagamento em caso da inadimplência dos devedores.

Até a liquidação total dos créditos cedidos, a Companhia ficará coobrigada sobre as contraprestações dos valores a Eletrobras em espécie ou em outros créditos. Os respectivos saldos serão atualizados até a data do pagamento conforme deliberação da assembleia. O quadro abaixo demonstra o saldo das obrigações com a controladora em 30 de setembro 2017.

	Total
Saldo em 31/12/2016	1.721.925
Atualização monetária do período	141.440
Pagamentos no período	(38.449)
Saldo total em 30/09/2017	1.824.916
Passivo circulante	411.046
Passivo não circulante	1.413.870

NOTA 22 – FOLHA DE PAGAMENTO E OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	30/09/2017	31/12/2016
Folha de pagamento		
Folha de pagamento	53.666	41.279
Encargos sobre folha de pagamento	48.029	70.098
	101.695	111.377
Obrigações estimadas		
Provisão de férias e encargos	175.789	150.814
Provisão Plano de Aposentadoria Extraordinário (PAE)	74.409	-
Outras	51.537	77.490
	301.735	228.304
Total circulante	403.430	339.681
Obrigações estimadas		
Provisão Plano de Aposentadoria Extraordinário (PAE)	27.064	-
Outras	407	7.162
Total não circulante	27.471	7.162
Total	430.901	346.843

O aumento verificado nas obrigações da folha de pagamento é decorrente da provisão de gastos relativos ao Plano de Aposentadoria Extraordinário (PAE) aprovado pela Companhia.

22.1. Plano de Aposentadoria Extraordinário (PAE)

Por meio do Plano de Negócios e Gestão (PDNG) 2017/2021, a controladora Eletrobras definiu uma série de medidas voltadas para redução de despesas operacionais e ganho de eficiência. Dentre as medidas está o Plano de Aposentadoria Extraordinário (PAE), aprovado pela Eletronorte em 23 de maio de 2017.

As negociações para a aprovação do PAE envolveram Eletrobras, Ministério de Minas e Energia (MME) e Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST).

Este plano prevê o pagamento de incentivos indenizatórios e benefícios de assistência à saúde aos empregados que preenchem os seguintes requisitos:

- 1) Idade igual ou superior a 55 (cinquenta e cinco) anos, com pelo menos 10 (dez) anos de vínculo empregatício com a Companhia, no momento do desligamento, que se enquadre em uma das seguintes condições:
 - a) aposentados pela previdência oficial e;
 - b) em condições de aposentadoria pela previdência oficial de acordo com as regras atuais do INSS;
- 2) Reintegrados e anistiados à empresa por meio da Comissão Especial Interministerial (CEI) de Anistia – Lei nº 8.878/1994, (neste caso não há exigência de tempo mínimo de empresa, idade mínima ou obrigatoriedade de ser aposentado ou aposentável);
- 3) Idade inferior a 55 anos, com mais de 10 anos de empresa e já aposentados pelo INSS, ou integrantes de categorias que têm aposentadoria especial.

Abaixo o demonstrativo das principais condições e benefícios do plano:

Parâmetros indenizatórios	PAE - Etapa 1	PAE - Etapa 2
Adesão	05/06/2017 a 14/07/2017	17/07/2017 a 31/07/2017
Vigência (desligamentos)	10/07/2017 a 11/12/2017	14/08/2017 a 11/12/2017
Incentivo indenizatório (1)	Equivalente aos 40% do saldo para fins rescisórios do FGTS. Equivalente ao aviso prévio.	Equivalente aos 40% do saldo para fins rescisórios do FGTS. Equivalente ao aviso prévio.
Incentivo indenizatório complementar (2)	50% sobre o valor do incentivo	30% sobre o valor do incentivo
Incentivo indenizatório mínimo (1+2)	R\$175	R\$175
Assistência à saúde	60 meses	60 meses
Quantidade de inscritos	232	16
Desligamentos efetuados	78	2

Para o cálculo do incentivo indenizatório será considerada a remuneração fixa do mês da adesão ou do mês do desligamento, o que for maior. Adicionais de periculosidade, insalubridade e transferência, dentre outros, serão calculados pela média dos últimos doze meses.

O efeito contábil líquido do PAE no resultado do período foi de R\$ 130.742 (nota 29.1).

NOTA 23 – PROVISÕES PARA RISCOS

23.1. Passivos contingentes e provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Companhia é parte em diversos processos judiciais e administrativos decorrentes do curso normal de suas operações, que incluem processos de natureza tributária, cível e trabalhista.

A provisão registrada em relação a tais processos é determinada pela Administração da Companhia, com base na análise de seus consultores jurídicos, e refletem a melhor estimativa do desembolso exigido para liquidar as perdas esperadas. A Administração adota o procedimento de classificar os processos judiciais impetrados contra a Companhia em função da probabilidade de perda, baseado na opinião dos consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado a perda provável, além de atender a condição de obrigação presente vinculada a evento passado e serem passíveis de razoável mensuração, são contabilizadas provisões;
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como possível, não é contabilizada provisão e suas informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, não é contabilizada provisão e somente são divulgadas em notas explicativas as informações, que a critério da administração, sejam julgadas de relevância ao bom entendimento e clareza das demonstrações financeiras.

A Administração da Companhia acredita que a provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas, constituída de acordo com o CPC 25, é suficiente para cobrir eventuais perdas com processos legais.

23.1.1. Valores para provisões

Os saldos e a movimentação das provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas são apresentados abaixo.

As contrapartidas das provisões e reversões estão registradas no grupo de despesas (nota 29.2).

	31/12/2016	Provisões e atualizações	Reversões	Pagamentos/ Baixas	30/09/2017
Trabalhistas	152.851	39.283	(1.218)	(15.820)	175.096
Tributárias	4.900	9.648	(1.666)	(125)	12.757
Cíveis	359.948	17.608	(1.412)	(1.010)	375.134
Outras	292.388	11.539	-	(548)	303.379
Total	810.087	78.078	(4.296)	(17.503)	866.366

23.1.1.1. Tributárias

As provisões para riscos tributários envolvem várias provisões que, individualmente são de menor relevância, e basicamente são decorrentes de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e tributos federais junto à Receita Federal do Brasil, totalizando uma provisão de R\$ 8.178 (2016 - R\$ 4.840).

23.1.1.2. Cíveis e outras

As provisões para riscos cíveis são de caráter indenizatório, de natureza financeira e por reclamações impetradas por proprietários de áreas inundadas pelos reservatórios de usinas hidrelétricas. Apresentamos abaixo os processos de maior relevância:

Ação de desapropriação – UHE Balbina: desapropriações ajuizadas pela Companhia com a finalidade de indenizar os proprietários das áreas atingidas pela formação do reservatório da Usina Hidrelétrica de Balbina (AM). Em sua maioria, os processos estão em fase de cumprimento de sentença. Há discussão acerca da legitimidade dos títulos apresentados pelos expropriados, tendo, inclusive, o Ministério Público Federal ajuizado Ação Civil Pública contestando esses títulos. A provisão constituída desta causa em 30 de setembro de 2017 é de R\$ 287.501 (2016 - R\$ 283.428).

Ação indenizatória – Sul America Companhia Nacional de Seguros: trata-se do ressarcimento de valores a Sul America Companhia Nacional de Seguros devido ao pagamento feito a Albrás Alumínio Brasileiro S.A. pelo sinistro sofrido decorrente da interrupção do fornecimento de energia elétrica. O processo passou a ser provisionado no exercício de 2015 por conta da mudança de estimativa de perda, que passou de possível para provável. No exercício de 2016 o processo montava R\$ 237.299. O saldo em 30 de setembro de 2017 monta a R\$ 240.709.

Ação de cobrança – Cetenco Engenharia: processo em discussão na esfera judicial. A empresa Cetenco celebrou contrato de prestação de serviços e obras para a construção das linhas de transmissão do sistema associado à UHE Tucuruí. Alega que os pagamentos realizados pela Eletronorte ocorreram com atraso e sem pagamento da correção monetária e juros de mora.

Embora o processo já esteja em fase de execução, além do pedido para que a execução seja promovida por meio do rito do art. 730 do CPC (rito dos precatórios), a Companhia defende que a correção monetária seja aplicada após a propositura da ação. Em 30 de setembro de 2017 o processo monta R\$ 73.756 (2016 – R\$ 72.711).

23.1.1.3. Trabalhistas

A Companhia é ré em inúmeras reclamações trabalhistas envolvendo diversos assuntos. A maior parte envolve horas extras, adicional de periculosidade e responsabilidade subsidiária.

Em relação às provisões para riscos trabalhistas destacam-se as ações que versam sobre periculosidade e índices inflacionários.

No caso específico do processo que versa sobre os índices inflacionários, trata-se de reclamação trabalhista coletiva buscando a recomposição inflacionária dos salários durante o período de hiperinflação. O outro processo discute o pagamento de adicional de periculosidade para empregados, cujos cálculos do débito já foram homologados pelo juízo. A Eletronorte garantiu a execução e nesse momento discute os cálculos apresentados pela justiça.

Em 30 de setembro de 2017 a maior causa dessa natureza monta R\$ 20.343 e faz referência ao processo 00127.2007.004.10.00.4, movido pelo STIU-DF (Sindicato dos Urbanitários do Distrito Federal), cujo objeto discute a incorporação definitiva do adicional de periculosidade nos salários dos empregados classificados como eventuais ou isentos. Em setembro de 2016 foi homologado acordo judicial entre as partes para adesão individual dos substituídos no processo. Até 30 de setembro de 2016, dos 125 substituídos, houve adesão de 91 empregados. Dessa forma, o valor envolvido no processo reduziu consideravelmente. Como medidas preventivas, a Companhia atua na fiscalização dos requisitos necessários e legais para pagamento do objeto pleiteado.

23.1.2. Contingências passivas possíveis

A Companhia possui contingências passivas de natureza tributária, cível e trabalhista, cuja expectativa de perda avaliada pela Administração e sustentada no julgamento de consultores jurídicos está classificada como possível e, portanto, nenhuma provisão foi constituída. Abaixo estão demonstradas as contingências classificadas com probabilidade de possível.

	30/09/2017	31/12/2016
Trabalhistas	87.633	71.696
Tributários	254.508	368.607
Cíveis	1.369.619	1.349.644
Outros	201.708	231.241
TOTAL	1.913.468	2.021.188

23.1.2.1. Tributárias

As contingências tributárias classificadas como possível de maior relevância, avaliadas pela Companhia estão relacionadas aos seguintes tributos:

ICMS: A Companhia discute judicialmente a cobrança de multa relacionada a:

- I. aproveitamento de créditos de ICMS quando da transferência dos mesmos à Boa Vista Energia, por ocasião da cisão do patrimônio da Companhia para criação desta, no montante de R\$ 96.228 (2016 – R\$ 90.290);
- II. cobrança pelo Fisco Estadual de Roraima exige da Eletronorte o estorno de créditos de ICMS relativos a bens do ativo permanente, o estorno dos créditos do ICMS na proporção de operações qualificadas como isentas ou não-tributadas, a saber: a) venda de energia para a CER – Centrais Elétricas de Roraima, e b) valores escriturados como “Outros”. Valor total de R\$ 48.908 (2016 – R\$ 45.891).
Autor: Estado de Roraima.

PIS/PASEP e COFINS: A Companhia discute na esfera administrativa, auto de infração lavrado pela Secretaria da Receita Federal no montante de R\$ 161.596 (2016 - R\$ 145.039). No entendimento da Receita Federal a correção de contratos anteriores a outubro de 2003, pelo IGPM, descaracteriza o caráter predeterminado do preço, de forma que após o primeiro reajuste o regime de tributação seria o da não-cumulatividade. Contudo, existem precedentes judiciais em sentido oposto, favoráveis, à tese da Companhia.

23.1.2.2. Cíveis e outras

As contingências cíveis classificadas como possível de maior relevância para a Companhia referem-se às seguintes matérias:

Cobrança pelo CNEC de correção monetária e juros por atraso de pagamento: ação Judicial de cobrança ajuizada pelo CNEC - Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores S.A., objetivando o recebimento de correção monetária e juros por atraso de pagamentos de faturas, em virtude da correção monetária desproporcional ao valor real da moeda, pela supressão e utilização de índices divorciados da realidade contratual. A Companhia sustenta que as partes realizaram composição de todas suas pendências firmando “Contrato de Reconhecimento, Consolidação e Pagamento de Débitos e outras avenças”, e, que o direito reclamado se encontra prescrito e quitado. Em 30 de setembro 2017 o valor do processo é de R\$ 1.108.921 (2016 – R\$ 1.093.210).

Ação indenizatória e antecipação de tutela: ação trata de rescisão contratual cumulada com obrigações de fazer e não fazer, com pedido de tutela de urgência, proposta por MAVI Engenharia e Construções Ltda, em desfavor de Linha Verde Transmissora de Energia S/A, no montante de R\$ 174.014 (2016 – R\$ 160.484).

Ação indenizatória de desapropriação fundiária: ação trata de pedido de indenização de desapropriação fundiária, no montante de R\$ 121.728, ajuizada pela ADEMPAR - Organização de negócio e comércio exterior. Já foi proferida sentença de ilegitimidade da parte autora referente à posse do imóvel Gleba Pitinga em processo semelhante. Saldo do processo em 30 de setembro 2017 monta R\$ 123.478.

23.1.2.3. Trabalhistas

As contingências trabalhistas classificadas como possível em sua maioria referem-se a demandas que envolvem horas extras, horas *in itinere*, responsabilidade subsidiária (terceirização), reenquadramento e equiparação salarial. Dentre as reclamações trabalhistas de maior relevância destaca-se:

Reclamação trabalhista nº 0001714-79.2014.5.10.0008: promovida pelo Ministério Público do Trabalho do Distrito Federal cujo objeto diz respeito à contratação de mão de obra via concurso público. Saldo do processo em setembro 2017 R\$ 4.094.

Processo nº 0000013-54.2016.5.08.0207: ação declaratória constitutiva de direito cumulado com perdas e danos materiais e indenização por danos morais, proposta na Justiça do Trabalho, cujo objeto é a declaração da propriedade de invento ao Sr. Edson Ferreira de Barros, bem como o pagamento de lucros obtidos pela utilização do invento de autoria do demandante. A Companhia defende a tese de que o pleito está em desacordo com o que estabelece a legislação, sendo inviável a concessão da propriedade intelectual, bem como qualquer pagamento de danos e lucros. A sentença julgou a tese improcedente. Valor pleiteado da causa monta R\$ 7.702.

NOTA 24 – ADIANTAMENTO DE CLIENTES

24.1. Albrás

Em 2004 a Companhia participou do leilão de compra de energia elétrica realizado pelo consumidor industrial Alumínio Brasileiro S.A. – Albras, para um período de 20 anos, sendo 750 MW médios/mês, de junho de 2004 a dezembro de 2006 e 800 MW médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, estabelecendo como parâmetro para a celebração do contrato um preço mínimo compatível com a tarifa de equilíbrio da Usina Hidrelétrica de Tucuruí.

O preço final ofertado foi composto por um preço base, acrescido de um prêmio, calculado em função da cotação do alumínio no mercado internacional, constituindo um derivativo embutido (nota 9.1).

Com base nessas condições, a Albrás efetuou a compra antecipada de créditos de energia elétrica, com pagamento antecipado de R\$ 1.200.000, que se constituiu em crédito, em MW, de 43 MW médios/mês, de junho de 2004 a dezembro de 2006 e 46 MW médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, a ser amortizado durante o período de fornecimento, em parcelas mensais expressas nesses MW médios, de acordo com a tarifa vigente no mês de faturamento.

24.2. BTG Pactual Comercializadora de Energia Ltda

No primeiro semestre, a Companhia contratou, por meio de leilão, o fornecimento de energia elétrica com a BTG Pactual, cujo pagamento se deu de forma antecipada e integral, correspondente à entrega de energia contratada para todo o período de fornecimento. As condições dos contratos estão detalhadas abaixo:

- 1) Leilão BTG N° 05/2017 – por meio do contrato de compra e venda de energia elétrica, celebrado em 31 de março de 2017, a Companhia contratou o fornecimento de 200 MW médios/mês ao preço de R\$ 184,93/MWh (fixo e irrevogável), pelo período de 01 de julho a 31 de dezembro de 2017.
- 2) Leilão BTG N° 12862/2017 - por meio do contrato de compra e venda de energia elétrica, celebrado em 20 de fevereiro de 2017, a Companhia contratou o fornecimento de 100 MW médios/mês ao preço de R\$ 136,47/MWh (fixo e irrevogável), pelo período de 01 de julho a 31 de dezembro de 2017.

24.3. Infinity do Brasil Comercializadora de Energia Ltda

A Companhia foi vencedora do leilão de compra e venda de energia, promovido pela compradora Infinity, para compra e venda de 50 MW médios de energia ao preço de R\$ 184,93/MWh, pelo período de suprimento de 01 de julho a 31 de dezembro de 2017.

O pagamento foi efetuado de forma antecipada e integral no valor de R\$ 40.823 e corresponde à entrega de energia feita pela Comercializadora Infinity à Companhia da quantidade contratada para todo o período de suprimento.

A posição e movimentação desse passivo são demonstradas a seguir:

Clientes	2017			2016		
	Amortizações Efe tuadas	Ganhos	Saldo	Amortizações Efe tuadas	Perdas	Saldo
Consumidora-ALBRÁS	20.065	2.039	604.611	(43.489)	(1.963)	652.719
Comercializadora-BTG Pactual	-	-	148.204	-	-	-
Comercializadora-INFINITY	-	-	27.065	-	-	-
Circulante			237.169			60.504
Não circulante			542.711			592.215

NOTA 25 – TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS – TFRH

A Companhia foi autuada por meio de dois autos de infração, o primeiro ocorreu em 27/08/2015 no montante de R\$ 206.316, referente ao não recolhimento da TFRH sobre os meses de abril a junho de 2015. O segundo auto de infração datado de 11/11/2015 no montante de R\$113.213, relativo aos meses de julho a setembro de 2015, perfazendo um valor total principal de R\$ 319.529.

Posteriormente os autos de infração foram desmembrados em mandado de segurança tributário, impetrado pela Companhia (Processo nº 0075104-45.2016.8.14.0301) e execução fiscal ajuizada pelo Estado do Pará (Processo nº 0099058-23.2016.8.14.0301), cujos valores são atualizados periodicamente e em 30 de setembro 2017 corresponde a R\$ 413.053.

A partir do exercício de 2016, em atendimento a Lei nº 8.091/2014, que institui a TFRH, e por entender tratar-se de obrigação legal, a Companhia vem provisionando mensalmente a TFRH com base na vazão e volume turbinado das usinas hidrelétricas de Tucuruí e Curuá-Una.

O total das provisões e respectivas atualizações mais o auto de infração acumulado em 31 de dezembro de 2016 corresponde a R\$ 665.856, acrescido das provisões e atualizações contabilizadas no período de janeiro a setembro de 2017 no total de R\$ 406.148, perfazem o saldo passivo de R\$ 1.072.004 em 30 de setembro 2017.

NOTA 26 - OUTROS PASSIVOS

	Nota	30/09/2017	31/12/2016
CIRCULANTE			
Previnorte Fundação de Previdência Complementar		7.237	8.353
Convênios	27.1	10.645	81.283
Compensações Socioambientais		48.559	49.028
Gastos a realizar em empreendimentos		35.745	30.901
Óleo Combustível		53.063	53.063
Passivo a descoberto		13.272	11.696
Participação nos lucros e resultados		92.221	137.953
Eletrobras - Devolução RBNI		43.554	83.778
Diversos		75.211	78.454
TOTAL DO CIRCULANTE		379.507	534.509
NÃO CIRCULANTE			
Compensações Socioambientais		98.056	98.056
Provisão multa Aneel		22.691	28.424
Diversos		4.927	4.828
TOTAL NÃO CIRCULANTE		125.674	131.308
TOTAL GERAL		505.181	665.817

26.1. Convênios

	30/09/2017	31/12/2016
Convênio - Cooperação técnica MME	-	71.285
Convênio - DNIT nº 310/2006	3.913	3.754
Convênios - Eletrobras	229	229
Outros convênios	6.503	6.015
TOTAL	10.645	81.283

Os valores registrados se referem a acordo de Cooperação Técnica, estabelecido com MME, por intermédio da Secretaria de Energia, visando aproveitar racionalmente os equipamentos de geração de energia elétrica, mediante cessão em comodato de bens, de propriedade da Companhia, com a transferência das unidades geradoras da UTE Rio Madeira, conforme autorizado pela Lei 12.872/2013, de 24 de outubro de 2013.

Considerando que até o encerramento do período não houve transferência de bens, o acordo firmado foi encerrado e a Companhia fez a devolução do valor total à Secretaria de Energia (MME).

NOTA 27 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

27.1. Capital social

O capital subscrito e totalmente integralizado, no valor de R\$ 11.576.263 (2016 – R\$ 11.576.263), está representado por 154.093.501 (2016 - 154.093.501) ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, conforme composição acionária abaixo:

ACIONISTAS	30/09/2017			31/12/2016		
	Nº DE AÇÕES	%	CAPITAL SOCIAL	Nº DE AÇÕES	%	CAPITAL SOCIAL
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.-Eletrobras	153.292.342	99,480	11.516.076	153.292.342	99,480	11.516.076
Prefeitura Municipal de Manaus	263.513	0,171	19.796	263.513	0,171	19.796
Rede Power do Brasil S.A.	247.635	0,161	18.604	247.635	0,161	18.604
Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	146.382	0,095	10.997	146.382	0,095	10.997
Governo do Estado de Roraima	35.992	0,023	2.704	35.992	0,023	2.704
Cia. de Eletricidade do Acre-Eletoacre	22.016	0,014	1.654	22.016	0,014	1.654
Centrais Elétricas de Rondônia S.A.-Ceron	13.949	0,009	1.048	13.949	0,009	1.048
Prefeitura Municipal de Boa Vista	8.568	0,006	644	8.568	0,006	644
União Federal	1.804	0,001	136	1.804	0,001	136
Outras pessoas físicas	31.531	0,020	2.369	31.531	0,020	2.369
Outras pessoas jurídicas	29.769	0,019	2.236	29.769	0,019	2.236
TOTAL	154.093.501	100,000	11.576.263	154.093.501	100,000	11.576.263

O valor patrimonial da ação em 30 de setembro de 2017 é de R\$ 107,07 (2016 - R\$ 93,80).

NOTA 28 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A seguir é demonstrada a composição da receita operacional bruta e da receita operacional líquida apresentada na demonstração do resultado:

	01/01/2017 a 30/09/2017	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2017 à 30/09/2017	01/07/2016 à 30/09/2016
Receita operacional bruta				
Geração				
Fornecimento de energia elétrica	971.377	823.992	327.162	295.238
Suprimento de energia elétrica	2.167.863	2.191.037	1.110.199	773.901
Energia elétrica de curto prazo	609.845	281.010	77.241	57.443
Operação e manutenção de usinas	12.183	11.698	4.069	4.409
Transmissão				
Op. e Manut. de linhas de transmissão	366.470	339.835	123.968	120.048
Construção de linhas de transmissão	46.534	137.456	18.214	41.828
Financeira - retorno do investimento	822.292	3.630.656	261.183	463.090
Outras receitas operacionais				
Serviços de comunicação multimídia	60.143	71.292	18.549	21.855
Outros	207.375	179.667	68.810	64.883
Total receita operacional bruta	5.264.082	7.666.643	2.009.395	1.842.695
(-) Deduções à receita operacional				
Encargos setoriais				
RGR	(115.039)	(94.448)	(45.058)	(30.965)
CDE	(44.136)	(25.211)	(12.885)	(12.150)
PROINFA	(72.994)	(79.268)	(26.295)	(26.580)
P&D	(37.776)	(30.342)	(16.371)	(10.219)
Utilização de Recursos Hídricos	(124.198)	(134.365)	(26.248)	(25.274)
Total Encargos setoriais	(394.143)	(363.634)	(126.857)	(105.188)
Impostos e contribuições				
ICMS	(13.061)	(11.461)	(4.678)	(4.364)
ISS	(3.791)	(3.181)	(1.180)	(1.529)
COFINS	(322.134)	(312.614)	(143.533)	(115.187)
PIS/PASEP	(69.834)	(66.313)	(31.160)	(24.668)
Outros	(741)	(1.070)	(222)	(289)
Total Impostos e contribuições	(409.561)	(394.639)	(180.773)	(146.037)
Total Deduções à receita operacional	(803.704)	(758.273)	(307.630)	(251.225)
Total	4.460.378	6.908.370	1.701.765	1.591.470

No período de análise houve redução da receita operacional líquida, que passou de R\$ 6.908.370 no terceiro trimestre de 2016, para R\$ 4.460.378 no terceiro trimestre de 2017. A variação de R\$ 2.447.992 é decorrente, basicamente, do reconhecimento de R\$ 3.034.562, em junho de 2016, da remuneração sobre ativos financeiros previstos na Portaria nº 120/2016 ANEEL, provocando um aumento na receita no ano de 2016.

Em contrapartida dessa redução, houve aumento de R\$ 147.385 no fornecimento de energia elétrica. A receita desta modalidade de faturamento é fortemente impactada pelos faturamentos da Albras e South 32, os dois maiores contratos da Companhia. Estes contratos possuem particularidades como dependência de câmbio, preço de alumínio no mercado internacional (LME) e prevê reembolso dos encargos setoriais até limite estabelecido em contrato.

O aumento de R\$ 328.835 na receita de energia elétrica de curto prazo é decorrente da sobra de garantia física em função do término de alguns contratos.

NOTA 29 – CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR NATUREZA DE GASTOS

		01/01/2017 a 30/09/2017				01/01/2016 a 30/09/2016			
Nota	Custos operacionais	Custo do serviço prest. a terceiros	Despesas operacionais	Total	Custos operacionais	Custo do serviço prest. a terceiros	Despesas operacionais	Total	
	Energia comprada p/ revenda	(417.012)	-	-	(417.012) ¹	(135.524)	-	-	(135.524)
	Encargos uso da rede	(418.983)	-	-	(418.983) ¹	(386.161)	-	-	(386.161)
29.1	Pessoal	(541.498)	(24.911)	(574.407)	(1.140.816) ¹	(445.460)	(26.859)	(446.250)	(918.569)
	Material	(20.158)	(660)	(1.369)	(22.187) ¹	(22.573)	(785)	(1.264)	(24.622)
	Serviços de terceiros	(110.158)	(20.068)	(50.605)	(180.831) ¹	(132.058)	(22.722)	(47.372)	(202.152)
	Depreciação e amortização	(329.602)	-	(4.947)	(334.549) ¹	(325.748)	-	(11.749)	(337.497)
	Combustível	-	-	-	-	(3.717)	-	-	(3.717)
	Arrendamentos e aluguéis	(84.259)	-	(26.375)	(110.634) ¹	(58.011)	(1.445)	(33.686)	(93.142)
29.2	Provisões operacionais	-	-	(642.905)	(642.905) ¹	-	-	(162.352)	(162.352)
	Taxa de fiscalização	-	-	(16.056)	(16.056) ¹	-	-	(11.293)	(11.293)
	Construção	(46.534)	-	-	(46.534) ¹	(137.456)	-	-	(137.456)
	(-) Recuperação de despesas	18.650	(137)	26.018	44.531 ¹	45.157	278	18.586	64.021
30	Redução ao valor recuperável	-	-	357.420	357.420 ¹	-	-	-	-
	Outros	(78.513)	(2.850)	(45.260)	(126.622) ¹	(84.517)	(3.142)	(52.935)	(140.594)
	Total	(2.028.067)	(48.625)	(978.486)	(3.055.178)¹	(1.686.068)	(54.675)	(748.315)	(2.489.058)

		01/07/2017 à 30/09/2017				01/07/2016 à 30/09/2016			
Nota	Custos operacionais	Custo do serviço prestado a terceiros	Despesas operacionais	Total	Custos operacionais	Custo do serviço prestado a terceiros	Despesas operacionais	Total	
	Energia comprada p/ revenda	(333.728)	-	-	(333.728) ¹	(51.786)	-	-	(51.786)
	Encargos uso da rede	(142.429)	-	-	(142.429) ¹	(138.855)	-	-	(138.855)
29.1	Pessoal	(169.707)	(9.065)	(163.279)	(342.051) ¹	(151.952)	(7.275)	(159.339)	(318.566)
	Material	(9.159)	(260)	(375)	(9.794) ¹	(6.532)	(322)	(409)	(7.263)
	Serviços de terceiros	(35.968)	(6.086)	(20.783)	(62.837) ¹	(47.343)	(11.180)	(14.378)	(72.901)
	Depreciação e amortização	(107.677)	-	(1.650)	(109.327) ¹	(111.058)	-	(802)	(111.860)
	Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-
	Arrendamentos e aluguéis	(82.642)	-	41.617	(41.025) ¹	(55.563)	(497)	(9.185)	(65.245)
29.2	Provisões operacionais	-	-	(421.901)	(421.901) ¹	-	-	(1.981)	(1.981)
	Taxa de fiscalização	-	-	(4.835)	(4.835) ¹	-	-	(5.545)	(5.545)
	Construção	(18.214)	-	-	(18.214) ¹	(41.828)	-	-	(41.828)
	(-) Recuperação de despesas	6.779	(35)	4.684	11.428 ¹	18.570	117	12.838	31.525
30	Redução ao valor recuperável	-	-	388.680	388.680 ¹	-	-	-	-
	Outros	(25.345)	(963)	(12.764)	(39.072) ¹	(15.478)	(1.069)	(31.930)	(48.477)
	Total	(918.090)	(16.409)	(190.606)	(1.125.105)¹	(601.825)	(20.226)	(210.731)	(832.782)

29.1 Pessoal

	01/01/2017 a 30/09/2017	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2017 à 30/09/2017	01/07/2016 à 30/09/2016
Remuneração do trabalho				
Remuneração direta	(462.288)	(390.977)	(154.198)	(121.043)
Remuneração indireta	(142.790)	(127.718)	(43.869)	(49.000)
Provisão de férias	(103.937)	(107.398)	(38.345)	(40.403)
Provisão de 13º salário	(40.989)	(42.229)	(14.520)	(16.964)
FGTS	(45.937)	(43.798)	(15.443)	(16.411)
Hora extra	(16.245)	(21.948)	(5.507)	(7.628)
Benefícios assistenciais	(8.276)	(8.437)	(3.020)	(2.564)
Outros	(14.520)	(18.617)	(4.639)	(6.314)
	(834.982)	(761.122)	(279.541)	(260.327)
Encargos sobre despesa de pessoal				
Contribuições previdenciárias	(144.545)	(125.865)	(48.610)	(46.644)
Demais encargos sociais	(30.547)	(31.582)	(8.633)	(11.595)
	(175.092)	(157.447)	(57.243)	(58.239)
Plano Aposentadoria Extraordinário-PAE	(130.742)	-	(5.267)	-
	(130.742)	-	(5.267)	-
Total	(1.140.816)	(918.569)	(342.051)	(318.566)

O aumento verificado no período é decorrente da provisão de gastos relativos ao Plano de Aposentaria Extraordinário (PAE) aprovado pela Companhia (nota 22.1).

29.2. Provisões operacionais

Nota	01/01/2017 a 30/09/2017	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2017 à 30/09/2017	01/07/2016 à 30/09/2016
Provisões operacionais:				
Riscos	(73.782)	23.770	(22.449)	(1.215)
TFRH	(406.148)	(198.066)	(270.675)	(27.355)
	(479.930)	(174.296)	(293.124)	(28.570)
Perda para crédito de liquidação duvidosa:				
Consumidores e revendedores	(168.708)	(36.609)	(119.374)	66.887
Créditos de ICMS	-	12.416	-	94
Demais ativos	5.733	36.137	(9.403)	(40.392)
	(162.975)	11.944	(128.777)	26.589
Total	(642.905)	(162.352)	(421.901)	(1.981)

29.2.1. Taxa de Fiscalização de Recursos Hídricos (TRFH)

A Companhia a partir do mês de junho de 2016, atendendo o disposto na legislação em vigor, passou a contabilizar provisões mensais e respectivas atualizações, relativas à TFRH, cujo registro é retroativo a competência Janeiro de 2016.

NOTA 30 – TESTE DE *IMPAIRMENT* E CONTRATOS DE NATUREZA ONEROSA

A Administração da Companhia avaliou em 2017 a recuperabilidade dos ativos registrados como Ativo Imobilizado (Concessões de Geração), Ativo Financeiro (Concessões de Transmissão) e Contratos de natureza Onerosa de sua propriedade. O objetivo da avaliação foi identificar eventuais deteriorações desses ativos ou grupos de ativos, que levem à sua não recuperação econômica plena, conforme custo de oportunidade da empresa.

Nesta avaliação foi identificada a alteração do custo de oportunidade em relação ao ano de 2016, estabelecido no contexto das políticas que devem ser seguidas pelo Grupo Eletrobrás, tendo em vista que esta alteração impacta diretamente todas as Unidades Geradoras de Caixa (UGC) da Companhia. Como os ativos da Companhia individualmente não geram entradas de caixa provenientes de seu uso contínuo, os testes são realizados a partir das UGCs formadas por grupos de ativos. Estas unidades são definidas a partir das Concessões ou Autorizações de Geração e Transmissão de titularidade da empresa que são a origem de suas receitas.

Além disso, a Companhia encerrou em 14 de julho de 2017 a primeira fase do seu Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE que irá gerar uma redução de pessoal estimada em R\$155.000 por ano.

Neste contexto a Companhia realizou o teste de recuperabilidade de seus ativos em serviço em 30 de setembro de 2017. Para tanto, foram determinadas como Unidades Geradoras de Caixa os ativos ligados a cada contrato de concessão e de comercialização de energia. A única exceção a esta regra é a UGC Jorge Teixeira – Lexuga C2 e C3 que, por razões operacionais, é composta por dois contratos de concessão distintos.

30.1 Principais premissas

A base das projeções de fluxo de caixa foi o Planejamento Estratégico da empresa para o ciclo 2017-2020 que foi então segregado por UGC.

As principais premissas utilizadas nos cálculos do valor em uso em 30 de setembro de 2017 são:

- Para a projeção da receita do segmento Transmissão foram consideradas as RAPs – Receita Anual Permitida - estabelecidas na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.258/17, de 27 de junho de 2017, que estabelece a RAP para o ciclo 2017-2018 para as concessionárias de Transmissão. Foi projetada também a receita com Contratos de O&M da Transmissão e com Comunicação e Multimídia, estas receitas foram rateadas entre as UGCs de Transmissão, pois são atividades ligadas a este segmento;
- Para a projeção da receita do segmento Geração foram considerados os parâmetros dos contratos atualmente vigentes da Companhia, além da RAG para a UHE Coaracy Nunes determinada pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.265/2017, de 04 de julho de 2017. Foi projetada também a receita com o Contrato de O&M da UHE Belo Monte, e foi rateada entre as UGCs de Geração, pois é uma atividade ligada a este segmento;
- A projeção de impostos, tributos, e contribuições seguiu os parâmetros existentes na legislação atual;
- A depreciação projetada levou em consideração o tempo de vida útil de acordo com o prazo da concessão;
- As projeções de custos com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros – PMSO foram realizadas com base no Planejamento da Companhia para os próximos anos;
- A avaliação se limitou ao horizonte de cada concessão sem considerar sua eventual prorrogação;
- Para o valor salvado, considerado ao final de cada concessão foi considerado o valor Novo de Reposição - VNR. A utilização do VNR condiz com o entendimento atual da ANEEL segundo o qual os ativos a serem indenizados serão calculados com base no seu VNR, que expressa o valor de mercado de um ativo semelhante adquirido hoje.

A determinação da taxa de desconto utilizada segue a política das empresas do Grupo Eletrobras e baseia-se na metodologia do *Capital Asset Pricing Model* – CAPM para ser obtida, levando em conta parâmetros de mercado além de condições específicas do Grupo Eletrobras.

30.2. Redução ao valor recuperável (*Impairment*) - Quadro Resumo

ATIVOS / PASSIVOS	Provisão/Reversão 2017	Provisão/Reversão 2016
LT São Luis II - São Luis III	3.835	110
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	65.000	(29.426)
LT Jauru - Porto Velho	58.788	(185.520)
SE Nobres	(1.534)	919
SE Lucas do Rio Verde	867	(868)
SE Miranda II	1.122	5.857
SE Coletora Porto Velho	40.787	(9.850)
SE Miramar / SE Tucuruí	(2.591)	(16.069)
Impairment Ativo Financeiro	166.274	(234.847)
UHE Samuel	127.014	(18.228)
UHE Curuá-Una	5.569	(5.569)
Impairment Imobilizado	132.583	(23.797)
Coaracy Nunes	(39.940)	(41.532)
Contrato de Comercialização	129.763	(100.958)
Impairment Contratos Onerosos	89.823	(142.490)
SUBTOTAL	388.680	(401.134)
Norte Brasil Transmissora Energia S.A *	(19.835)	(323.202)
Manaus Transmissora de Energia S.A	-	(202.776)
Companhia Energética Sinop *	30.632	(177.441)
Belo Monte Transmissora Energia S.A *	(42.057)	(160.441)
Impairmente investidas (SPes)	(31.260)	(863.860)
TOTAL	357.420	(1.264.994)

Em 2017 o impacto decorrente do registro do valor recuperável no resultado do exercício foi de reversão no valor de R\$ 388.680 (2016 – provisão de R\$ 1.264.994). Este cenário de reversão foi observado para quase todas as UGCs e pode ser explicado pelos seguintes aspectos positivos:

- Redução da taxa de desconto do Grupo Eletrobras;
- Redução do custo de pessoal para os próximos anos em virtude do PAE;
- Melhora do cenário de receita da Companhia para os próximos anos.

*O *impairment* das investidas contabilizado neste período no valor de R\$ 31.260 refere-se a complemento do exercício de 2016, destacado no quadro acima (ver nota 14.6).

30.2.1. Unidades Geradoras de Caixa de Transmissão

A Administração testou as seguintes Unidades Geradoras de Caixa (UGC) associadas às concessões de transmissão:

Posição estimada antes da avaliação do valor recuperável em 30/09/2017			
	Ativo	Impairment	Ativos líquidos
Eletronorte - Transmissão	9.203.032	(446.002)	8.757.029
Contrato nº 058 - Rede básica	5.358.760	-	5.358.760
LT São Luis II - São Luis III	53.993	(3.835)	50.158
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	151.439	(65.000)	86.439
LT Jorge Teixeira - C1 e C2	89.499	-	89.499
LT Porto Velho - Abunã - Rio Branco	288.941	-	288.941
LT Jauru - Porto Velho	874.567	(311.544)	563.023
Estação Retificadora / Inversora	1.616.339	-	1.616.339
SE Miranda II	76.105	(1.222)	74.883
SE Nobres	16.310	(3.490)	12.820
SE Miramar / SE Tucuruí	60.528	(16.069)	44.459
SE Lucas do Rio Verde	20.774	(868)	19.906
SE Coletora Porto Velho	595.777	(43.974)	551.803

Resultados sobre a avaliação ao valor recuperável

	Contrato nº 058 - Rede básica	LT São Luis II - São Luis III	LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	LT Jorge Teixeira - C1 e C2	LT Porto Velho - Abunã - Rio Branco	LT Jauru - Porto Velho	Estação Retificadora / Inversora	SE Miranda II	SE Nobres	SE Miramar / SE Tucuruí	SE Lucas do Rio Verde	SE Coletora Porto Velho
Ativos em Serviço	5.358.760	53.993	151.439	89.499	288.941	874.567	1.616.339	76.105	16.310	60.528	20.774	595.777
Impairment	-	(3.835)	(65.000)	-	-	(311.544)	-	(1.222)	(3.490)	(16.069)	(868)	(43.974)
Obrigações Especiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor líquido	5.358.760	50.158	86.439	89.499	288.941	563.023	1.616.339	74.883	12.820	44.459	19.906	551.803
Ano do Fim da Concessão	2042	2038	2039	2043	2039	2039	2039	2039	2041	2041	2041	2039
Valor Residual												
Taxa de Desconto com Benefício	6,65%											
Taxa de Desconto sem Benefício	5,88%											
Resultado da avaliação do ativo	6.192.484	54.426	161.066	150.958	339.823	613.655	1.698.929	81.880	11.401	39.026	20.556	579.810
Impairment constituído/revertido em 2017	-	3.835	65.000	-	-	58.788	-	1.222	(1.534)	(2.591)	867	40.787
Total do impairment Revertido						166.375						

Na avaliação das UGCs, os contratos 058, Estação Retificadora/Inversora, LT Jorge Teixeira C1 e C2, LT Porto Velho – Abunã – Rio Branco não apresentaram nenhum tipo de ajuste.

As UGCs SE Nobres e SE Miramar / SE Tucuruí apresentaram *impairment* no montante de R\$ 4.124, decorrente da redução na RAP homologada para estas UGCs de 9,78% e 9,54%, respectivamente, em relação à RAP homologada no ciclo anterior.

O cálculo de *impairment* das UGCs LT São Luis II – São Luis III, LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, LT Jauru - Porto Velho, SE Miranda II, SE Lucas do Rio Verde e SE Coletora Porto Velho apresentou reversão no montante total de R\$170.499.

O valor total de reversão de *impairment* sobre os ativos financeiros da Companhia montam R\$166.375 (2016– constituição de R\$ 234.847) e está registrado em contrapartida do grupo de despesas operacionais.

30.2.2. Unidades Geradoras de Caixa de Geração

A Administração testou as seguintes Unidades Geradoras de Caixa (UGC) associadas às concessões de Geração:

Posição estimada antes da avaliação do valor recuperável em 30/09/2017			
	Ativo	Impairment	Ativos líquidos
Eletronorte			
Geração	6.329.650	(441.429)	5.888.221
UHE Tucuruí	5.673.920	-	5.673.920
UHE Samuel	616.311	(435.860)	180.451
UHE Curuá-Una	39.419	(5.569)	33.850

Resultados sobre a avaliação ao valor recuperável

	UHE Tucuruí	UHE Samuel	UHE Curuá-Una
Ativos em Serviço	5.673.920	616.311	39.419
Impairment	-	(435.860)	(5.569)
Valor líquido	5.673.920	180.451	33.850
Ano do Fim da Concessão	2024	2029	2028
Valor Residual			
Taxa de Desconto com Benefício Fiscal	6,92%		
Taxa de Desconto sem Benefício Fiscal	6,12%		
Resultado da avaliação do ativo	23.854.586	307.680	42.661
Impairment constituído/revertido em 2017	-	127.229	5.569
Total do impairment Revertido		132.798	

Os montantes de reversão de *impairment*, na UHE Samuel (R\$127.014) e na UHE Curuá-Una (R\$5.569).

Na avaliação da UHE Tucuruí não foi apurada nenhuma movimentação.

O impacto total referente ao registro do valor recuperável no resultado do exercício foi uma provisão de R\$ 132.583 (2016 – provisão de R\$ 23.797).

30.3. Contratos Onerosos

A Administração testou os contratos da UHE Coaracy Nunes e de comercialização de energia Brasil-Venezuela por não possuírem ativos diretamente associados.

Resultados sobre a avaliação ao valor recuperável

	UHE Coaracy Nunes	UTE Santana	LT Brasil/ Venezuela	Total
Saldos em 31/12/2016				
Passivo circulante	7.389	-	6.856	14.245
Passivo não circulante	184.723	-	191.977	376.700
	192.112	-	198.833	390.945
Provisão em 2017				
	(39.940)	-	129.763	89.823
Saldos em 30/09/2017				
Passivo circulante	9.436	-	2.612	12.048
Passivo não circulante	222.616	-	66.458	289.074
Total	232.052	-	69.070	301.122

A avaliação dos contratos onerosos utilizou como metodologia a avaliação do fluxo de caixa a valor presente considerando uma taxa de desconto para os empreendimentos existentes de geração não renovados (6,12%) e de transmissão e geração renovados (5,88%).

A variação negativa do resultado da UHE Coaracy Nunes se explica pelo aumento dos custos de pessoal, material e serviço de terceiros em função da majoração da participação da UHE Coaracy Nunes no percentual de rateio de tais custos no resultado global da Companhia, este aumento foi decorrência da desconsideração da participação das Térmicas da Eletronorte, que foram desativadas, no critério de rateio, a participação delas foi rateada entre as UGCs de Geração.

Quanto à reversão da provisão constituída para o contrato vinculado a LT Brasil /Venezuela foi devido principalmente pela apreciação do dólar frente ao real.

O contrato associado à UHE Coaracy Nunes indicou provisão de R\$ 39.940, decorrente da redução de 6,78% da RAG homologada pela Aneel para esta UGC em relação à RAG homologada no ciclo anterior.

O contrato de comercialização Brasil/Venezuela indicou reversão de R\$129.763.

NOTA 31 – RESULTADO FINANCEIRO

	01/01/2017 a 30/09/2017	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2017 à 30/09/2017	01/07/2016 à 30/09/2016
RECEITAS FINANCEIRAS				
Rendas				
- Aplicações financeiras	74.967	82.419	32.406	20.851
	74.967	82.419	32.406	20.851
Acréscimos moratórios em faturas de energia elétrica				
- Juros sobre atraso de pagamento	60.204	79.184	21.574	28.559
- Multa sobre atraso de pagamento	4.772	14.132	1.728	8.432
	64.976	93.316	23.302	36.991
Variação monetária e cambial ativa				
- Atraso de pagamento - faturas de energia	8.888	71.949	(2.780)	17.640
- Atualização créditos CERON	189.410	207.101	55.815	75.914
- Outras variações ativas	33.049	68.942	32.342	60.598
	231.347	347.992	85.377	154.152
Outras receitas financeiras				
- Ganhos com derivativos	248.147	106.669	151.682	80.256
- Outras receitas financeiras	4.684	27.565	2.851	4.353
	252.831	134.234	154.533	84.609
TOTAL DAS RECEITAS	624.121	657.961	295.618	296.603
DESPESAS FINANCEIRAS				
Variação monetária e cambial passiva				
- Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	(103.552)	(112.369)	(27.196)	(20.256)
- Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	(11.039)	82.828	(14.767)	(8.650)
- Outras variações passivas	(32.618)	(123.857)	(11.290)	(90.471)
	(147.209)	(153.398)	(53.253)	(119.377)
Encargos de dívidas				
- Empréstimos e financiamentos	(316.568)	(314.107)	(98.948)	(110.380)
- Dividendos	(141.401)	(168.564)	(47.827)	(59.288)
	(457.969)	(482.671)	(146.775)	(169.668)
Outras despesas financeiras				
- Pesquisa e desenvolvimento	(13.224)	(10.144)	(4.417)	(3.513)
- Perdas com derivativos	(16.040)	-	11.533	(95.227)
- Juros e multas diversas	(86.839)	(18.913)	(5.928)	(6.762)
- Outras despesas financeiras	(3.537)	(3.823)	(53)	(1.078)
	(119.640)	(32.880)	1.135	(106.580)
TOTAL DAS DESPESAS	(724.818)	(668.949)	(198.893)	(395.625)
RESULTADO FINANCEIRO	(100.697)	(10.988)	96.725	(99.022)

A variação negativa de R\$ 89.708 é decorrente, principalmente, ao aumento da despesa com variação cambial relativa aos empréstimos e financiamentos atrelados a moeda estrangeira no valor de R\$ 93.867 e pela contabilização de despesa financeira no valor R\$ 61.600, oriunda da atualização monetária de débitos referente a impostos federais (IRPJ e CSLL), quando da adesão ao programa de regularização tributária.

Em contrapartida, a Companhia registrou aumento R\$ 141.478 nos ganhos com instrumentos financeiros derivativos sobre contratos de fornecimento de energia elétrica, em função da desvalorização do dólar frente ao real, com a cotação passando de R\$ 3,35 em dezembro de 2016, para R\$ 3,15 em setembro de 2017.

NOTA 32 - IMPOSTO DE RENDA DA PESSOA JURÍDICA (IRPJ) E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO LÍQUIDO (CSLL)

O IRPJ e a CSLL, correntes e diferidos, são reconhecidos no resultado do exercício, exceto quando estão relacionados com itens registrados em outros resultados abrangentes, ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os impostos correntes e diferidos também são reconhecidos em outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente.

A conciliação da apropriação das despesas de IRPJ e CSLL com os valores revertidos de imposto de renda diferido, com as adições e exclusões previstas na legislação e com os créditos tributários revertidos e constituídos, calculados com base nas respectivas alíquotas nominais, estão a seguir demonstradas:

	01/01/2017 a 30/09/2017			01/01/2016 a 30/09/2016		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Lucro antes do IRPJ e CSLL	1.405.489	1.405.489		4.612.192	4.612.192	
Alíquota nominal	25%	9%		25%	9%	
Despesa nominal	(351.372)	(126.494)	(477.866)	(1.153.048)	(415.097)	(1.568.145)
Efeitos de adições e exclusões fiscais						
Provisões operacionais	(52.125)	(18.765)	(70.890)	11.867	4.272	16.139
Equivalência patrimonial	25.246	9.089	34.335	51.212	18.436	69.648
Demais adições e exclusões	219.647	79.066	298.713	906.270	325.068	1.231.338
Compensação de prejuízo fiscal e base negativa	19.676	17.131	36.807	56.101	20.196	76.297
Incentivos fiscais	135.485	-	135.485	86.718	-	86.718
Outras Deduções (PAT, Licença maternidade)	3.443		3.443			-
Total da (receita) despesa de IRPJ e CSLL	-	(39.973)	(39.973)	(40.880)	(47.125)	(88.005)
IRPJ e CSLL Correntes	-	(39.973)	(39.973)	(40.880)	(47.125)	(88.005)
IRPJ e CSLL Diferidos	34.888	2.512	37.400	(782.824)	(280.619)	(1.063.443)
	34.888	(37.461)	(2.573)	(823.704)	(327.744)	(1.151.448)
Alíquota efetiva	-2,48%	2,67%		17,86%	7,11%	
01/07/2017 à 30/09/2017						
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Lucro antes do IRPJ e CSLL	694.097	694.097		823.942	823.942	
Alíquota nominal	25%	9%		25%	9%	
Despesa nominal	(173.524)	(62.469)	(235.993)	(205.986)	(74.155)	(280.141)
Efeitos de adições e exclusões fiscais						
Provisões operacionais	22.013	7.925	29.938	42.695	15.371	58.066
Equivalência patrimonial	5.177	1.864	7.041	41.313	14.873	56.186
Demais adições e exclusões	84.434	30.393	114.827	95.413	35.503	130.916
Compensação de prejuízo fiscal e base negativa	(6.558)	6.686	128	7.008	2.523	9.531
Incentivos fiscais	66.815	-	66.815	22.314	-	22.314
Outras Deduções (PAT, Licença maternidade)	1.643		1.643			-
Total da (receita) despesa de IRPJ e CSLL	-	(15.601)	(15.601)	2.757	(5.885)	(3.128)
IRPJ e CSLL Correntes	-	(15.601)	(15.601)	2.757	(5.885)	(3.128)
IRPJ e CSLL Diferidos	87.031	21.839	108.870	(31.781)	(10.244)	(42.025)
	87.031	6.238	93.269	(29.024)	(16.129)	(45.153)
Alíquota efetiva	12,54%	0,90%		-3,52%	-1,96%	

A variação considerável verificada entre os períodos em análise é decorrente do reconhecimento da despesa diferida sobre diferenças temporárias no reconhecimento do ativo financeiro relativo à RBSE ocorrida no ano de 2016 no valor total de R\$ 1.222.529. Com o recebimento da RBSE, a partir de julho de 2017, o passivo fiscal diferido vem sendo revertido e em setembro de 2017 soma uma reversão de R\$ 81.972.

32.1. Incentivos fiscais

A Medida Provisória nº 2.199/14 de 24 de agosto de 2001, alterada pela Lei nº 11.196 de 21 de novembro de 2005, possibilita que as empresas situadas nas regiões de atuação da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Superintendência de Desenvolvimento do Amazônia (SUDAM), que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura, considerado em ato do Poder Executivo, um dos setores prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

Nesse contexto, a SUDENE e a SUDAM, por meio de laudos constitutivos, reconheceram o direito da Companhia à redução de 75% do Imposto sobre a renda e adicionais não restituíveis, calculados sobre o lucro da exploração nas atividades de geração e transmissão de energia elétrica.

Até 30 de setembro 2017 houve aproveitamento do incentivo para imposto de renda no total de R\$ 135.485. (Em 30.09.2016 – R\$ 86.718).

NOTA 33 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os valores e preços dos compromissos operacionais de longo prazo da Controladora e de suas investidas estão apresentados pelo valor nominal e não estão deduzidos de eventuais subvenções e reembolsos de custos que a Companhia detenha. Os valores dos compromissos das empresas investidas estão apresentados pela proporção das participações da Companhia.

33.1. Socioambientais

Em decorrência de exigências legais, relacionadas às obras de expansão da UHE Tucuruí, houve necessidade de efetivar o processo de licenciamento desse empreendimento junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente (Sema) do Estado do Pará. Diante disso, para liberação da Licença de Instalação (LI), as partes acordaram que a Companhia seria responsável por realizar investimentos em programas de mitigação e compensações socioambientais, visando o desenvolvimento sustentável dos municípios à montante e à jusante da UHE Tucuruí envolvidos.

Estes compromissos estão registrados no passivo da Companhia e totalizam R\$ 146.615. Em 31.12.2016 – R\$ 147.084 (nota 26).

33.2. Aportes de capital da Companhia em empresas investidas

A Companhia possui compromissos em seu orçamento para realização de aportes de capitais em empresas investidas. Os valores informados abaixo estão sujeitos à aprovação do SEST.

SPE	Participação da Companhia	2017	2018	2019	TOTAL
GERAÇÃO		597.162	161.510	18.150	776.822
Norte Energia S.A.	19,80%	396.004	145.380	18.150	559.534
Consórcio energético SINOP S.A.	24,50%	201.158	16.130	-	217.288
TRANSMISSÃO		232.487	88.200	-	320.687
Norte Brasil Transmissora Energia S.A.	24,50%	61.134	-	-	61.134
Belo Monte Transmissora de Energia	24,50%	159.500	-	-	159.500
Transmissora Matogrossense de Energia	49,00%	11.853	-	-	11.853
Transnorte Energia S.A.	49,00%	-	88.200	-	88.200
TOTAL DE APORTES		829.649	249.710	18.150	1.097.509

33.3. Mútuo entre Eletronorte e State Grid Brazil Holding

A Companhia celebrou, em 16 de dezembro de 2014, instrumento particular de mútuo com a empresa State Grid Brazil Holding, cujo objeto é a concessão de recursos à Eletronorte na importância total de até R\$ 294.700.

	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo em 31/12/2016	12.035	306.760	318.795
Atualização/ Juros	24.061	-	24.061
Refinanciamento	(30.313)	30.313	-
Saldo total em 30/09/2017	5.783	337.073	342.856

Vencimento das parcelas do passivo não circulante.

ANO	30/09/2017	31/12/2016
2018	-	-
2019	-	-
2020	20.983	19.992
2021	22.950	21.866
2022	25.390	24.190
2023	27.992	26.669
Após 2023	239.758	214.043
Total	337.073	306.760

NOTA 34 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia efetuou transações com partes relacionadas, incluindo compra e venda de energia elétrica, além de transações de empréstimos e financiamentos. A energia elétrica vendida é baseada em tarifas homologadas pela ANEEL.

34.1. As transações com as partes relacionadas em que a Companhia possui participação societária são as seguintes:

	30/09/2017			31/12/2016			30/09/2016		
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	190	107	556	191	175	-			
Despesa uso da transmissão	-	107	(1.442)	-	175	-			
Receita uso da transmissão	27	-	244	27	-	-			
Serviços prestados	163	-	1.753	164	-	-			
Belo Monte Transmissora de Energia S.P.E.	-	-	1.205	584	-	(600)			
Serviços prestados	-	-	1.205	584	-	(600)			
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	13	62	(686)	855	99	1.736			
Despesa uso da transmissão	-	62	(806)	-	99	1.736			
Serviços prestados	13	-	120	855	-	-			
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	87	-	429	64	-	-			
Receita uso da transmissão	86	-	419	63	-	-			
Serviços prestados	1	-	10	1	-	-			
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	102	-	501	75	-	-			
Receita uso da transmissão	100	-	490	74	-	-			
Serviços prestados	1	-	10	1	-	-			
Caixa de Assistência do Setor Elétrico (E-Vida)	3.760	487	(73.129)	-	2	-			
Empregados	3.760	487	(73.129)	-	2	-			
Energética Águas da Pedra S.A.	213	-	1.309	202	-	-			
Receita uso da transmissão	213	-	1.309	202	-	-			
Integração Transmissora de Energia S.A.	521	451	(177)	548	698	-			
Despesa uso da transmissão	-	451	(4.348)	-	698	-			
Serviços prestados	521	-	4.171	548	-	-			
Linha Verde Transmissora de energia S.A.	-	-	-	-	-	-			
Despesa uso da transmissão	-	-	-	-	-	-			
Serviços prestados	-	-	-	-	-	-			
Manaus Transmissora de Energia S.A.	1.482	594	(5.606)	1.482	888	-			
Adiantamento para futuro aumento de capital	415	-	-	415	-	-			
Despesa uso da transmissão	-	594	(5.606)	-	888	-			
Outros	1.067	-	-	1.067	-	-			
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	122	1.016	(8.867)	203	1.538	-			
Despesa uso da transmissão	-	1.016	(9.686)	-	1.538	-			
Serviços prestados	122	-	820	203	-	-			
Norte Energia S.A.	8.998	-	66.430	2.019	-	40.562			
Receita uso da transmissão	8.998	-	14.301	1.909	-	2.722			
Serviços prestados	-	-	52.129	110	-	37.840			
Previnorte Fundação de Previdência Complementar	147	-	(102.427)	84	19.732	-			
Empregados cedidos	147	-	1.194	84	-	-			
Repasse patrocinadora	-	-	(34.165)	-	-	-			
Repasse empregados	-	-	(69.456)	-	19.732	-			
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	89	-	441	66	-	-			
Receita uso da transmissão	88	-	431	65	-	-			
Serviços prestados	1	-	10	1	-	-			
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	77	177	(1.018)	22	239	-			
Despesa uso da transmissão	-	177	(1.713)	-	239	-			
Serviços prestados	77	-	695	22	-	-			
Transnorte Energia S.A.	57	19	302	66	36	-			
Despesa uso da transmissão	-	19	(209)	-	36	-			
Serviços prestados	57	-	511	66	-	-			
TOTAL	15.859	2.915	(120.738)	6.461	23.406	41.698			

OBS: Amapari, Companhia Energética Sinop, Construtora Integração e Manaus Construtora não tiveram nenhuma transação com a Eletronorte no 3º trimestre de 2017.

34.2. As transações com as outras partes relacionadas são as seguintes:

	30/09/2017			31/12/2016		30/09/2016
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	19.470	-	13.258	20.245	-	187
Receita uso da transmissão	1.828	-	11.896	3.537	-	187
Empregados cedidos	160	-	1.735	119	-	-
Empregados requisitados	-	-	(362)	-	-	-
Outros	17.482	-	(11)	16.589	-	-
Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A.	906	-	2.471	3.382	-	-
Receita uso da transmissão	120	-	264	-	-	-
Empregados cedidos	786	-	2.556	3.382	-	-
Empregados requisitados	-	-	(350)	-	-	-
Boa Vista Energia S.A.	537.127	6	160.193	569.856	283	-
Suprimento de energia elétrica	537.127	-	162.264	224.174	-	-
Empregados requisitados	-	-	(2.021)	-	279	-
Outros	-	6	(50)	345.682	4	-
Cia. Energética de Alagoas S.A. - Ceal	1.120	-	12.503	8.833	-	34.862
Suprimento de energia elétrica	-	-	10.990	8.578	-	34.862
Receita uso da transmissão	1.120	-	1.513	255	-	-
Cia. Energética de Goiás S.A. - CELG	-	-	-	-	-	61.943
Suprimento de energia elétrica	-	-	-	-	-	61.943
Empregados cedidos	-	-	-	-	-	-
Receita uso da transmissão	-	-	-	-	-	-
Cia. Energética do Piauí S.A. - Cepisa	1.323	-	7.377	6.939	-	16.278
Suprimento de energia elétrica	713	-	4.922	6.598	-	16.278
Receita uso da transmissão	602	-	2.390	324	-	-
Empregados cedidos	8	-	65	17	-	-
Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - Ceron	2.448.179	-	191.677	2.265.724	154	207.119
Suprimento de energia elétrica	-	-	213	29	-	-
Receita uso da transmissão	1.708	-	10.019	1.625	-	18
Contas a receber (operação termonorte)	2.446.340	-	182.271	2.264.069	-	207.101
Empregados cedidos	130	-	388	-	-	-
Empregados requisitados	-	-	(1.027)	-	154	-
Outros	-	-	(186)	-	-	-
Cia. de Geração Térmica de Energia Elétrica S.A. - Cgtee	544	-	153.078	90.272	-	153.162
Suprimento de energia elétrica	-	-	150.727	89.900	-	151.253
Receita uso da transmissão	480	-	2.220	353	-	1.909
Empregados cedidos	64	-	131	18	-	-
Cia. Hidro Elétrica do São Francisco S.A. - Chesf	6.050	6.981	(5.871)	4.310	3.153	31.587
Receita uso da transmissão	5.894	-	35.425	4.310	-	31.587
Despesa uso da transmissão	-	6.981	(41.847)	-	3.130	-
Empregados cedidos	156	-	738	-	-	-
Empregados requisitados	-	-	(188)	-	23	-
Cia. de Eletricidade do Acre S.A. - Eletroacre	642	14	3.525	647	-	-
Suprimento de energia elétrica	32	-	235	75	-	-
Receita uso da transmissão	610	-	3.489	572	-	-
Empregados requisitados	-	14	(86)	-	-	-
Outros	-	-	(113)	-	-	-
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	4.168	4.373.756	(349.148)	7.852	4.479.100	(309.203)
Empréstimos e financiamentos	-	2.505.286	(162.245)	-	2.757.175	(140.639)
Empregados cedidos	4.168	-	-	7.852	-	-
RBNI	-	43.554	(2.681)	-	-	-
Empregados requisitados	-	-	-	-	-	-
Obrigações com a Controladora	-	1.824.916	(141.401)	-	1.721.925	(168.564)
Outros	-	-	(42.822)	-	-	-
Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear	1.202	-	6.052	767	-	3.123
Receita uso da transmissão	934	-	5.251	611	-	3.123
Empregados cedidos	267	-	1.002	-	-	-
Empregados requisitados	-	-	(201)	156	-	-
Eletrobras Participações S.A. - Eletropar	153	-	-	504	-	-
Outros	153	-	-	504	-	-
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	475	81.716	(27.813)	559	72.942	4.591
Receita uso da transmissão	120	-	726	88	-	4.591
Despesa uso da transmissão	-	3.050	(28.667)	-	3.022	-
Empregados cedidos	356	-	1.024	-	-	-
Empregados requisitados	-	-	(896)	471	180	-
Aquisição de ativos	-	78.665	-	-	69.740	-
Furnas Centrais Elétricas S.A.	6.168	8.158	(22.606)	193	3.749	(11.100)
Receita uso da transmissão	6.027	-	26.568	193	3.749	(11.100)
Despesa uso da transmissão	-	8.152	(49.206)	-	-	-
Empregados cedidos	133	-	777	-	-	-
Empregados requisitados	-	-	(745)	-	-	-
Outros	10	6	-	-	-	-
TOTAL	3.027.529	4.470.631	144.695	2.980.083	4.559.381	192.549

▪ **Receita / Despesa uso da transmissão**

Corresponde a valores a receber e/ou a pagar referente ao faturamento vinculado à Receita Anual Permitida (RAP). A tarifa praticada nessas transações entre as partes relacionadas é definida em resoluções da ANEEL para todos os usuários do Sistema de Transmissão.

▪ **Serviços prestados**

Refere-se a serviços operação e manutenção, gerenciamento e supervisão de qualidade, serviço de comissionamento e outros serviços prestados às partes relacionadas.

▪ **Repasse:**

Montantes repassados à Caixa de Assistência e à Fundação de previdência que gerenciam o plano de saúde dos empregados e o fundo de pensão respectivamente.

Empregados cedidos e requisitados

Os custos com empregados cedidos das partes relacionadas para a Companhia, assim como os custos dos empregados cedidos da Companhia para partes relacionadas, são totalmente reembolsados entre as empresas.

▪ **Suprimento de energia elétrica**

Refere-se a operações de venda de energia elétrica.

▪ **Contas a receber (operação Termo Norte)**

Refere-se aos valores a receber da CERON da manutenção da operação da Termo Norte.

▪ **Aquisição de ativos**

Refere-se aos pagamentos decorrentes da aquisição de ativos junto a partes relacionadas.

▪ **Empréstimos e financiamentos**

Sobre as operações de empréstimos e financiamentos concedidos pela Eletrobras à Companhia são cobrados encargos nas mesmas condições existentes no mercado.

34.3. Remuneração do pessoal chave da Administração

Os gastos com a remuneração dos conselheiros de administração e fiscal e diretores executivos estão demonstrados a seguir:

	30/09/2017	30/09/2016
Remuneração dos Diretores e Conselheiros	3.282	3.016
Encargos sociais	31	27
Benefícios	318	289
Outros	244	13
Total	3.875	3.345

NOTA 35– INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

35.1. Gestão do Risco 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 perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos e de debêntures (contemplando as dívidas de curto e longo prazo, conforme demonstrado no balanço patrimonial), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial, com a dívida líquida.

	Nota	30/09/2017	31/12/2016
Financiamentos, empréstimos e debêntures	18	5.382.635	5.321.527
(-) Caixa e equivalentes de caixa	4	(5.493)	(8.992)
Dívida líquida		5.377.142	5.312.535
Patrimônio líquido		16.499.479	15.096.563
Total do capital		21.876.621	20.409.098
Índice de alavancagem financeira		25%	26%

35.2. Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros da Companhia estão classificados em categorias de ativos e passivos financeiros, os quais contemplam inclusive os instrumentos derivativos, conforme segue:

ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	Nota	30/09/2017	31/12/2016
Empréstimos e recebíveis		13.621.684	13.515.590
Caixa e equivalentes de caixa	4	5.493	8.992
Clientes	6	791.694	1.061.489
Ativo financeiro concessões de serviço público	7	10.124.145	9.660.565
Crédito junto à Ceron	12	2.401.335	2.219.065
Outros ativos	10	299.017	565.479
Mensurados a valor justo por meio do resultado		1.806.898	505.859
Instrumentos financeiros derivativos	9	460.724	228.773
Títulos e valores mobiliários	5	1.346.174	277.086
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)		6.772.217	7.095.026
Mensurados ao Custo Amortizado			
Fornecedores	17	583.279	716.737
Financiamentos e empréstimos	18	5.175.341	5.120.152
Debêntures	19	207.294	201.375
Contratos onerosos	30	301.122	390.945
Outros passivos		505.181	665.817
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado		43.861	44.017
Instrumentos financeiros derivativos	9	43.861	44.017

35.2.1. Ativos Financeiros – classificação por categoria de instrumentos financeiros

- a) **Caixa e Equivalentes de caixa:** mantidos para negociação em curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- b) **Títulos e valores mobiliários – Curto e Longo Prazo** – usualmente mantidos para negociação em curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- c) **Clientes:** são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização. Os créditos renegociados são registrados assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores prováveis de realização, similares aos valores justos.
- d) **Financiamentos e empréstimos concedidos:** são ativos financeiros com recebimentos fixos ou determináveis, sendo seus valores mensurados pelo custo amortizado, mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva.

Os financiamentos concedidos estão restritos às concessionárias de serviço público de energia elétrica e, desta forma, a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital da empresa) é definida levando em conta prêmio de risco compatível com as atividades do setor. Na impossibilidade de buscar alternativas que não o próprio setor elétrico, o valor presente desses empréstimos corresponde ao seu valor contábil.

- e) **Ativos financeiros da concessão:** são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão. São classificados como empréstimos e recebíveis.
- f) **Derivativos embutidos:** são mensurados pelo valor justo e seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado ou no patrimônio líquido, dependendo do tipo de cada designação do derivativo embutido.
- g) **Demais ativos financeiros:** são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva, e seus valores justos são similares aos seus valores contábeis.

35.2.2. Passivos Financeiros - classificação por categoria de instrumentos financeiros

- a) **Fornecedores:** são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.
- b) **Empréstimos e financiamentos:** são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva. Nessa classificação de passivo financeiro destacam-se os empréstimos e financiamentos obtidos junto às instituições financeiras, notadamente no exterior, e aos fundos setoriais, em especial a RGR. Os valores de mercado dos empréstimos e financiamentos obtidos são similares aos seus valores contábeis.

Os financiamentos captados são contratados junto à Controladora da Companhia. Os demais empréstimos são captados a taxas de mercado, fazendo com que o valor contábil seja próximo ao seu valor presente.

A Companhia encerrou o terceiro trimestre de 2017 com contratos passivos, entre empréstimos, financiamentos e debêntures, que totalizam R\$ 5.382.635. (Em 31.12.2016 - R\$ 5.321.527), e apresentam o equivalente em US\$ (dólar) conforme demonstrado a seguir:

Moeda	US\$ (equivalentes)	R\$	%
Dólar Norte-Americano	107.982	342.088	6%
Real	1.550.318	4.911.408	91%
Iene	40.764	129.139	2%
Euro	-	-	0%
	1.699.064	5.382.635	100%

c) **Demais passivos financeiros:** são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva, e seus valores justos são similares aos seus valores contábeis.

35.3. Gestão de Riscos Financeiros

No exercício de suas atividades, a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela Administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

35.3.1. Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio. A Companhia apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis bem como em seu fluxo de caixa. A Companhia apresenta relevante exposição entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente de contratos de financiamento. Adicionalmente, existem exposições à taxa de juros em Euro e Iene, relativas a contratos de captação externa (nota 18.4).

Com isso, a referida política visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Exposição à moeda estrangeira		
	30/09/2017	31/12/2016
Passivos		
Dólar norte-americano	342.088	365.611
Iene	129.139	134.698
Passivo líquido exposto	471.227	500.309

35.3.2. Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa. A Companhia monitora a sua exposição às taxas operadas.

A exposição da Companhia às taxas de juros de ativos e passivos financeiros está detalhada no item de análise de sensibilidade desta nota explicativa.

35.3.3. Risco de *commodities*

A Companhia celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para fornecimento de energia elétrica a três de seus principais clientes. Esses contratos de longo prazo estão associados ao preço internacional do alumínio, cotado na LME, como ativo básico para fins de definição dos valores mensais dos contratos.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

CLIENTE	Data do contrato		Volume em megawatts médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007
BHP Billiton (South32)	01/07/2004	31/12/2017	315 MW

Esses contratos incluem o conceito de *cap and floor band*, relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2,773. 21/ton e US\$ 1,450/ton, respectivamente.

O ganho apurado na operação com derivativos oriundo dos contratos de fornecimento de energia no período é de R\$ 231.951. (Em setembro de 2016, ganho de R\$ 76.312) – Nota 9.1. A posição patrimonial líquida apresentada no período é ativa em R\$ 460.724. (Em dezembro de 2016, posição ativa de R\$228.773).

35.3.4. Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade na realização de seus recebíveis junto a clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações. A exposição ao risco de crédito da Companhia está demonstrada abaixo:

Ativos (Circulante / Não Circulante)	Saldos em 30 de setembro 2017	Saldos em 31 de dezembro 2016
Caixa e equivalentes de caixa	5.493	8.992
Títulos e valores mobiliários	1.346.174	277.086
Clientes	791.694	1.061.489
Ativo financeiro-concessão de serviço público	10.124.145	9.660.565
Créditos junto à Ceron	2.401.335	2.219.065
Outros ativos	299.017	565.479
Total	14.967.858	13.792.676

Caixa e equivalentes de caixa: Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de rating e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

Títulos e Valores Mobiliários: As disponibilidades de caixa são aplicadas em um fundo extramercado, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, não havendo exposição ao risco de contraparte.

Clientes: A Companhia, através de suas controladas, atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias.

Ativo financeiro concessão de serviço público: O poder concedente delegou às geradoras, distribuidoras, consumidores livres, exportadores e importadores o pagamento mensal da RAP, que por ser garantida pelo arcabouço regulatório de transmissão, constitui-se em direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, deste modo o risco de crédito é baixo.

Indenização de concessões e direito de ressarcimento: O valor referente às indenizações a receber e do direito de ressarcimento serão quitados pelo Poder Público, deste modo, o risco de crédito associado a esta operação é baixo.

Créditos junto à CERON: Esses créditos foram objeto de dação em pagamento de dividendos à Eletrobras, conforme definido e aprovado em AGE (nota 12).

Outros ativos: Os valores transacionados e registrados em outros ativos são, normalmente, de baixa relevância, e quando há expectativa de não recebimento por parte da Companhia, tais valores são provisionados. A partir deste momento a Companhia inicia o processo de renegociação destes valores.

35.3.5. Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia são de responsabilidade das áreas de tesouraria e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazo, previstos e realizados, buscando evitar eventuais descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as suas necessidades operacionais.

As datas de vencimento dos instrumentos financeiros derivativos estão divulgadas na nota 9. A tabela abaixo mostra os passivos financeiros não derivativos da Companhia por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados. As tabelas incluem os fluxos de caixa dos juros a incorrer e do principal. Na medida em que os fluxos de juros são pós-fixados, o valor não descontado é obtido com base nas curvas de juros no encerramento do exercício. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que a Companhia deve quitar as respectivas obrigações.

PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	Nota	30/09/2017			
		ATÉ 1 ANO	DE 1 A 2 ANOS	DE 2 A 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS
Mensurados ao Custo Amortizado		2.427.489	1.525.425	1.688.273	2.658.108
Fornecedores	17	529.226	54.053	-	-
Financiamentos e empréstimos	18	1.083.836	184.069	1.610.310	2.297.126
Debêntures	19	19.442	10.300	41.200	136.352
Folha de pagamento e obrigações estimadas		403.430	27.471	-	-
Outros passivos + contrato oneroso + TFRH	27	391.555	1.249.532	36.763	224.630
Mensurados a valor justo por meio do resultado		551	43.310	-	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	9	551	43.310	-	-
		<hr/>			
		31/12/2016			
		ATÉ 1 ANO	DE 1 A 2 ANOS	DE 2 A 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS
Mensurados ao Custo Amortizado		2.297.606	1.114.720	1.512.355	3.087.515
Fornecedores	17	547.870	168.867	-	-
Financiamentos e empréstimos	18	944.387	-	1.414.218	2.761.547
Debêntures	19	12.442	10.300	41.200	137.433
Folha de pagamento e obrigações estimadas		339.681	7.162	-	-
Outros passivos	27	453.226	928.391	56.937	188.535
Mensurados a valor justo por meio do resultado		332	43.685	-	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	9	332	43.685	-	-

35.4. Análise de Sensibilidade dos instrumentos financeiros

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade, utilizou-se como cenário provável para 2017 previsões e/ou estimativas baseadas, fundamentalmente, em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central.

35.4.1. Empréstimos obtidos

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de empréstimos e financiamentos em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos obtidos que apresentem exposição à taxa de câmbio e índice de preços.

35.4.1.1. Depreciação dos índices - Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)

Contratos Obtidos - 30/09/2017			Indexador		Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo \$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2018	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário III (-25%)	Cenário IV (-50%)
Dolar(R\$/US\$)	107.982	342.088	3,1500	2,363	1,575	255.108	170.072
IPCA	-	1.399.585	3,05%	0,023	0,015	1.431.601	1.420.929
TJLP	-	976.677	7,08%	0,053	0,035	1.028.539	1.011.251
SELIC	-	3.477	7,17%	0,054	0,036	3.664	3.602
EURO(R\$/€)	-	-	3,7100	2,783	1,855	-	-
IENE(R\$/¥)	4.590.793	129.139	0,0280	0,021	0,014	96.407	64.271
TOTAL		2.850.966				2.815.319	2.670.125

Contratos Obtidos - 2016			Indexador		Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo \$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2017	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário III (-25%)	Cenário IV (-50%)
Dolar(R\$/US\$)	112.185	365.611	3,4500	2,588	1,725	290.279	193.519
IPCA	-	1.767.942	4,75%	0,036	0,024	1.830.925	1.809.931
TJLP	-	1.049.311	7,50%	0,056	0,038	1.108.335	1.088.660
SELIC	-	4.128	9,50%	0,071	0,048	4.422	4.324
EURO(R\$/€)	-	-	3,5700	2,678	1,785	-	-
IENE(R\$/¥)	4.827.885	134.698	0,0294	0,022	0,015	106.455	70.970
TOTAL		3.321.690				3.340.416	3.167.404

35.4.1.2. Apreciação dos índices - Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)

Contratos Obtidos - 30/09/2017			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo \$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2018	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Dolar(R\$/US\$)	107.982	342.088	3,1500	3,938	4,725	425.180	510.217
IPCA	-	1.399.585	3,05%	0,038	0,046	1.452.944	1.463.616
TJLP	-	976.677	7,08%	0,089	0,106	1.063.113	1.080.400
SELIC	-	3.477	7,17%	0,090	0,108	3.789	3.851
EURO(R\$/€)	-	-	3,7100	4,638	5,565	-	-
IENE(R\$/¥)	4.590.793	129.139	0,0280	0,035	0,042	160.678	192.813
TOTAL		2.850.966				3.105.704	3.250.897

Contratos Obtidos - 2016			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo \$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2017	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Dolar(R\$/US\$)	112.185	365.611	3,4500	4,313	5,175	483.798	580.558
IPCA	-	1.767.942	4,75%	0,059	0,071	1.872.914	1.893.908
TJLP	-	1.049.311	7,50%	0,094	0,113	1.147.684	1.167.358
SELIC	-	4.128	9,50%	0,119	0,143	4.618	4.716
EURO(R\$/€)	-	-	3,5700	4,463	5,355	-	-
IENE(R\$/¥)	4.827.885	134.698	0,0294	0,037	0,044	177.425	212.910
TOTAL		3.321.690				3.686.438	3.859.450

35.4.2. Derivativos embutidos

35.4.2.1. Indexados ao preço do alumínio

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de fornecimento de energia dos consumidores eletrointensivos Albras e BHP, por possuírem cláusula contratual referente ao prêmio por variação do preço do alumínio no mercado internacional (nota 35.3.3).

Desta forma, foi sensibilizada para tais contratos híbridos uma variação sobre o preço do prêmio auferido, conforme tabela abaixo. Os componentes de volatilidade do prêmio basicamente são: preço do alumínio primário na LME, câmbio e CDI. Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da Companhia.

Para o cenário II (redução de 50%) o preço esperado para a tonelada de alumínio ofertada na LME fica abaixo do preço mínimo para aferição de prêmio contratual (US\$ 1.450), logo o valor tende a zero, impactando na marcação a mercado do derivativo embutido.

Quanto à variação obtida entre os cenários III e IV (aumento de 25% e 50%), a grande variação apresentada refere-se à aplicação dos referidos percentuais nos valores de câmbio, preço de alumínio e CDI.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
2017	460.724	96.975	-	958.033
2016	228.773	-	-	686.496
2015	46.311	-	-	400.552
2014	259.911	7.084	-	643.998

35.4.2.2. Debêntures

Foram realizadas análises de sensibilidade do contrato de debêntures, por possuírem cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da Companhia (nota 9.2).

Na análise a seguir foram considerados cenários para a TJLP com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável as previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório FOCUS, divulgado pelo Banco Central.

Foram realizadas análises de sensibilidade para a curva de pagamento do serviço da dívida contratada com o Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), por possuírem cláusula contratual referente à opção de conversibilidade em 50% em ações da companhia na data da efetiva liquidação do papel.

De acordo com o CPC 38, os contratos híbridos que tenham a eles associados elementos voláteis, sejam eles índices de preços e/ou *commodities*, devem ser marcados a mercado. Com isso, as demonstrações financeiras passam a refletir o valor justo da operação em cada data avaliada. Desta forma, foi sensibilizada para o contrato uma variação sobre a expectativa de realização da TJLP.

Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da Companhia.

		Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
2017	43.861	37.691	31.393	49.701	55.085
2016	44.017	37.488	30.774	50.122	55.673
2015	80.269	70.981	59.963	87.874	94.045
2014	72.203	67.176	61.846	76.875	81.165

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

35.5. Estimativa do Valor Justo

Os saldos das contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a PCLD, encontram-se próximos de seus respectivos valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros, pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

(Circulante / Não circulante)		30/09/2017				31/12/2016			
		NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	Total	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	Total
ATIVOS FINANCEIROS									
Mensurados a valor justo por meio do resultado									
		1.346.174	460.724	-	1.806.898	277.086	228.773	-	505.859
	5	1.346.174	-	-	1.346.174	277.086	-	-	277.086
	9	-	460.724	-	460.724	-	228.773	-	228.773
PASSIVOS FINANCEIROS									
Mensurados a valor justo por meio do resultado									
		-	43.861	-	43.861	-	80.269	-	80.269
	9	-	43.861	-	43.861	-	44.017	-	44.017

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo, e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os Diretores da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nestas demonstrações financeiras.

Brasília – DF, 09 de novembro de 2017.

VILMOS GRUNVALD
Diretor Presidente

ANTONIO M. A. BARRA
Diretor Econômico-Financeiro

ROBERTO PARUCKER
Diretor de Engenharia

WILSON FERNANDES DE PAULA
Diretor de Comercialização e Relações Institucionais

ASTROGILDO FRAGUGLIA QUENTAL
Diretor de Gestão Corporativa

WILLAMY MOREIRA FROTA
Diretor de Operação

SUPERINTENDÊNCIA DE CONTABILIDADE

ALEXANDRE LIRA DA ROCHA
Contador - CRC-DF-018622/O-0
Respondendo pela Superintendência de Contabilidade FCO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

WILSON PINTO FERREIRA JUNIOR	Presidente
RAFAELLO ABRITTA	Conselheiro
MARISETE FÁTIMA DADALD PEREIRA	Conselheiro
JOSÉ ANTONIO MUNIZ LOPES	Conselheiro
VILMOS GRUNVALD	Conselheiro
GLEIDE ALMEIDA BRITO	Conselheiro

CONSELHO FISCAL

JAIREZ ELÓI DE SOUSA PAULISTA	Presidente
JOÃO VICENTE AMATO TORRES	Conselheiro
RODRIGO PARENTE VIVES	Conselheiro