

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
-----------------------	---

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
Balanço Patrimonial Passivo	3
Demonstração do Resultado	5
Demonstração do Resultado Abrangente	6
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	7

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018	9
DMPL - 01/01/2017 à 31/03/2017	10
Demonstração de Valor Adicionado	11

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	12
Balanço Patrimonial Passivo	14
Demonstração do Resultado	16
Demonstração do Resultado Abrangente	17
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	18

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018	20
DMPL - 01/01/2017 à 31/03/2017	21
Demonstração de Valor Adicionado	22

Comentário do Desempenho	23
--------------------------	----

Notas Explicativas	24
--------------------	----

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	168
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	170
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	171

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 31/03/2018
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	1.087.050.297
Preferenciais	265.583.803
Total	1.352.634.100
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
1	Ativo Total	121.647.188	121.284.602
1.01	Ativo Circulante	19.733.475	21.414.322
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	1.486.120	1.491.202
1.01.01.01	Caixa	6.979	161.326
1.01.01.02	Caixa Restrito	1.479.141	1.329.876
1.01.02	Aplicações Financeiras	4.153.060	5.059.957
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	4.153.060	5.059.957
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	4.153.060	5.059.957
1.01.03	Contas a Receber	432.427	502.236
1.01.03.01	Clientes	432.427	502.236
1.01.04	Estoques	224	212
1.01.04.01	Almoxarifado	224	212
1.01.06	Tributos a Recuperar	89.650	623.299
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	89.650	623.299
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	13.571.994	13.737.416
1.01.08.03	Outros	13.571.994	13.737.416
1.01.08.03.01	Financiamentos e Empréstimos	8.324.590	8.288.875
1.01.08.03.03	Remuneração de Participações Acionárias	1.785.569	1.726.958
1.01.08.03.04	Impostos e Contribuições Sociais	995.730	1.436.175
1.01.08.03.07	Ativos mantidos para Venda	1.506.162	1.482.907
1.01.08.03.08	Instrumentos Financeiros	2.634	0
1.01.08.03.09	Diversos	957.309	802.501
1.02	Ativo Não Circulante	101.913.713	99.870.280
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	34.432.080	33.513.519
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	271.210	269.141
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	271.210	269.141
1.02.01.03	Contas a Receber	19.110	30.576
1.02.01.03.01	Clientes	19.110	30.576
1.02.01.06	Tributos Diferidos	471.568	471.568
1.02.01.06.02	Imposto de Renda e Contribuição Social Correntes	471.568	471.568
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	33.670.192	32.742.234
1.02.01.09.03	Ativo financeiro-Concessões de serviço público	2.817.113	2.820.172
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	23.803.022	22.889.437
1.02.01.09.05	Cauções e Depósitos vinculados	3.097.097	3.052.505
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.697.401	1.701.275
1.02.01.09.08	Diversos	2.255.559	2.278.845
1.02.02	Investimentos	67.281.743	66.159.343
1.02.02.01	Participações Societárias	67.281.743	66.159.343
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	5.619.443	5.968.957
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	58.119.240	56.862.959
1.02.02.01.03	Participações em Controladas em Conjunto	2.204.416	2.066.193
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.338.644	1.261.234
1.02.03	Imobilizado	199.890	197.418
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	196.052	193.580
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	3.838	3.838

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
2	Passivo Total	121.647.188	121.284.602
2.01	Passivo Circulante	13.113.690	12.844.104
2.01.02	Fornecedores	392.574	514.752
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	392.574	514.374
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	0	378
2.01.03	Obrigações Fiscais	703.289	1.124.531
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	703.289	1.124.531
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	461.872	1.023.764
2.01.03.01.02	Tributos a Recolher	241.417	100.767
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	1.690.970	2.336.333
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	1.690.970	2.336.333
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	1.089.865	1.705.125
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	601.105	631.208
2.01.05	Outras Obrigações	3.172.444	3.211.838
2.01.05.02	Outros	3.172.444	3.211.838
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	9.473	9.484
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	41.979	42.260
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	581.413	575.962
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	1.512.103	1.346.660
2.01.05.02.08	Benefício Pós- emprego	24.151	28.830
2.01.05.02.09	Passivo financeiro - Concessão de serviços públicos	775.747	783.658
2.01.05.02.12	Obrigações estimadas	120.348	107.962
2.01.05.02.13	Diversos	105.516	314.847
2.01.05.02.14	Instrumentos financeiros derivativos	1.714	2.175
2.01.06	Provisões	698.562	850.704
2.01.06.02	Outras Provisões	698.562	850.704
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	698.562	850.704
2.01.07	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda e Descontinuados	6.455.851	4.805.946
2.01.07.01	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda	6.455.851	4.805.946
2.01.07.01.01	Passivos associados a ativos mantidos para venda	6.455.851	4.805.946
2.02	Passivo Não Circulante	66.275.633	66.101.121
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	20.935.904	21.316.181
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	20.935.904	21.316.181
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	10.472.626	10.886.600
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	10.463.278	10.429.581
2.02.02	Outras Obrigações	5.870.220	5.786.857
2.02.02.02	Outros	5.870.220	5.786.857
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	3.697.326	3.639.441
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	459.375	458.874
2.02.02.02.06	Benefício Pós-Emprego	578.666	578.666
2.02.02.02.10	Diversos	1.134.853	1.109.876
2.02.03	Tributos Diferidos	408.077	394.958
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	408.077	394.958
2.02.03.01.02	Imposto de renda e Contribuição Social	408.077	394.958

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
2.02.04	Provisões	39.061.432	38.603.125
2.02.04.02	Outras Provisões	39.061.432	38.603.125
2.02.04.02.04	Provisões para contingências	17.099.263	16.946.508
2.02.04.02.05	Provisões para passivo a descoberto em controladas	21.962.169	21.656.617
2.03	Patrimônio Líquido	42.257.865	42.339.377
2.03.01	Capital Social Realizado	31.305.331	31.305.331
2.03.02	Reservas de Capital	13.867.170	13.867.170
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	7.077.355	7.077.355
2.03.02.08	Outras reservas de capital	3.405.505	3.405.505
2.03.04	Reservas de Lucros	1.321.854	1.321.854
2.03.04.01	Reserva Legal	171.295	171.295
2.03.04.02	Reserva Estatutária	50.382	50.382
2.03.04.04	Reserva de Lucros a Realizar	386.375	386.375
2.03.04.05	Reserva de Retenção de Lucros	713.802	713.802
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	-24.734	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	22.434
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-4.211.756	-4.177.412
2.03.08.01	Outros Resultados Abrangentes	-4.088.683	-4.127.362
2.03.08.02	Valores reconhecidos em ORA classificados como mantidos para venda	-123.073	-50.050

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	932.935	872.616
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-879.772	-860.870
3.02.01	Energia comprada para revenda	-879.772	-860.870
3.03	Resultado Bruto	53.163	11.746
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-976.381	1.484.930
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-2.455.927	-1.725.904
3.04.02.01	Pessoal, material e serviço	-168.198	-141.617
3.04.02.03	Depreciação e amortização - Imobilizado e Intangível	-1.388	-1.237
3.04.02.04	Provisões operacionais	-2.232.417	-1.542.411
3.04.02.05	Doações e contribuições	-33.888	-25.897
3.04.02.06	Outras	-20.036	-14.742
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	1.479.546	3.210.834
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	-923.218	1.496.676
3.06	Resultado Financeiro	1.416.926	499.500
3.06.01	Receitas Financeiras	2.589.191	1.973.433
3.06.02	Despesas Financeiras	-1.172.265	-1.473.933
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	493.708	1.996.176
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-461.872	-602.551
3.08.01	Corrente	-461.872	-602.551
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	31.836	1.393.625
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	31.836	1.393.625
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	0,03	1,03
3.99.01.02	PNA	0,03	1,03
3.99.01.03	PNB	0,03	1,03
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	0,03	1,02
3.99.02.02	PNA	0,03	1,02
3.99.02.03	PNB	0,03	1,02

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
4.01	Lucro Líquido do Período	31.836	1.393.625
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-34.344	6.168
4.02.01	Ajuste financeiros ao valor justo por meio de ora	38.584	0
4.02.02	IR/ CSLL diferidos	-13.119	0
4.02.04	Ajustes acumulados de conversão	790	-4.535
4.02.06	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	2.379	1.444
4.02.08	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	0	42.566
4.02.09	IR/ CSLL diferidos	0	-14.472
4.02.10	PArticipação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compart.	-62.978	-18.835
4.03	Resultado Abrangente do Período	-2.508	1.399.793

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	-41.199	-1.184.252
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	-202.790	-60.932
6.01.01.01	Resultado antes do IR e da CSSL	493.708	1.996.176
6.01.01.02	Depreciação e amortização	1.388	1.237
6.01.01.03	Variação monetária líquidas	-27.758	-47.469
6.01.01.05	Variação cambiais líquidas	16.001	11.866
6.01.01.06	Encargos financeiros	-1.494.969	-491.861
6.01.01.07	Resultado de equivalência patrimonial	-1.479.546	-3.210.834
6.01.01.08	Provisão para passivo a descoberto	1.869.567	1.173.491
6.01.01.09	Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	5.448	4.560
6.01.01.10	Provisão para Contingências	204.462	236.622
6.01.01.11	Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	0	-463
6.01.01.12	Provisão para perda com Investimentos	0	21.768
6.01.01.13	Encargos de reserva global de reversão	84.829	90.217
6.01.01.14	Ajuste a valor presente / valor de mercado	-2.406	-4.788
6.01.01.15	Encargos sobre recursos de acionistas	57.884	113.607
6.01.01.16	Outras	68.602	44.939
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	775.456	-829.063
6.01.02.01	Contas a Receber	-220	0
6.01.02.02	Títulos e valores mobiliários	906.897	-989.155
6.01.02.03	Direito de ressarcimento	0	-1.715
6.01.02.04	Almoxarifado	-12	10
6.01.02.05	Ativo financeiro - Concessões de Serviço Público	3.059	262.361
6.01.02.07	Fornecedores	-38.200	-52.111
6.01.02.08	Obrigações estimadas	12.386	10.411
6.01.02.09	Obrigações de Ressarcimento	0	16.652
6.01.02.10	Outros ativos e passivos operacionais	-108.454	-75.516
6.01.03	Outros	-613.865	-294.257
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-478.867	-566.788
6.01.03.02	Pagamento de encargos da Reserva Global de Reversão	-51.965	-37.134
6.01.03.04	Recebimento de encargos financeiros	350.490	541.533
6.01.03.05	Pagamento de IR e CSLL	-69.715	-65.755
6.01.03.06	Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	16.191	52.582
6.01.03.07	Pagamento de previdência complementar	-4.679	-7.072
6.01.03.08	Depósitos Judiciais	-18.127	-140.220
6.01.03.09	Pagamento de contingências judiciais	-357.193	-71.403
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	800.062	1.336.339
6.02.01	Concessão de empréstimos e financiamentos	-140.604	-886.664
6.02.02	Recebimento de empréstimos e financiamentos concedidos	656.451	1.260.791
6.02.04	Aquisição de ativo imobilizado	-3.398	0
6.02.07	Aquisição/aporte de capital em participação societária	-76.200	-92.250
6.02.08	Concessão de Adiantamento para futuro aumento de capital	0	-10.804
6.02.09	Alienação de investimentos em participações societárias	363.813	1.065.266
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-913.210	-320.614

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
6.03.02	Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	-913.210	-967.993
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	0	-327
6.03.06	Empréstimo Compulsório e Reserva Global de Reversão	0	647.706
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-154.347	-168.527
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	161.326	194.106
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	6.979	25.579

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	13.867.170	1.344.288	0	-4.177.412	42.339.377
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	-79.824	0	-79.824
5.02.01	Ajustes de adoção - CPC 48 / IFRS 9	0	0	0	-79.824	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	13.867.170	1.344.288	-79.824	-4.177.412	42.259.553
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-22.434	55.090	-34.344	-1.688
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	31.836	0	31.836
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-22.434	23.254	-34.344	-33.524
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	2.379	2.379
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	790	790
5.05.02.06	IR/CS Diferido s/ Outros result. Abrangentes	0	0	0	0	-13.119	-13.119
5.05.02.07	Valor Justo de Instrumentos Financeiros disponíveis para venda	0	0	0	0	38.584	38.584
5.05.02.08	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	820	-62.978	-62.158
5.05.02.09	Ajuste de Avaliação patrimonial	0	0	-22.434	22.434	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	13.867.170	1.321.854	-24.734	-4.211.756	42.257.865

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 31/03/2017**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	SalDOS Iniciais	31.305.331	13.867.170	3.051.941	0	-4.020.974	44.203.468
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	SalDOS Iniciais Ajustados	31.305.331	13.867.170	3.051.941	0	-4.020.974	44.203.468
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-7.539	1.401.164	22.517	1.416.142
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.393.625	0	1.393.625
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-7.539	7.539	22.517	22.517
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	1.444	1.444
5.05.02.06	Ajuste de Avaliação Patrimonial	0	0	-7.539	7.539	16.349	16.349
5.05.02.07	Ajuste Acumulado de Conversão	0	0	0	0	-4.535	-4.535
5.05.02.08	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	0	-18.835	-18.835
5.05.02.09	IR/Diferido s/ Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-14.472	-14.472
5.05.02.10	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	42.566	42.566
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	SalDOS Finais	31.305.331	13.867.170	3.044.402	1.401.164	-3.998.457	45.619.610

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
7.01	Receitas	966.176	891.242
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	966.176	891.242
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-3.177.698	-2.446.766
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-65.509	-43.485
7.02.04	Outros	-3.112.189	-2.403.281
7.02.04.01	Energia comprada para revenda	-879.772	-860.870
7.02.04.02	Provisões operacionais	-2.232.417	-1.542.411
7.03	Valor Adicionado Bruto	-2.211.522	-1.555.524
7.04	Retenções	-1.388	-1.237
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-1.388	-1.237
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-2.212.910	-1.556.761
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	4.068.737	5.184.267
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	1.479.546	3.210.834
7.06.02	Receitas Financeiras	2.589.191	1.973.433
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	1.855.827	3.627.506
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	1.855.827	3.627.506
7.08.01	Pessoal	114.437	112.874
7.08.01.01	Remuneração Direta	95.897	103.513
7.08.01.04	Outros	18.540	9.361
7.08.01.04.01	Plano de aposentadoria e pensão	0	9.361
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	495.113	621.177
7.08.02.01	Federais	495.113	621.177
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	1.214.441	1.499.830
7.08.03.01	Juros	1.172.265	1.473.933
7.08.03.02	Aluguéis	8.288	0
7.08.03.03	Outras	33.888	25.897
7.08.03.03.01	Doações e contribuições	33.888	25.897
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	31.836	1.393.625
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	31.836	1.393.625

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
1	Ativo Total	171.193.661	172.975.359
1.01	Ativo Circulante	36.948.349	37.358.727
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	2.077.790	2.122.128
1.01.01.01	Caixa	598.649	792.252
1.01.01.02	Caixa restrito	1.479.141	1.329.876
1.01.02	Aplicações Financeiras	6.313.722	6.924.358
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	6.313.722	6.924.358
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	6.313.722	6.924.358
1.01.03	Contas a Receber	4.326.312	4.662.368
1.01.03.01	Clientes	4.326.312	4.662.368
1.01.04	Estoques	934.876	944.395
1.01.04.01	Almoxarifado	469.724	479.243
1.01.04.02	Estoque	465.152	465.152
1.01.06	Tributos a Recuperar	575.218	1.066.207
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	575.218	1.066.207
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	22.720.431	21.639.271
1.01.08.03	Outros	22.720.431	21.639.271
1.01.08.03.01	Financiamentos e empréstimos	2.149.625	2.471.960
1.01.08.03.03	Remuneração de participações monetárias	299.158	245.577
1.01.08.03.04	Direito de Ressarcimento	1.568.132	1.567.794
1.01.08.03.05	Impostos e Contribuições Sociais	1.453.010	1.874.475
1.01.08.03.07	Ativo financeiro - Concessão de Serviços Públicos	6.905.770	7.224.354
1.01.08.03.08	Instrumentos financeiros	209.339	209.327
1.01.08.03.09	Risco Hidrológico	87.941	104.530
1.01.08.03.10	Ativos mantidos para venda	8.086.416	5.825.879
1.01.08.03.11	Diversos	1.961.040	2.115.375
1.02	Ativo Não Circulante	134.245.312	135.616.632
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	77.101.996	78.192.669
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	338.466	331.862
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	338.466	331.862
1.02.01.03	Contas a Receber	131.807	462.376
1.02.01.03.01	Clientes	131.807	462.376
1.02.01.04	Estoques	765.891	831.008
1.02.01.04.02	Estoque de Combustível Nuclear	765.891	831.008
1.02.01.06	Tributos Diferidos	3.272.819	3.117.520
1.02.01.06.02	Tributos a Recuperar	1.677.298	1.635.142
1.02.01.06.03	Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.123.953	1.010.810
1.02.01.06.04	Imposto de renda e contribuição social correntes	471.568	471.568
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	72.593.013	73.449.903
1.02.01.09.03	Ativo financeiro - Concessão de Serviço Público	49.334.636	50.660.769
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	8.731.955	7.794.891
1.02.01.09.05	Cauções e depósitos vinculados	5.936.743	5.874.708
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	960.502	959.838
1.02.01.09.08	Instrumentos financeiros derivativos	210.297	216.904
1.02.01.09.09	Direito de Ressarcimento	5.991.403	6.509.032

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
1.02.01.09.12	Risco Hidrológico	313.268	325.132
1.02.01.09.13	Diversos	1.114.209	1.108.629
1.02.02	Investimentos	28.824.964	28.708.364
1.02.02.01	Participações Societárias	28.824.964	28.708.364
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	27.326.291	27.289.705
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.498.673	1.418.659
1.02.03	Imobilizado	27.628.145	27.965.837
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	27.327.991	27.722.124
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	300.154	243.713
1.02.04	Intangível	690.207	749.762
1.02.04.01	Intangíveis	690.207	749.762
1.02.04.01.02	Outros	690.207	749.762

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
2	Passivo Total	171.193.661	172.975.359
2.01	Passivo Circulante	33.806.514	34.186.952
2.01.02	Fornecedores	10.092.342	10.443.752
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	10.029.152	10.351.400
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	63.190	92.352
2.01.03	Obrigações Fiscais	2.163.840	2.671.537
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	2.163.840	2.671.537
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	1.204.708	1.173.319
2.01.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	959.132	1.498.218
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	5.375.387	6.214.897
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	5.187.043	5.886.141
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	4.558.196	5.229.604
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	628.847	656.537
2.01.04.02	Debêntures	41.362	183.432
2.01.04.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	146.982	145.324
2.01.05	Outras Obrigações	5.646.541	5.707.709
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	12.048	12.048
2.01.05.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	12.048	12.048
2.01.05.02	Outros	5.634.493	5.695.661
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	49.757	18.339
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	41.979	42.260
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	649.017	654.853
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	1.512.103	1.392.542
2.01.05.02.08	Previdência complementar	213.064	193.847
2.01.05.02.09	Encargos Setoriais	723.864	728.180
2.01.05.02.11	Instrumentos financeiros derivativos	1.953	2.466
2.01.05.02.14	Obrigações estimadas	1.171.355	1.204.222
2.01.05.02.15	Diversos	1.271.401	1.458.952
2.01.06	Provisões	1.173.661	1.518.387
2.01.06.02	Outras Provisões	1.173.661	1.518.387
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	1.173.661	1.518.387
2.01.07	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda e Descontinuados	9.354.743	7.630.670
2.01.07.01	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda	9.354.743	7.630.670
2.01.07.01.01	Passivos associados a ativos mantidos para venda	9.354.743	7.630.670
2.02	Passivo Não Circulante	94.711.727	96.035.875
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	39.856.513	40.455.493
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	38.510.568	39.235.650
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	27.721.101	28.479.858
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	10.789.467	10.755.792
2.02.01.02	Debêntures	439.553	287.347
2.02.01.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	906.392	932.496
2.02.02	Outras Obrigações	22.905.463	23.317.961
2.02.02.02	Outros	22.905.463	23.317.961
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	3.697.326	3.639.441

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	459.375	458.874
2.02.02.02.06	Benefício Pós Emprego	1.968.911	2.001.715
2.02.02.02.07	Adiantamento de clientes	503.969	519.391
2.02.02.02.08	Concessões a pagar - Uso do Bem Público	63.523	63.082
2.02.02.02.09	Instrumentos financeiros derivativos	46.003	39.594
2.02.02.02.11	Fornecedor	7.543.581	7.795.345
2.02.02.02.12	Obrigações de ressarcimento	1.093.442	1.062.634
2.02.02.02.13	Encargos Setoriais	690.377	698.423
2.02.02.02.14	Contratos onerosos	1.828.308	2.067.179
2.02.02.02.15	Obrigações para desmobilização de ativos	2.505.940	2.470.400
2.02.02.02.17	Outros	2.504.708	2.501.883
2.02.03	Tributos Diferidos	8.933.504	9.228.458
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	8.933.504	9.228.458
2.02.03.01.01	Tributos a recolher	256.518	326.527
2.02.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	8.676.986	8.901.931
2.02.04	Provisões	23.016.247	23.033.963
2.02.04.02	Outras Provisões	23.016.247	23.033.963
2.02.04.02.04	Provisões contingências	23.016.247	23.033.963
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	42.675.420	42.752.532
2.03.01	Capital Social Realizado	31.305.331	31.305.331
2.03.02	Reservas de Capital	13.867.170	13.867.170
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	7.077.355	7.077.355
2.03.02.08	Outras reservas	3.405.505	3.405.505
2.03.04	Reservas de Lucros	1.321.854	1.321.854
2.03.04.01	Reserva Legal	171.295	171.295
2.03.04.02	Reserva Estatutária	50.382	50.382
2.03.04.04	Reserva de Lucros a Realizar	386.375	386.375
2.03.04.05	Reserva de Retenção de Lucros	713.802	713.802
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	-24.734	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	22.434
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-4.211.756	-4.177.412
2.03.08.01	Outros Resultados Abrangentes	-4.088.683	-4.127.362
2.03.08.02	Valores Reconhecidos em ORA Classificados como Mantidos para Venda	-123.073	-50.050
2.03.09	Participação dos Acionistas Não Controladores	417.555	413.155

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	8.592.581	8.862.044
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-3.750.040	-3.417.264
3.02.01	Energia comprada para revenda	-2.492.307	-2.602.297
3.02.02	Encargos sobre o uso da rede elétrica	-446.629	-485.117
3.02.03	Combustível para produção de energia elétrica	-477.444	-7.783
3.02.04	Construção	-333.660	-322.067
3.03	Resultado Bruto	4.842.541	5.444.780
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-4.065.025	-1.715.770
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-4.319.867	-3.540.562
3.04.02.01	Pessoal, Material e Serviço	-2.410.342	-2.237.786
3.04.02.07	Depreciação e amortização-Imobilizado e Intangível	-412.029	-379.431
3.04.02.08	Amortização	-54.306	-81.922
3.04.02.09	Provisões operacionais	-1.081.078	-599.693
3.04.02.11	Doações e contribuições	-49.568	-33.788
3.04.02.13	Outras	-312.544	-207.942
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	254.842	1.824.792
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	777.516	3.729.010
3.06	Resultado Financeiro	-7.292	-1.098.867
3.06.01	Receitas Financeiras	2.307.217	1.784.608
3.06.02	Despesas Financeiras	-2.314.509	-2.883.475
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	770.224	2.630.143
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-714.086	-1.251.991
3.08.01	Corrente	-1.061.579	-668.735
3.08.02	Diferido	347.493	-583.256
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	56.138	1.378.152
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	56.138	1.378.152
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	31.836	1.393.625
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	24.302	-15.473
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	0,03	1,03
3.99.01.02	PNA	0,03	1,03
3.99.01.03	PNB	0,03	1,03
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	0,03	1,02
3.99.02.02	PNA	0,03	1,02
3.99.02.03	PNB	0,03	1,02

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	56.138	1.378.152
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-34.344	43.775
4.02.01	Instrumentos financeiros ao valor justo por meio de ORA	38.584	0
4.02.02	IR/ CSLL diferidos	-13.119	0
4.02.03	Ajuste ganhos e perdas atuariais	40.686	-21.624
4.02.04	Ajustes acumulados de conversão	790	-4.535
4.02.06	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	2.379	1.444
4.02.08	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	0	50.572
4.02.09	IR/ CSSL diferidos	0	-17.194
4.02.10	Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compart.	-103.664	32.391
4.02.11	IR/ CSSL diferidos	0	2.721
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	21.794	1.421.927
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	-2.508	1.399.793
4.03.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	24.302	22.134

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	775.806	-588.489
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	953.732	1.600.190
6.01.01.01	Resultado antes do IR e da CSSL	770.224	2.630.143
6.01.01.02	Depreciação e amortização	466.335	461.353
6.01.01.03	Variação monetárias líquidas	33.309	2.775
6.01.01.05	Variações cambiais líquidas	37.780	-31.090
6.01.01.07	Encargos financeiros	-138.304	1.339.464
6.01.01.08	Receita de ativo financeiro	-1.455.829	-1.793.361
6.01.01.09	Resultado de equivalência patrimonial	-254.842	-1.824.792
6.01.01.10	Provisão(reversão) para créditos de liquidação duvidosa	326.752	98.707
6.01.01.11	Provisão(reversão) para contingências	512.397	351.242
6.01.01.12	Provisão(reversão) para redução ao valor recuperável de ativos	174.471	270.346
6.01.01.13	Provisão(reversão) para contrato oneroso	-301.055	-319.121
6.01.01.14	Provisão(reversão) para perda com Investimentos	7.296	19.743
6.01.01.15	Encargos de reserva global de reversão	84.829	90.217
6.01.01.16	Taxa de fiscalização sobre recursos hídricos - TFRH	150.166	84.696
6.01.01.17	Participação Minoritária no Resultado	-57.194	-22.743
6.01.01.18	Encargos sobre recursos de acionistas	60.648	118.922
6.01.01.19	Instrumentos financeiros - derivativos	15.585	-116.856
6.01.01.20	Outras	521.164	240.545
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-371.800	-1.511.703
6.01.02.01	Contas a receber	585.130	-391.497
6.01.02.02	Títulos e valores mobiliários	606.101	-1.004.686
6.01.02.03	Direito de ressarcimento	517.291	242.373
6.01.02.04	Almoxarifado	111.661	8.377
6.01.02.05	Estoque de Combustível Nuclear	65.117	87.442
6.01.02.06	Risco Hidrológico	28.453	34.971
6.01.02.07	Ativo financeiro - Concessões de serviço público	3.059	262.361
6.01.02.08	Fornecedores	-297.447	104.604
6.01.02.09	Adiantamento de clientes	-26.709	-15.641
6.01.02.10	Arrendamento mercantil	-24.446	-22.037
6.01.02.11	Obrigações estimadas	-12.272	-30.804
6.01.02.12	Obrigações de ressarcimento	-15.074	-686.973
6.01.02.13	Encargos setoriais	-12.362	155.341
6.01.02.14	Outros Ativos e Passivos Operacionais	142.324	-255.534
6.01.02.15	Passivos associados a ativos mantidos para venda	1.724.073	0
6.01.02.19	Ativos mantidos para venda	-3.766.699	0
6.01.03	Outros	193.874	-676.976
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-874.925	-1.015.571
6.01.03.02	Pagamento encargos da Reserva Global de Reversão	-51.965	-37.134
6.01.03.03	Recebimento de Receita Anual Permitida(ativo financeiro)	2.051.340	328.814
6.01.03.04	Recebimento de encargos financeiros	175.373	211.999
6.01.03.05	Pagamento de imposto de renda e contribuição social	-610.965	-380.416

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
6.01.03.06	Recebimento de remuneração de investimentos em part. societárias	30.711	138.088
6.01.03.07	Pagamento de previdência complementar	-67.157	-82.216
6.01.03.08	Pagamento de refinanciamento de impostos e contribuição - principal	-31.789	-33.279
6.01.03.09	Pagamento de contingências judiciais	-375.197	-106.897
6.01.03.10	Depósitos judiciais	-51.552	299.636
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	128.316	583.948
6.02.02	Recebimento de empréstimo e financiamento concedidos	523.896	584.546
6.02.04	Aquisição de ativo imobilizado	-190.002	-217.828
6.02.05	Aquisição de ativo intangível	-26.680	-22.928
6.02.06	Aquisição de ativos de concessão	-251.416	-209.912
6.02.07	Aquisição/aporte de capital em participação societária	-360.521	-602.770
6.02.08	Concessão para adiantamento para futuro aumento de capital	-3.262	-15.237
6.02.09	Alienação de investimentos em participações societárias	363.813	1.065.266
6.02.10	Outros	72.488	2.811
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-1.097.725	300.377
6.03.01	Empréstimo e financiamento obtidos a Longo Prazo	462.285	1.189.999
6.03.02	Pagamento de empréstimo e financiamento principal	-1.558.910	-1.537.001
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	0	-327
6.03.05	Empréstimo compulsório e Reserva global de reversão	0	647.706
6.03.06	Outros	-1.100	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-193.603	295.836
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	792.252	679.668
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	598.649	975.504

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	13.867.170	1.344.288	0	-4.177.412	42.339.377	413.155	42.752.532
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	-79.824	0	-79.824	0	-79.824
5.02.01	Ajustes de adoção - CPC 48 / IFRS 9	0	0	0	-79.824	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	13.867.170	1.344.288	-79.824	-4.177.412	42.259.553	413.155	42.672.708
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-22.434	55.090	-34.344	-1.688	4.400	2.712
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	31.836	0	31.836	24.302	56.138
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-22.434	23.254	-34.344	-33.524	-19.902	-53.426
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	2.379	2.379	0	2.379
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	790	790	0	790
5.05.02.06	IR/CS Diferido s/ Outros result. Abrangentes	0	0	0	0	-13.119	-13.119	0	-13.119
5.05.02.07	Valor Justo de Instrumentos Financeiros disponíveis para venda	0	0	0	0	38.584	38.584	0	38.584
5.05.02.08	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	820	-62.978	-62.158	-19.902	-82.060
5.05.02.09	Ajuste de Avaliação patrimonial	0	0	-22.434	22.434	0	0	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	13.867.170	1.321.854	-24.734	-4.211.756	42.257.865	417.555	42.675.420

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 31/03/2017**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	13.867.170	3.051.941	0	-4.020.974	44.203.468	-138.543	44.064.925
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	13.867.170	3.051.941	0	-4.020.974	44.203.468	-138.543	44.064.925
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0	363.064	363.064
5.04.08	Alienação de Investimentos	0	0	0	0	0	0	363.064	363.064
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-7.539	1.401.164	22.517	1.416.142	22.134	1.438.276
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.393.625	0	1.393.625	-15.473	1.378.152
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-7.539	7.539	22.517	22.517	37.607	60.124
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	1.444	1.444	0	1.444
5.05.02.06	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	0	-18.835	-18.835	37.607	18.772
5.05.02.07	Ajuste de Avaliação Patrimonial	0	0	-7.539	7.539	16.349	16.349	0	16.349
5.05.02.09	Ajuste Acumulado de Conversão	0	0	0	0	-4.535	-4.535	0	-4.535
5.05.02.10	IR/CS diferido s/ Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-14.472	-14.472	0	-14.472
5.05.02.11	Valor Justo de Instrumentos Financeiros disponíveis para Venda	0	0	0	0	42.566	42.566	0	42.566
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	13.867.170	3.044.402	1.401.164	-3.998.457	45.619.610	246.655	45.866.265

DFs Consolidadas / Demonstração de Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
7.01	Receitas	10.381.146	10.816.181
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	10.339.102	10.494.114
7.01.02	Outras Receitas	42.044	322.067
7.01.02.02	Receita de Construção	333.660	322.067
7.01.02.03	PCLD - Consumidores e Revendedores	-291.616	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-6.019.933	-5.404.521
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-1.744.066	-1.758.116
7.02.04	Outros	-4.275.867	-3.646.405
7.02.04.01	Encargos setoriais	-516.654	-436.632
7.02.04.02	Energia comprada para revenda	-2.492.307	-2.602.297
7.02.04.03	Combustível para produção de energia elétrica	-477.444	-7.783
7.02.04.04	Provisões operacionais	-789.462	-599.693
7.03	Valor Adicionado Bruto	4.361.213	5.411.660
7.04	Retenções	-466.335	-461.353
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-466.335	-461.353
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	3.894.878	4.950.307
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	2.562.059	3.609.400
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	254.842	1.824.792
7.06.02	Receitas Financeiras	2.307.217	1.784.608
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	6.456.937	8.559.707
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	6.456.937	8.559.707
7.08.01	Pessoal	1.758.961	1.601.576
7.08.01.04	Outros	1.758.961	1.601.576
7.08.01.04.01	Pessoal, encargos e honorários	1.688.632	1.516.730
7.08.01.04.02	Plano de aposentadoria e pensão	70.329	84.846
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	2.277.613	2.662.716
7.08.02.01	Federais	1.693.687	2.039.481
7.08.02.02	Estaduais	581.807	615.427
7.08.02.03	Municipais	2.119	7.808
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	2.364.225	2.917.263
7.08.03.01	Juros	2.314.509	2.883.475
7.08.03.02	Aluguéis	148	0
7.08.03.03	Outras	49.568	33.788
7.08.03.03.01	Doações e contribuições	49.568	33.788
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	56.138	1.378.152
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	31.836	1.393.625
7.08.04.04	Part. Não Controladores nos Lucros Retidos	24.302	-15.473

Comentário do Desempenho**Demonstrações Contábeis – 1º Trimestre de 2018*****SUMÁRIO EXECUTIVO***

A Eletrobras apresentou, no primeiro trimestre de 2018 (1T18), um lucro líquido de R\$ 56 milhões, inferior ao Lucro de R\$ 1.378 milhões obtido no primeiro trimestre de 2017 (1T17).

A Receita Operacional Líquida gerencial apresentou crescimento de 10%, passando de R\$ 6.418 milhões no 1T17 para R\$ 7.064 milhões no 1T18. O Ebtida Gerencial apresentou redução de 42%, passando de R\$ 1.482 milhões no 1T17 para R\$ 865 milhões no 1T18. Os destaques do 1T18 são apresentados abaixo:

DESTAQUES DO 1T18

- Receita Bruta IFRS de R\$ 10.673 milhões;
- Provisões para Contingências no montante de R\$ 512 milhões;
- Reversão de Provisões para contratos onerosos de R\$ 301 milhões;
- Provisões de impairment de R\$ 174 milhões;
- Provisão da Taxa de fiscalização de recursos hídricos (Taxa Pará) de R\$150 milhões;
- Resultado Financeiro Líquido negativo de R\$ 7 milhões;
- Resultado do segmento de Distribuição negativo no montante líquido de 1.910 milhões, com destaque para o prejuízo da controlada Amazonas distribuição no montante de R\$ 1.312 milhões;
- EBITDA de R\$ 1.244 milhões e EBITDA Gerencial positivo no montante de R\$ 880 milhões no 1T18;

Notas Explicativas

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.
Eletrobras
(Companhia Aberta)
CNPJ 00.001.180/0001-26

Notas explicativas às informações financeiras intermediárias do período findo em 31 de março de 2018
(Em milhares de Reais)

NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("Eletrobras", "Sistema Eletrobras" ou Companhia) é uma companhia de capital aberto, com sede em Brasília - DF - Setor Comercial Norte, Quadra 6, Conjunto A, Bloco A - Ed. Venâncio 3000, Asa Norte, registrada na Comissão de Valores Mobiliários - CVM e na *Securities and Exchange Commission* - SEC, com ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (BOVESPA) - Brasil, Madri (LATIBEX) - Espanha e Nova York (NYSE) - Estados Unidos da América. A Companhia é uma sociedade de economia mista controlada pela União Federal. Tem como objeto social realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas geradoras, de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. Tem como objeto, também, conceder financiamentos, prestar garantias, no País e no exterior, a empresas do serviço público de energia elétrica e que estejam sob seu controle acionário e em favor de entidades técnico-científicas de pesquisa; promover e apoiar a pesquisa de interesse do setor de energia elétrica, em especial ligadas às atividades de geração, transmissão e distribuição, bem como realizar estudos de aproveitamento de bacias hidrográficas para fins múltiplos; contribuir na formação do pessoal técnico necessário ao setor elétrico brasileiro, bem como na preparação de operários qualificados, mediante cursos especializados, podendo, também, conceder auxílio aos estabelecimentos de ensino do País ou bolsas de estudo no exterior e firmar convênios com entidades que colaborem na formação de pessoal técnico especializado; colaborar, técnica e administrativamente, com as empresas das quais participa acionariamente e com o Ministério de Minas e Energia (MME).

A Companhia exerce a função de holding, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto em dez empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, abaixo relacionadas:

- Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS;
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE;
- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF;
- ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.;
- Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR;
- Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE;
- Eólica Hermenegildo I S.A - Hermenegildo I (*);
- Eólica Hermenegildo II S.A - Hermenegildo II (*);
- Eólica Hermenegildo III S.A - Hermenegildo III (*); e
- Santa Vitória do Palmar Holding S.A. - Santa Vitória do Palmar (**).

Além do controle de empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, acima listadas, a Companhia detém o controle acionário direto de seis empresas distribuidoras de energia elétrica:

- Boa Vista Energia S.A. - Boa Vista (***);
- Companhia de Eletricidade do Acre - Eletroacre(***);

Notas Explicativas

- Centrais Elétricas de Rondônia – Ceron(***);
- Companhia Energética de Alagoas – Ceal(***);
- Companhia Energética do Piauí – Cepisa(***); e
- Amazonas Distribuidora de Energia S.A. – Amazonas Distribuidora.

(*) Empresas adquiridas por meio de transação entre parceiros. Vide nota explicativa 15.

(**) Empresa adquirida através de combinações de negócios em 31 de dezembro de 2017.

(***) Distribuidoras classificadas como Ativo Mantido para Venda vide nota 43.

Em 1º de julho de 2015, a controlada Amazonas Distribuidora iniciou o processo de desverticalização, no qual as atividades de geração e transmissão de energia elétrica ora exercida pela Amazonas Distribuidora foram segregadas de sua atividade de distribuição. Dessa forma, constitui-se uma nova empresa no âmbito do Sistema Eletrobras, com o nome de Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. ("Amazonas GT"), subsidiária integral da Amazonas Distribuidora. Em 27 de fevereiro de 2018, a ANEEL anuiu o processo de desverticalização aqui apresentado através da resolução autorizativa nº 6.883.

Em 22 de julho de 2016, a 165ª Assembleia Geral Extraordinária deliberou a não prorrogação das concessões das controladas distribuidoras de energia do grupo Eletrobras. Na referida Assembleia Geral Extraordinária foi deliberada a transferência do controle acionário, até 31 de dezembro de 2017, das distribuidoras de energia da Eletrobras, desde que, até a transferência da distribuidora para o novo controlador, a distribuidora receba diretamente, da União Federal ou através de tarifa, todos os recursos e remuneração necessários para operar, manter e fazer investimentos que forem relacionados aos serviços públicos da respectiva distribuidora. Em 28 de dezembro de 2017, a 169ª Assembleia Geral Extraordinária aprovou a prorrogação do prazo de assinatura do contrato de transferência do controle acionário das distribuidoras do grupo Eletrobras até 31 de julho de 2018. (Vide Nota 2)

Em 14 fevereiro de 2017, foi alienada a totalidade da participação societária da Eletrobras na Companhia Celg Distribuição – CELG-D para a ENEL BRASIL S/A.

Em 29 de setembro de 2017, o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou o início do processo de reestruturação societária entre as controladas Eletrosul e a CGTEE, visando obtenção de sinergia operacional, tributária, econômico-financeira e societária. Até a presente data este processo não foi finalizado.

A Companhia ainda detém o controle acionário da Eletrobras Participações S.A – Eletropar. Adicionalmente, detém participação acionária da Itaipu Binacional – Itaipu (em regime de controle conjunto nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai), da Inambari Geração de Energia S.A. e da Rouar S.A (em regime de controle conjunto com a estatal uruguaia *Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay* – UTE).

A Companhia é controladora indireta ou participa de forma minoritária direta ou indiretamente em diversas outras sociedades nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (vide Nota 3).

A Companhia é autorizada, diretamente ou por meio de suas subsidiárias ou controladas, a associar-se, com ou sem aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, com ou sem poder de controle, no exterior, que se destinem direta ou indiretamente à exploração da produção ou transmissão ou distribuição de energia elétrica.

A Companhia atua como agente de comercialização de energia elétrica da Itaipu Binacional e dos agentes participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

Notas Explicativas



A emissão dessas informações financeiras intermediárias foi autorizada pela Diretoria Executiva, em 15 de maio de 2018, o Comitê de Auditoria e o Conselho de Administração tomaram conhecimento, respectivamente, no dia 11 e 14 de maio de 2018.

NOTA 2 – CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Companhia, por intermédio de empresas controladas, detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento não se alteraram em relação à posição divulgada nas demonstrações financeiras relativas ao exercício de 2017.

- Distribuição de Energia

Em 28 de dezembro de 2017 a 169ª Assembleia Geral Extraordinária aprovou a prorrogação do prazo para assinatura do contrato de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras, anteriormente definido na 165ª AGE em 22 de julho de 2016 até 31 de dezembro de 2017, nas referidas distribuidoras desde que ocorra até 31 de julho de 2018, sob pena de manutenção da decisão da 165ª Assembleia Geral Extraordinária que determinou o encerramento dos serviços temporários de distribuição, bem como a liquidação das referidas distribuidoras, o que também deverá ocorrer caso não seja garantido pela ANEEL e/ou pelo Poder Concedente, o direito à prestação de serviços de distribuição, de forma temporária, até a efetiva transferência do controle acionário, mediante remuneração adequada.

Os acionistas da Companhia avaliaram a modelagem de privatização proposta pelas Resoluções acima citadas, de acordo com suas condições financeiras e orçamentárias, e em 8 de fevereiro de 2018, por meio da realização da 170ª Assembleia Geral Extraordinária, aprovaram os seguintes tópicos:

- Venda da integralidade das ações da Eletroacre, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$50 (cinquenta mil reais), associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Eletroacre e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R\$113.779 (cento e treze milhões, setecentos e setenta e nove mil) prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE.
- Assunção pela Eletrobras de direitos da Eletroacre, referentes à conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da distribuidora na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de até R\$296.167 (duzentos e noventa e seis milhões, cento e sessenta e sete mil), devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20 com as alterações das Resoluções números 28 e 29.
- Venda da integralidade das ações da Ceron, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$50 (cinquenta mil reais) à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Ceron e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R\$1.872.522 (um bilhão, oitocentos e setenta e dois milhões, quinhentos e vinte e dois mil) no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE.



Notas Explicativas

- Assunção pela Eletrobras de direitos da Ceron, referentes à conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da distribuidora na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de até R\$3.847.293 (três bilhões, oitocentos e quarenta e sete milhões, duzentos e noventa e três mil) devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20 com as alterações das Resoluções números 28 e 29.
- Venda da integralidade das ações da Boa Vista Energia, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$50 (cinquenta mil reais) associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Ceron e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R\$342.120 (trezentos e quarenta e dois milhões, cento e vinte mil) no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE.
- Assunção pela Eletrobras de direitos da Boa Vista Energia, referentes à conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da distribuidora na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de até R\$278.360 (duzentos e setenta e oito milhões, trezentos e sessenta mil), devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20 com as alterações das Resoluções números 28 e 29.
- Venda da integralidade das ações da Amazonas Distribuidora, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$ 50 (cinquenta mil reais) associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Amazonas Distribuidora e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R\$8.911.866 (oito bilhões, novecentos e onze milhões, oitocentos e sessenta e seis mil) no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE. A Amazonas Distribuidora deverá atender as condições de realizar a desverticalização completa da Amazonas Geração e Transmissão S.A - Amazonas GT até 2 de março de 2018 e que a mesma transfira a integralidade das ações emitidas pela Amazonas GT para Eletrobras e/ou terceiros, visando à quitação parcial de suas dívidas e cujo valor será deduzido do montante de ajuste mencionando acima (atualização sobre a desverticalização descritas nesta mesma nota).
- Assunção pela Eletrobras de direitos da Amazonas Distribuidora, referentes à conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da distribuidora na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de R\$4.055.549 (quatro bilhões, cinquenta e cinco milhões e quinhentos e quarenta e nove mil), devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20 com as alterações da número 28 e 29.
- Venda da integralidade das ações da Cepisa, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$50 (cinquenta mil reais) associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Cepisa e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até cinquenta mil reais no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE.

Notas Explicativas

- Venda da integralidade das ações da Ceal, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$50 (cinquenta mil reais) associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Ceal e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até cinquenta mil reais no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE, desde que ocorra a celebração da homologação judicial de acordo relativo ao pagamento de diferenças salariais decorrentes do Plano Bresser (atualizações sobre essa homologação na nota 29).
- Dissolução e liquidação das respectivas distribuidoras cuja transferência do controle acionário foi aprovada nos itens acima, em caso de não cumprimento das condicionantes previstas para a Amazonas Distribuidora e Ceal ou, do prazo estabelecido pela 169ª Assembleia Geral Extraordinária (31 de julho de 2018) para a assinatura do contrato de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras nas Distribuidoras (atualização sobre a Ceal estão descritas nesta mesma nota).
- A cessão gratuita, pela Eletrobras, do direito de preferência de subscrever novas ações a serem emitidas pelas distribuidoras cujas transferências do controle acionário forem aprovadas nos termos acima, no âmbito do aumento de capital a ser feito pelo(s) novo(s) controlador(es), vencedor(es) dos Leilões de Desestatização, para empregados e aposentados das respectivas distribuidoras;
- A delegação de poderes ao Conselho de Administração da Eletrobras para deliberar sobre o exercício de opção da Eletrobras de aumentar a sua participação, em até 30%, no capital social das distribuidoras cujas transferências do controle acionário forem aprovadas nos termos dos itens acima, no prazo de até 6 meses, contados da data de assinatura do respectivo contrato de transferência de controle acionário. O aporte para cada distribuidora, caso ocorra deverá respeitar os seguintes montantes, que serão atualizados monetariamente até a data efetiva do eventual aporte pelos índices das respectivas dívidas associadas:

Distribuidoras	Aporte Eletrobras (30%)
Amazonas Energia	210.587
Boa Vista Energia	75.428
Ceal	233.902
Cepisa	308.964
Ceron	103.329
Eletroacre	102.345
Total	1.034.555

(em milhares de reais)

Diante dessa definição as empresas de distribuição da Eletrobras procederam a rebifurcação da parcela do ativo financeiro na proporção correspondente, até 31 de julho de 2018, data limite autorizada pela AGE 170 para permanecer como responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos das distribuidoras.

Os valores do direito de ressarcimento da CCC referente as distribuidoras que fazem parte do sistema isolado de energia são evidenciados no quadro abaixo:

Notas Explicativas



	31/03/2018			
	Eletroacre	Amazonas D	Ceron	Boa Vista
Adições no Período	1.009.953	31.144.105	6.699.322	1.150.017
Reembolso sobre Combustível - Res. 347/09	-	(304.690)	-	(467.323)
Reembolso PIS/COFINS CCC - ISOL - Lei 12.111/09 e Lei 13.299/16	121.817	939.151	16.110	98.372
Valor recebido da CCC - ISOL	(929.983)	(24.846.950)	(4.200.543)	(575.741)
Atualização monetária	40.642	1.986.043	1.628.732	173.848
ICMS Recuparado	39.701	(742.209)	-	-
Provisão recebíveis CCC (PCLD)	(13.816)	(1.857.890)	(264.347)	(102.492)
Revisão do faturamento do Gás - parcela do transporte do gás	-	(3.139.638)	-	-
Diferença do preço do óleo - Resol ANEEL 427/2011	-	(101.984)	-	-
	268.314	3.075.938	3.879.274	276.681

Em 27 de fevereiro de 2018, a ANEEL editou a Resolução Autorizativa 6.883/18, que alterou a data da implementação da desverticalização da Amazonas Distribuidora para 30 de abril de 2018. A Companhia tem até 30 (trinta) dias, a contar da data da implementação da segregação, para entregar os documentos comprobatórios da formalização das operações.

Em complemento, os colegiados da Amazonas GT, Amazonas Distribuidora e Eletrobras deliberaram, no dia 01 de março de 2018, pela desverticalização da Amazonas Distribuidora, a qual está condicionada à finalização da negociação do contrato de gás junto à Petrobras Distribuidora S.A.

Em 30 de abril de 2018 os instrumentos contratuais referentes ao acordo do contrato de gás negociado com a Petrobras e Petrobras Distribuidora S.A. foram assinados, maiores detalhes na nota explicativa 48.3. Em relação à dívida acumulada pela Amazonas Distribuidora com a Petrobras, em virtude do fornecimento de gás natural no âmbito do Estado do Amazonas, permanece em discussão, em ação de cobrança, uma parcela não incluída nas negociações, no montante aproximado de R\$ 3 bilhões.

Diante do exposto acima a Eletrobras considerou o Pronunciamento Técnico – CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda, e avaliou que, em 31 de março de 2018, as distribuidoras Companhia Energética do Piauí, Companhia de Eletricidade do Acre, Boa Vista Energia S.A., Companhia Energética de Alagoas e Centrais Elétricas de Rondônia S.A possuem os critérios necessários para classificação como mantidos para venda, maiores detalhes na nota explicativa 43.

Para a distribuidora Amazonas Distribuidora de Energia S.A., a Eletrobras avaliou que os critérios definidos acima, que tratam da realização da desverticalização completa da Amazonas Geração e Transmissão S.A - Amazonas GT e transferência integral das ações da mesma para a Eletrobras não foram atendidos na data-base de 31 de março de 2018. Assim sendo, considerando que este fator era condicionante e, portanto, relevante para a conclusão do processo de avaliação da Administração, a distribuidora não atingiu os critérios e não foi classificada como Ativo mantido para venda.

Em 19 de março de 2018 o Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI) aprovou a Resolução nº 30 que trata do processo de desestatização da Eletrobras, recomendando à Presidência da República a determinação das responsabilidades e competências do BNDES, da Eletrobras e do MME neste processo. Esta resolução também altera a Resolução nº 13 de 23 de agosto de 2017.

Cenário de Dissolução e Liquidação das Distribuidoras

Notas Explicativas

Conforme divulgado na nota explicativa 43, a Companhia está comprometida com o plano de venda das Distribuidoras e espera concluí-lo até 31 de julho de 2018. Entretanto, a Companhia resolveu apresentar no quadro abaixo apenas alguns valores estimados de custo incremental de liquidação, incluindo os montantes de passivo a descoberto já contabilizados nas informações financeiras intermediárias de 31 de março de 2018 para cada uma das controladas de distribuição em questão para um eventual cenário de liquidação, que a Companhia considera como cenário remoto, uma vez que trata-se de uma das diretrizes previstas na proposta da Administração da 170ª AGE, cujo à época (28 de dezembro de 2017) totalizavam conforme abaixo:

	Sumário		
	Passivo a descoberto	Alguns custos incrementais	Total
AmE D	11.936.536	1.478.583	13.415.119
Ceron	2.158.937	1.353.770	3.512.707
Eletroacre	468.605	196.994	665.599
Boa Vista	781.131	53.212	834.343
CEAL	1.054.046	326.899	1.380.945
CEPISA	1.397.273	347.084	1.744.357
Total	17.796.528	3.756.542	21.553.070

Para a tabela acima referida, como alguns custos incrementais, foram consideradas, dentre outras, as seguintes premissas:

- Custo de desligamento de pessoal:

Para o exercício do custo de liquidação foi considerada multa de 50% do FGTS estimado para cada distribuidora adicionado de 2 vezes o valor da folha de pagamento projetada a título de aviso prévio resultando no montante de R\$ 1,17 bilhão.

- Ativo financeiro da concessão - em curso:

O ativo financeiro da concessão foi tratado como ativo indenizável no cálculo da liquidação, adotando a premissa mais conservadora (premissa remota) de glosa de 10% do valor do ativo financeiro em curso da posição de dezembro de 2017, resultando no montante de R\$ 156 milhões.

- Clientes:

Para efeitos do cálculo de liquidação, a conta Clientes já líquida de Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa (PCLD) foi tratada como a realizar. Contudo, levando em conta que neste cenário as distribuidoras não mais teriam a prerrogativa de cortar o fornecimento de energia dos clientes inadimplentes, foram feitos ajustes uma vez que de acordo com o quanto de tempo as faturas estão vencidas, a probabilidade de realização desses ativos são menores. Desse modo, foram adotadas as seguintes premissas para a conta clientes já descontada a PCLD:

- Vincendos – não foram realizados ajustes por se considerar faturas de recebimento corrente da distribuidora, ainda não virou dívida vencida;
- Vencidos até 90 dias - glosa de 20%;
- Vencidos a mais de 90 dias – glosa de 50%;
- Créditos renegociados – glosa de 50%.

Notas Explicativas

Nesse cenário o impacto estimado é de R\$ 739 milhões.

- Contingências possíveis

Conforme normativo contábil, 100% das provisões de perdas originadas de obrigação presente resultante de evento passado e com provável desembolso de caixa para liquidação da obrigação devem ser registradas. Assim, não são registradas no passivo as provisões consideradas possíveis e remotas, apesar de estarem discriminadas nas notas explicativas das empresas. Dessa forma, além das provisões já registradas, foi adotada como premissa que 30% das provisões classificadas como possíveis serão incluídas no cálculo do custo de liquidação, como tentativa de quantificar eventuais mudanças de prognósticos em função de movimentações relevantes nos trâmites processuais.

Cabe destacar que no estudo de privatização da Amazonas Distribuidora, a Amazonas G&T foi tratada como neutra, ou seja, não tendo impactos positivos nem negativos no fluxo de caixa e no valuation da distribuidora. Assim, para tornar números comparáveis, a mesma premissa foi adotada aqui.

O sumário acima não leva em consideração as assunções de dívidas e/ou conversão de dívidas em aumento de capital e demais movimentos financeiros acima citados e também não considera os resultados a serem incorridos e absorvidos pela Eletrobras enquanto ainda estiver operando tais concessões.

Por fim, destacamos ainda que a estimativa de alguns custos incrementais, apresentada na tabela acima, pode conter imprecisões e/ou distorções, não representando necessariamente o efetivo custo de liquidação das distribuidoras, o qual somente poderá ser determinado em processo formal a partir de regras definidas, hoje desconhecidas, devendo, por esta razão, ser tomado como referencial indicativo para o estudo a ser preparado pela Companhia.

Ademais, essa estimativa de alguns custos incrementais apresentada acima não contempla os custos de rescisão de contratos vigentes, assim como os demais custos associados ao processo de liquidação, inclusive, mas não só, os custos de uma estrutura de suporte e monitoramento das ações necessárias à liquidação e dissolução das entidades. À medida que tal cenário se torne provável, a Eletrobras terá que efetuar o reconhecimento e mensuração de tal estimativa completa em suas demonstrações financeiras.

2.1. Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

No dia 12 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória 579/2012 (MP 579) que regulamentou a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, outorgadas antes da publicação da Lei nº 8.987, de 1995, e alcançadas pela Lei nº 9.074 de 1995. Em 14 de setembro de 2012, foi publicado o Decreto 7.805/2012 que regulamentou a MP 579.

De acordo com a MP 579, as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, vencidas ou vincendas nos 60 meses subsequentes à publicação da referida MP, tinham a opção de ter o vencimento antecipado para dezembro de 2012, com prorrogação, a critério do Poder Concedente uma única vez pelo prazo de até 30 anos, entretanto, para a atividade de transmissão, a prorrogação dependeria da aceitação expressa, dentre outras, das seguintes principais condições: i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela ANEEL; ii) valores estabelecidos pela remuneração dos ativos; e iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Notas Explicativas

Por meio das Resoluções Normativas 589 e 596, de dezembro de 2013, a ANEEL, para fins de remuneração, definiu os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) para os ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 ainda não depreciados (RBSE) e os critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, de aproveitamentos hidrelétricos, cujas concessões foram prorrogadas ou não, nos termos da então MP 579, convertida em 11 de janeiro de 2013 na Lei nº 12.783/13.

- Ativos de Geração de Energia

Em 11 de dezembro de 2014, a controlada Chesf apresentou à ANEEL, documentação comprobatória, dos investimentos vinculados aos bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, dos aproveitamentos hidroelétricos Xingó, Paulo Afonso I, II, III e IV, Apolônio Sales (Moxotó), Luiz Gonzaga (Itaparica), Boa Esperança, Pedra e Funil, com potência total instalada de 9.208,5 MW, cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração. A documentação apresentada indica o valor de R\$ 4.802.300 como valor base para a citada remuneração complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, em 11 de dezembro de 2014, era de R\$ 487.822.

Em 2 de outubro de 2015, a controlada Furnas apresentou documentação comprobatória dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das usinas hidrelétricas Corumbá, Funil, Furnas, Luiz Carlos de Barreto de Carvalho, Maribondo e Porto Colômbia, com potência total instalada de 4.617 MW, cujas concessões foram renovadas à luz da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração. A documentação apresentada indica o valor de R\$ 1.311.900 como valor base para a citada remuneração complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, em 2 de outubro de 2015, era de R\$ 995.718.

Permanecem sem definição quanto a atualização e sem homologação pelo Poder Concedente as remunerações relacionadas a certos ativos das concessões prorrogadas nos seguintes montantes, razão pela qual são apresentadas com base no custo histórico:

Descritivo	31/03/2018			
	Chesf	Furnas	CGTEE	Total
Geração				
Modernizações e melhorias	487.822	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	741.317	356.937	1.098.254
	487.822	1.737.035	356.937	2.581.794

Descritivo	31/12/2017			
	Chesf	Furnas	CGTEE	Total
Geração				
Modernizações e melhorias	487.822	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	454.064	356.937	811.001
	487.822	1.449.782	356.937	2.294.541

- Ativos de Transmissão de Energia

De acordo com a Resolução Normativa 589, de 10 de dezembro de 2013, as controladas abaixo apresentaram à ANEEL, seus laudos de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 ("Laudos de Avaliação"), para fins do processo de

Notas Explicativas

remuneração das instalações da denominada Rede Básica do Sistema Existente – RBSE prevista no Artigo 15, §2º da Lei 12.783/13.

Laudo de Avaliação		
Companhia	Data	R\$
Eletrosul	14/07/2015	1.060.632
Chesf	06/03/2015	5.627.200
Furnas	21/05/2015	10.699.000
Eletronorte	03/09/2015	2.926.000

A ANEEL apresentou, por meio de despachos, a homologação das remunerações dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 das controladas Eletrosul, Chesf, Furnas e Eletronorte conforme as regras da Resolução Normativa 589, na data base 31 de dezembro de 2012, conforme abaixo:

Homologação ANEEL		
Controlada	Data	R\$
Eletrosul	14/07/2015	1.007.043
Chesf	03/08/2016	5.092.384
Furnas	15/12/2105	8.999.520
Eletronorte	18/10/2016	2.579.312

Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das remunerações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e demais Instalações de Transmissão - RPC, não depreciados e não amortizados, conforme parágrafo segundo do artigo 15 da Lei 12.783/2013.

A referida Portaria cita que os valores devidos vão compor a base de remuneração regulatória das empresas, ou seja, serão repassados às tarifas de energia dos consumidores e que isso será iniciado a partir do processo tarifário de 2017. Além de remunerar os ativos, a Portaria também estabelece que o custo de capital incorrido pelas empresas possa ser incluído nos referidos valores.

Em 14 de outubro de 2016, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 068/2016, a Nota Técnica nº 336/2016 de 06 de outubro de 2016 que estabeleceu os procedimentos a serem utilizados no cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida (RAP) de cada concessionária de transmissão abrangida pela Lei nº 12.783/2013, em consonância com a Portaria MME nº 120/2016.

A remuneração desses ativos é realizada de acordo com os critérios definidos na Portaria nº 120.

Em 31 de março de 2018, a estimativa dos valores atualizados dos gastos relacionados a investimentos, ampliações e/ou melhorias em certos ativos das concessões de transmissão prorrogadas, é conforme demonstrado a seguir:

Notas Explicativas

Transmissão	31/03/2018				
	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	Total
Rede básica - RBSE - Saldo histórico	1.187.029	1.732.910	520.332	4.530.060	7.970.331
Atualização VNR - IPCA e remuneração	9.931.744	3.990.208	1.680.633	15.859.523	31.462.108
Recebimento do ativo financeiro	(509.434)	(241.093)	(121.342)	(904.844)	(1.776.713)
Valor total do ativo Financeiro atualizado	10.609.339	5.482.025	2.079.623	19.484.739	37.655.726
Efeito Resultado - 01/01/2018 a 31/03/2018					
	31/03/2018				
Receita operacional	250.230	178.352	55.925	709.918	1.194.425
Provisão de IRPJ/CSLL	(85.078)	(60.640)	(19.015)	(241.372)	(406.105)
Efeito líquido	165.152	117.712	36.910	468.546	788.320

A contabilização foi realizada com base nas premissas acima definidas, considerando a interpretação no que se refere à Portaria MME 120/2016 e a Nota Técnica 336/2016.

Em virtude do repasse dos custos da RBSE para os consumidores, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) ingressou com ação na Justiça, com pedido de liminar, contra a ANEEL e a União Federal, questionando as indenizações às transmissoras que renovaram antecipadamente as concessões em 2013.

Em 10 de abril de 2017, foi proferida liminar, sem julgamento de mérito, a favor da ABRACE no âmbito do citado processo judicial atendendo parcialmente ao pleito da ABRACE determinando que "a ANEEL exclua a parcela dita de "remuneração" da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, calculada sobre os bens reversíveis, ainda não amortizados e nem depreciados, prevista no art. 15, § 2º, da Lei nº 12.783/2013, devendo incidir sobre o montante apenas a atualização".

Assim, em cumprimento à decisão liminar a ANEEL recalculou uma nova RAP para o ciclo tarifário 2017-2018, entre 1º de julho de 2017 e 30 de junho de 2018. No entanto, a exclusão da parcela objeto da liminar (a remuneração excedente à inflação) foi estendida a todos os usuários do sistema de transmissão e não apenas aos reclamantes, em razão da impraticabilidade alegada pela ANEEL de segregação dos componentes tarifários e da irreversibilidade dos efeitos provocados, segundo o Despacho nº 1.779 da ANEEL de 20 de junho de 2017.

Diante do exposto e em atendimento à citada liminar, com base nos valores homologados pela ANEEL, dos ativos reversíveis não amortizados previstos no art. 15 § 2º, da Lei nº 12.783/2013, nos critérios estabelecidos pela Resolução Normativa nº 762, de 2017 e no Despacho nº 1.779, de 2017, foi calculado o custo de capital de que trata a Portaria MME nº 120, de 2016, que passará a compor a RAP das concessionárias de transmissão abrangidas pela Lei nº 12.783, de 2013, a partir do ciclo 2017-2018. Tais valores estão demonstrados na Nota Técnica nº 183/2017 da ANEEL de 22 de junho de 2017.

Baseado na opinião legal dos advogados externos, a Companhia entende que as decisões tomadas até o momento não interferem no direito de receber a remuneração dos ativos estabelecida pela Lei 12.973/2013 e pela Portaria MME nº 120/2016, que concedeu o direito de receber tais montantes.

NOTA 3 – PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas informações financeiras intermediárias são as mesmas adotadas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Salvo pelas novas políticas contábeis, estimativas e julgamentos relacionados a adoção da CPC 48/IFRS 9 – Instrumentos financeiros e CPC 47/IFRS 15 – Receita de contratos com clientes, que estão descritas no item 3.1.2 desta nota



Notas Explicativas

Essas informações financeiras intermediárias devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017.

3.1. Base de preparação

A preparação das informações 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 do Sistema Eletrobras. Aquelas transações, divulgações ou saldos que requerem maior nível de julgamento, que possuem maior complexidade e para as quais premissas e estimativas são significativas, estão divulgadas na Nota 4.

As informações financeiras intermediárias foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos e alguns ativos vinculados a concessões que foram mensurados pelo valor novo de reposição – VNR (geradoras e transmissoras) ou pela Base de Remuneração Regulatória – BRR (distribuidoras). O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas na data das transações.

Essas informações financeiras intermediárias são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia e de suas controladas, coligadas e controladas em conjunto. Todas as informações financeiras apresentadas em Real foram arredondadas para milhares, exceto quando indicado de outra forma.

3.1.1 Informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas

As informações financeiras intermediárias da Companhia compreendem as informações financeiras intermediárias individuais da controladora, identificadas como Controladora, e as informações financeiras intermediárias consolidadas, identificadas como Consolidado, preparadas de acordo com o CPC 21 (R1) Demonstração Intermediária e a IAS 34 Interim Financial Reporting, emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), aplicáveis à elaboração de Informações financeiras intermediárias - ITR. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas nos Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Essas informações financeiras intermediárias consolidadas incluem informações da Eletrobras e das seguintes controladas:

Notas Explicativas



Controladas	31/03/2018		31/12/2017	
	Participação		Participação	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Amazonas Distribuidora	100,00%	-	100,00%	-
Amazonas GT	-	100,00%	-	100,00%
Boa Vista Energia (1)	100,00%	-	100,00%	-
Ceal (1)	100,00%	-	100,00%	-
Cepisa (1)	100,00%	-	100,00%	-
Ceron (1)	100,00%	-	100,00%	-
CGTEE	99,99%	-	99,99%	-
Chesf	99,58%	-	99,58%	-
Eletroacre (1)	96,71%	-	96,71%	-
Eletronorte	99,48%	-	99,48%	-
Eletronuclear	99,91%	-	99,91%	-
Eletropar	83,71%	-	83,71%	-
Eletrosul	99,88%	-	99,88%	-
Furnas	99,56%	-	99,56%	-
Chuí IX	99,99%	-	99,99%	-
Santa Vitoria do Palmar	78,00%	-	78,00%	-
Hermenegildo I	99,99%	-	99,99%	-
Hermenegildo II	99,99%	-	99,99%	-
Hermenegildo III	99,99%	-	99,99%	-
Chuí Holding	-	78,00%	-	100,00%
Geribatu I	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu II	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu III	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu IV	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu V	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu VI	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu VII	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu VIII	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu IX	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu X	-	100,00%	-	100,00%
Livramento	-	78,00%	-	78,00%
Paraíso	-	100,00%	-	100,00%
Energia dos Ventos V	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VI	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VII	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VIII	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos IX	-	99,99%	-	99,99%
Extremoz Transmissora do Nordeste S.A.	-	100,00%	-	100,00%
Transenergia Goiás S.A.	-	99,99%	-	99,99%
Brasil Ventos Energia S.A. (2)	-	100,00%	-	100,00%
Complexo Eólico Pindaí I				
Acauã Energia S.A.	-	99,93%	-	99,93%
Angical 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Arapapá Energia S.A.	-	99,90%	-	99,90%
Caititu 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Caititu 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Carcará Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Corrupião 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Teiú 2 Energia S.A.	-	99,95%	-	99,95%
Complexo Eólico Pindaí II				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%	-	99,98%
Papagaio Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Complexo Eólico Pindaí III				
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	-	83,01%	-	83,01%

(1) Empresas classificadas como mantidas para venda, conforme nota 41.

(2) A Brasil Ventos Energia S.A. é uma subsidiária integral de Furnas e foi constituída para atuar como holding, tendo como objetivo principal, conforme Estatuto Social, as seguintes atividades: (i) participação em sociedades de geração de energia de fonte renovável, tais como eólica, solar e de biomassa, investimento nas sociedades titulares dos direitos de exploração dos empreendimentos eólicos que compõem os Complexo Eólico Acaraú e Complexo Eólico Famosa III, comercialização da energia elétrica gerada em seus empreendimentos e nas sociedades investidas.

3.1.2 – Mudanças nas políticas contábeis e divulgações

(a) Mudanças voluntárias

A Companhia decidiu realizar as seguintes reclassificações em sua demonstração do resultado, em sua demonstração do fluxo de caixa e em sua demonstração do valor adicionado correspondentes, apresentados para fins de comparação, para fornecer informações confiáveis e mais relevantes sobre os efeitos das seguintes transações:

Notas Explicativas



Demonstração do Resultado do Período

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/03/2017 Publicado	Reclassificação	31/03/2017 Reclassificado	31/03/2017 Publicado	Reclassificação	31/03/2017 Reclassificado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	872.616	-	872.616	8.968.824	(106.780) (1)	8.862.044
CUSTOS OPERACIONAIS	(860.870)	-	(860.870)	(3.417.264)	-	(3.417.264)
RESULTADO BRUTO	11.746	-	11.746	5.551.560	(106.780)	5.444.780
DESPESAS OPERACIONAIS						
Remuneração e ressarcimento	-	-	-	(90.573)	90.573 (1)	-
Provisões/Reversões operacionais	(1.303.649)	(238.762) (2)	(1.542.411)	(360.931)	(238.762) (2)	(599.693)
Outras	(14.742)	-	(14.742)	(224.149)	16.207 (1)	(207.942)
	(1.487.142)	(238.762)	(1.725.904)	(3.408.580)	(131.982)	(3.540.562)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	(1.475.396)	(238.762)	(1.714.158)	2.142.980	(238.762)	1.904.218
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas Financeiras	1.973.433	-	1.973.433	1.784.608	-	1.784.608
Atualizações monetárias passivas	(451.591)	238.762 (2)	(212.829)	(550.016)	238.762 (2)	(311.254)
Despesas Financeiras	(1.712.695)	238.762	(1.473.933)	(3.122.237)	238.762	(2.883.475)
RESULTADO FINANCEIRO	260.738	238.762	499.500	(1.337.629)	238.762	(1.098.867)
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	(1.214.658)	-	(1.214.658)	805.351	-	805.351
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	3.210.834	-	3.210.834	1.824.792	-	1.824.792
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DOS TRIBUTOS	1.996.176	-	1.996.176	2.630.143	-	2.630.143
Imposto de renda e contribuição social correntes	(602.551)	-	(602.551)	(668.735)	-	(668.735)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	(583.256)	-	(583.256)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	1.393.625	-	1.393.625	1.378.152	-	1.378.152
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	1.393.625	-	1.393.625	1.393.625	-	1.393.625
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	-	-	-	(15.473)	-	(15.473)
RESULTADO POR AÇÃO						
Resultado por ação - básico	R\$1,03	-	R\$1,03	R\$1,03	-	R\$1,03
Resultado por ação - diluído	R\$1,02	-	R\$1,02	R\$1,02	-	R\$1,02

Demonstração do Fluxo de Caixa

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/03/2017 Publicado	Reclassificação	31/03/2017 Reclassificado	31/03/2017 Publicado	Reclassificação	31/03/2017 Reclassificado
ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	1.996.176	-	1.996.176	2.630.143	-	2.630.143
Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:						
Variações monetárias líquidas	191.293	(238.762) (2)	(47.469)	241.537	(238.762) (2)	2.775
Provisão (reversão) para contingências	(2.140)	238.762 (2)	236.622	112.480	238.762 (2)	351.242
	(2.057.109)	-	(2.057.109)	(1.029.954)	-	(1.029.954)
Pagamento de refinanciamento de impostos e contribuições - principal	-	-	-	-	(33.279) (3)	(33.279)
Caixa líquido proveniente das (usados nas) atividades operacionais	(1.184.253)	-	(1.184.253)	(555.211)	(33.279)	(588.490)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Pagamento de refinanciamento de impostos e contribuições - principal	-	-	-	(33.279)	33.279 (3)	-
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de financiamento	(320.613)	-	(320.613)	267.099	33.279	300.378
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de investimento	1.336.340	-	1.336.340	583.949	-	583.949
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	(168.527)	-	(168.527)	295.836	-	295.836
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	194.106	-	194.106	679.668	-	679.668
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	25.579	-	25.579	975.504	-	975.504
	(168.527)	-	(168.527)	295.836	-	295.836

Notas Explicativas

Demonstração do Valor Adicionado

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/03/2017	Reclassificação	31/03/2017 Reclassificado	31/03/2017	Reclassificação	31/03/2017 Reclassificado
1 - RECEITAS (DESPESAS)						
	891.242	-	891.242	10.816.181	-	10.816.181
2 - INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS						
Provisões/Reversões operacionais	(1.303.649)	(238.762) (2)	(1.542.411)	(360.931)	(238.762) (2)	(599.693)
	(2.208.004)	(238.762)	(2.446.766)	(5.165.759)	(238.762)	(5.404.521)
3 - VALOR ADICIONADO BRUTO	(1.316.762)	(238.762)	(1.555.524)	5.650.422	(238.762)	5.411.660
4 - RETENÇÕES						
Depreciação, amortização e exaustão	(1.237)	-	(1.237)	(461.353)	-	(461.353)
5 - VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE	(1.317.999)	(238.762)	(1.556.761)	5.189.069	(238.762)	4.950.307
6 - VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA						
7 - VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	3.866.268	(238.762)	3.627.506	8.798.469	(238.762)	8.559.707
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO						
TERCEIROS						
. Encargos financeiros e aluguéis	1.712.695	(238.762) (2)	1.473.933	3.122.237	(238.762) (2)	2.883.475
	1.738.592	(238.762)	1.499.830	3.156.025	(238.762)	2.917.263
	3.866.268	(238.762)	3.627.506	8.798.469	(238.762)	8.559.707

- (1) Essa reclassificação contábil é referente a uma taxa regulatória da ANEEL denominada Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH entre outras taxas regulatórias da ANEEL, anteriormente classificados como “remuneração e ressarcimento” e “outros” no grupo de despesas operacionais para encargos setoriais no grupo de deduções da receita.
- (2) Ao reconhecer em um determinado período novas provisões para contingências passivas relacionadas a eventos que em exercícios anteriores não se qualificaram para reconhecimento, a prática anterior era registrar o valor do principal como “despesas operacionais” e todas as despesas financeiras até a data do reconhecimento da provisão como “despesas financeiras”. A Companhia decidiu modificar esta política para contabilizar tais provisões integralmente como “despesas operacionais” na data do reconhecimento, pois acredita que tal prática fornece melhores informações sobre o impacto financeiro da transação em tal data.
- (3) De acordo com o CPC 03/IAS 7, os fluxos de caixa referentes a imposto de renda e contribuição social, mesmo que relativos a refinanciamentos, são geralmente melhor classificados como atividades operacionais. Portanto, a Companhia está reclassificando esse item de atividades de financiamento para atividades operacionais.

3.1.3 – Adoção de novas normas e interpretações

A Companhia adotou as normas do CPC 48/IFRS 9 – Instrumentos Financeiros (a) e CPC 47/IFRS 15 – Receita de contratos com clientes (b) que entraram em vigor a partir de 1 de janeiro de 2018. A Companhia não estendeu a aplicação aos requerimentos exigidos pela norma para o período comparativo apresentado.

(a) CPC 48/IFRS 9 – Instrumentos Financeiros

Classificação e Mensuração de Ativos Financeiros

De acordo com o CPC 48/IFRS 9, há três principais categorias de classificação para os ativos financeiros, aqueles: Custo amortizado (CA), Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e Valor justo por meio do resultado (VJR). Sendo eliminado as categorias existentes no CPC 38/IAS 39 mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis, mensurados pelo valor justo por meio de resultado e disponíveis para venda.

Notas Explicativas



Tal classificação geralmente é baseada, em duas condições: (i) o modelo de negócios da Companhia no qual o ativo é mantido; e (ii) seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto (*Solely payments of principal and interest – SPPI*).

Em suma, os modelos de negócios são divididos em três categorias apresentados a seguir:

	Modelo	Contexto
1	Manter para coletar somente fluxos de caixa contratuais	Os que apresentam como característica a coleta de fluxos de caixa contratuais, compostos somente de principal e juros, e cujo objetivo é o de carregar esse instrumento até o seu vencimento. As vendas são incidentais a este objetivo e espera-se que sejam insignificantes ou pouco frequentes.
2	Manter tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros	Aqueles que demonstram como característica a coleta de fluxos de caixa contratuais de principal e juros e a venda destes ativos, e cujo objetivo é o de vendê-los antes do seu vencimento.
3	Demais Modelos de Negócio para os instrumentos financeiros	Aqueles que não se enquadram em nenhum dos dois modelos anteriores.

Avaliação do modelo de negócio – A Companhia avalia o objetivo do modelo de negócio considerando o melhor retrato da maneira como ela gerencia suas carteiras de ativos financeiros e até que ponto os fluxos de caixa destes ativos são gerados unicamente pelo recebimento dos fluxos contratuais, pela venda dos mesmos ou por ambos.

Características contratuais do fluxo de caixa – os fluxos de caixa contratuais cujos recebimentos são exclusivos de principal e de juros sobre o principal indicam um empréstimo básico em que as parcelas e o risco de crédito normalmente são os elementos mais significativos dos juros.

Os juros incluem, além do valor temporal do dinheiro, a compensação pelo risco de crédito e outros riscos e custos básicos de empréstimo, bem como margem de lucro. Entretanto, nesse acordo, os juros também podem ser formados levando-se em consideração outros componentes como risco de liquidez, custos administrativos, *spread* da instituição financeira.

As seguintes políticas contábeis aplicam-se as categorias de classificação e mensuração dos ativos financeiros, conforme definições abaixo:

Notas Explicativas



Classificação e Mensuração - CPC 48/IFRS 9

Ativos financeiros a custo amortizado	Estes ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método do juros efetivo e mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais e seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxo de caixa que são relativos ao pagamento de principal e juros sobre o principal. O custo amortizado é reduzido por perdas por impairment. A receita de juros, ganhos e perdas cambiais e impairment são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é registrado no resultado.
Ativos financeiros mensurados a VJR	Esses ativos são mensurados ao valor justo, sendo os demais modelos de negócios. O resultado líquido, incluindo juros ou receita de dividendos, é reconhecido no resultado.
Instrumentos de dívida ao VJORA	Esses ativos são mensurados ao valor justo e mantido dentro de um modelo de negócio cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa quanto pela venda de ativos financeiros e seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxo de caixa que são relativos ao pagamento de principal e juros sobre o principal. Os rendimentos de juros calculados utilizando o método do juros efetivo, ganhos e perdas cambiais e impairment são reconhecidos no resultado. Outros resultados líquidos são reconhecidos em ORA.
Instrumentos patrimoniais ao VJORA	Esses ativos são mensurados ao valor justo. No desreconhecimento, o resultado acumulado em ORA é reclassificado para o resultado. Os dividendos são reconhecidos como ganho no resultado, a menos que o dividendo represente claramente uma recuperação de parte do custo do investimento. Outros resultados líquidos são reconhecidos em ORA e nunca são reclassificados para o resultado.

A tabela a seguir demonstra as categorias de mensuração originais no CPC 38 / IAS 39 e as novas categorias de mensuração do CPC 48 / IFRS 9 para cada classe de ativos financeiros:

ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	CONSOLIDADO			
	Classificação CPC 38/IAS 39	Classificação CPC 48/IFRS 9	Saldo em 31/12/2017	Saldo em 01/01/2018
Caixa e equivalentes de caixa (*)	Empréstimos e Recebíveis	Valor Justo por Meio de Resultado	79.613.681	79.533.857
Clientes	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	792.252	792.252
Empréstimos e financiamentos	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	5.124.744	5.044.920
Direitos de Ressarcimento	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	10.266.851	10.266.851
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	8.076.826	8.076.826
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	16.282.980	16.282.980
Ativo Financeiro - Valores a receber Parcela A	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	38.238.015	38.238.015
			832.013	832.013
Títulos e Valores Mobiliários	Mantidos Até o Vencimento	Custo Amortizado	331.588	331.588
			331.588	331.588
Títulos e Valores Mobiliários	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	Valor Justo por Meio de Resultado	7.350.863	7.350.863
Instrumentos Financeiros Derivativos	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	Valor Justo por Meio de Resultado	6.924.632	6.924.632
			426.231	426.231
Investimentos (Participações Societárias)	Disponíveis para venda	Valor Justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes	3.950.774	3.950.774
Ativo Financeiro - Distribuição	Disponíveis para venda	Valor Justo por Meio de Resultado	1.418.659	1.418.659
			2.532.115	2.532.115

(*) Saldo sem alteração pois mesmo na classificação anterior a Companhia já avaliava o ativo marcado a mercado.

Em 31 de março de 2018 a Companhia possui registrado na rubrica de ativos financeiros de transmissão nos montantes de R\$ 7.604.962 (R\$ 7.723.756 em 31 de dezembro de 2017) e R\$ 41.739.246 (R\$ 42.137.752 em 31 de dezembro de 2017), respectivamente no ativo circulante e não circulante. A Companhia está em processo de consulta técnica contábil junto à Comissão de Valores Mobiliários – CVM em relação a classificação desses ativos financeiros em conformidade com o pronunciamento técnico CPC 48 (IFRS 9) – Instrumentos Financeiros. A Companhia interpretou inicialmente tais ativos como mensuráveis ao custo amortizado de acordo com o CPC 48 (IFRS 9), pois pretende manter os ativos até o vencimento para receber os fluxos de caixa contratuais e esses fluxos de caixa consistem apenas de pagamentos de principal e juros sobre o valor em aberto. Entretanto, dependendo da conclusão técnica contábil final em relação a esse assunto, a avaliação inicial da Companhia em relação a classificação desses ativos financeiros como custo amortizado poderá sofrer alteração, desde 01 de janeiro de 2018. A Companhia não dispõe, no momento, de uma mensuração detalhada dos impactos que poderiam afetar suas informações trimestrais para o período findo em 31 de março de 2018, caso sua interpretação inicial de mensuração desses ativos

Notas Explicativas

pelo custo amortizado não seja entendida como apropriada ao final desse processo de consulta e, por conseguinte, tenha que efetuar a mensuração ao valor justo por meio do resultado desde 01 de janeiro de 2018.

Redução no valor recuperável (*impairment*) – Ativos Financeiros

O CPC 48/IFRS 9 substituiu a abordagem de perda incorrida do CPC 38/ IAS 39 por uma abordagem de perda de crédito esperada.

O novo modelo de *impairment* aplica-se aos ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado, ativos contratuais e instrumentos de dívida mensurados a VJORA, mas não se aplica aos investimentos em instrumentos patrimoniais (ações).

Mensuração das provisões para perdas de acordo com as seguintes bases:

	CPC 48/IFRS 9
Perdas de crédito esperadas para 12 meses	Aquelas que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data do balanço
Perdas de crédito esperadas para a vida inteira	Aquelas que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

A Companhia adotou a abordagem simplificada e realizou o cálculo de perda esperada, tomando como base a expectativa de risco de inadimplência que ocorre ao longo da vida do instrumento financeiro. Estabelecendo uma matriz de cálculo baseado nas taxas de perda separadamente para cada segmento de clientes (residencial, industrial, comercial, rural e setor público), que possuem, em conjunto, características comuns de risco.

É considerado pela Companhia um ativo financeiro como inadimplente quando:

- É pouco provável que o credor pague integralmente suas obrigações de crédito ao Grupo, sem recorrer a ações como a realização da garantia (se houver alguma); ou
- O ativo financeiro está vencido conforme regras vigentes da Companhia informadas na divulgação de 31 de dezembro de 2017.

Um ativo financeiro possui "problemas de recuperação de crédito" quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuro estimados do ativo financeiro. Em cada data de apresentação, a Companhia avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado e os títulos de dívida mensurados a VJORA estão com problemas de recuperação.

Reflexos da adoção inicial do CPC 48/IFRS 9 em 01/01/2018 – Diferenças reconhecidas em lucros acumulados, conforme tabela a seguir:

Impactos Adoção Inicial CPC 48/ IFRS 9	31/12/2017 - CPC 38/IAS 39	Impacto	01/01/2018 - CPC 48/IFRS 9
Contas a receber de clientes e outras contas a receber	600.835	79.824	680.659
Total de perdas por redução ao valor recuperável	600.835	79.824	680.659

Contabilidade de *hedge*

Notas Explicativas



A norma trouxe maior flexibilidade para os tipos de transação que são elegíveis para a contabilidade de *hedge*, especialmente expandindo os tipos de instrumentos que se qualificam como instrumento de *hedge* e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis para a contabilidade de *hedge*.

Segundo o CPC 48/IFRS 9, ao aplicar pela primeira vez este pronunciamento para a contabilidade de *hedge*, a entidade pode escolher se continua aplicando os requisitos da contabilização de *hedge* do CPC 38/IAS 39 ou os requerimentos desta norma.

A Companhia optou por dar continuidade às exigências da contabilização de *hedge* do CPC 48/IAS 39. Sendo assim, não há impacto referente a nova norma.

(b) CPC 47/ IFRS 15 – Receita de contratos com clientes

O CPC 47/IFRS 15 estabelece um novo conceito para o reconhecimento de receita, substituindo a IAS 18 Receita, a IAS 11 Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

A Companhia adotou o CPC 47/IFRS 15 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018. Não aplicando os requerimentos exigidos pela norma para o período comparativo apresentado.

As novas exigências de divulgação visam ajudar os usuários das demonstrações financeiras a entender a natureza, o montante, o momento e a incerteza em relação à receita e aos fluxos de caixa decorrentes de contratos com clientes.

A Companhia aplicará um modelo de cinco etapas para determinar quando reconhecer a receita, e por qual valor. O modelo especifica que a receita deve ser reconhecida quando (ou conforme) uma entidade transfere o controle de bens ou serviços para os clientes, pelo valor que a entidade espera ter direito a receber. Dependendo se determinados critérios são cumpridos, a receita é reconhecida:

- Com o passar do tempo, de uma forma a refletir o desempenho da entidade da melhor maneira possível; ou
- Em um determinado momento, quando o controle do bem ou serviço é transferido para o cliente.

As 5 etapas para reconhecimento de receita são as seguintes;

	1	2	3	4	5
Passos para reconhecimento da receita	Identificar o contrato	Identificar as obrigações de desempenho	Determinação do preço da transação	Alocar o preço da transação	Reconhecer a Receita

A receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que a energia é fornecida, mediante a multiplicação do consumo faturado medido pela tarifa vigente, além de reconhecer a receita não faturada através de estimativa, correspondente ao do consumo de energia medido na data da última leitura e o encerramento do período das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas



A norma determina que a Companhia só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito em troca dos bens ou serviços que serão transferidos. Contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, deixarão de ter as respectivas receitas reconhecidas, no período não foram identificados contratos que se enquadrem nesse item.

Não houve impactos da adoção do CPC 47/IFRS 15 na Demonstração do Resultado do Exercício em 31 de março de 2018.

NOTA 4 – ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração da Companhia deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações nas notas explicativas.

As premissas e estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas pela Administração da Companhia e de suas controladas, são as mesmas divulgadas na nota 4 nas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2017, exceto pela adoção das novas normas descritas na nota explicativa 3 e pelos itens abaixo.

4.1 Riscos relacionados ao cumprimento ("compliance") de leis e regulamentos

a) Lava Jato

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

Para conduzir a investigação foi contratado escritório de advocacia norte-americano Hogan Lovells US LLP, com reconhecida especialização em ações investigativas e também instaurada a Comissão Independente de Gestão da Investigação (CIGI), composta por especialistas notórios e independentes, com a função de supervisionar o processo de investigação.

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

No decorrer de 2015 e 2016, no âmbito da "Operação Lava Jato", as operações Radioatividade e Pripyat resultaram no indiciamento de seis ex-executivos da Eletronuclear, bem como de outros envolvidos. Muito embora os processos ainda se



Notas Explicativas

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

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

O Conselho de Administração ("Conselho" ou "CAE") da Eletrobras aprovou a criação do Comitê de Auditoria e Riscos. O Comitê de Auditoria e Riscos, vinculado diretamente ao CAE, tem por finalidade assessorar o Conselho no cumprimento de suas responsabilidades de orientação e direção superior da Companhia, compreendendo, mas não se limitando, a análise e emissão de recomendações sobre riscos e estratégias a serem adotadas pela companhia, concernentes a controles internos, auditoria, gestão de riscos e gestão financeira, a fim de conferir maior eficiência e qualidade às decisões do CAE em relação aos assuntos relacionados à sua área de atuação.

Recentemente, a B3 concedeu recentemente à Companhia a certificação no Programa Destaque em Governança de Estatais, e por fim, é importante citar que atualmente o Conselho de administração da Eletrobras possui 5 membros independentes, de um total de 9 membros.

No mesmo sentido a Eletrobras revisou contratos específicos em que as investigações identificaram possíveis irregularidades. Quando as suspeitas se confirmaram os contratos foram imediatamente suspensos.

Em relação aos empregados e diretores envolvidos em questões éticas identificadas na investigação, a Eletrobras tomou medidas punitivas na esfera administrativa, incluindo a suspensão do contrato de trabalho e o desligamento dos envolvidos. Atualmente, estão sendo estudadas as possibilidades jurídicas de responsabilização e ressarcimento de potenciais prejuízos causados à Companhia, frente aos ex-executivos e fornecedores acusados de corrupção, na esfera cível, tendo sido protocolado pela Eletronuclear – a quem cabe adotar as medidas judiciais de ressarcimento de prejuízos – protesto judicial para interrupção da prescrição, em relação às empresas integrantes do Consórcio Angramon (Construtora Norberto Odebrecht S/A, UTC Engenharia S/A, Techint Engenharia e Construção S/A, Construtora Andrade Gutierrez S/A, Empresa Brasileira de Engenharia S/A - EBE, Construtora Queiroz Galvão S/A e Construções e Comércio Camargo Correa S/A), para preservação de direitos.

Em outubro de 2016, a investigação independente completou a etapa que tinha como objetivo identificar atos ilícitos que pudessem causar eventuais distorções significativas nas demonstrações contábeis da Companhia, levando em consideração fatos e circunstâncias conhecidos até aquele momento. Nessa etapa foram considerados certos valores estimados como relacionados a ilícitos oriundos da prática de cartel e propinas que teriam sido pagas, desde 2008, por certos

Notas Explicativas

empreiteiros e fornecedores contratados por subsidiárias e por algumas das SPEs em que a Eletrobras não é controlador majoritário.

A Eletrobras registrou como baixa de custos capitalizados no ativo imobilizado o total de R\$ 211.123 representando valores estimados pagos indevidamente em períodos anteriores. Desse montante R\$ 143.957 já havia sido reconhecido como impairment em períodos anteriores, ocasionando a reversão dessa provisão. Houve também o reconhecimento de uma perda de R\$ 91.464 no resultado de investimento na Norte Energia S.A., SPE não controlada pela Eletrobras e avaliada pelo método de equivalência patrimonial.

Achados da Investigação por empreendimento (subsidiárias Eletrobras)	Consolidado 31/12/2016
Angra 3	(141.313)
Mauá 3	(67.166)
Simplicio	(2.644)
	<u>(211.123)</u>

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

	Controladora 31/12/2016	Consolidado 31/12/2016
Balanço Patrimonial		
Ativo Imobilizado		
<i>Custos</i>	-	(211.123)
<i>Provisão de Impairment</i>	-	143.957
Investimentos pelo Método de Equivalência	<u>(91.464)</u>	<u>(91.464)</u>
Ativo Não Circulante	<u>(91.464)</u>	<u>(158.630)</u>
Provisão para passivo a descoberto	<u>(67.166)</u>	-
Passivo Não Circulante	<u>(67.166)</u>	-
	Controladora 31/12/2016	Consolidado 31/12/2016
Demonstração de resultado do período		
Achados da Investigação	-	(211.123)
Provisão de <i>impairment</i> (Provisões Operacionais)	-	143.957
Provisão para passivo a descoberto (Provisões Operacionais)	(67.166)	-
Resultados de investimentos pelo método de equivalência	<u>(91.464)</u>	<u>(91.464)</u>
-	<u>(158.630)</u>	<u>(158.630)</u>

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

Certas alegações de potenciais atos ilegais praticados por executivos da Odebrecht no âmbito do projeto Santo Antônio (Madeira Energia S.A) se tornaram públicas. A Eletrobras,

Notas Explicativas

por intermédio da controlada Furnas, participa com 39% nesse projeto. O efeito total estimado dos pagamentos considerados como ilícitos, conforme compilado pelo processo de investigação independente da Companhia acima citado, monta em R\$ 314.978 e, considerando o percentual de participação societária da controlada Furnas de 39%, o impacto nas demonstrações contábeis representaria uma baixa contábil no investimento avaliado por equivalência patrimonial de R\$ 122.841, no último trimestre de 2017 uma vez que pagamentos dessa natureza não atendem aos critérios contábeis para registro nos ativos conforme CPC 27/IAS 16. Entretanto, conforme demonstrado no quadro abaixo, tal baixa contábil não impactou o resultado e nem o patrimônio líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 uma vez que foi inferior ao montante de *impairment* de R\$ 314.038 registrado conforme o CPC 01/IAS 36.

Achados da Investigação - Santo Antônio	<u>31/12/2017</u>
Madeira Energia S.A	<u>122.841</u>
Balanco Patrimonial	
Provisão de <i>Impairment</i> registrado - total	<u>(314.038)</u>
Reversão de <i>Impairment</i>	<u>122.841</u>
Baixa de Investimentos - Madeira Energia S.A	<u>(122.841)</u>
Demonstração de resultado do período	
Reversão de Provisão de <i>Impairment</i> (Provisões Operacionais)	<u>(122.841)</u>
Perda em Investimentos - Madeira Energia S.A	<u>122.841</u>

Como não havia informações suficientes que permitissem à Companhia determinar com razoável precisão os períodos específicos em que teriam ocorrido os pagamentos indevidos estimados, a Companhia entendeu que, após ter envidado esforços, foi impraticável determinar os efeitos por períodos específicos anteriores relativos a tais pagamentos em suas demonstrações contábeis, tendo registrado o ajuste desses pagamentos indevidos e, portanto, incorretamente capitalizados, nos períodos em que tais informações relevantes chegaram ao conhecimento da Companhia.

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

Em 27 de abril de 2018 foram apresentados ao Conselho de Administração da Eletrobras os resultados dos procedimentos de investigação independente realizada pelo escritório internacional Hogan Lovells, tendo sido concluída esta etapa dos serviços contratados com a aprovação da Comissão Independente para Gestão de Investigação ("CIGI").

Com este resultado, encerraram-se, na data de 30 de abril de 2018, as atividades de investigação objeto dos serviços contratados em relação à Companhia, suas controladas e empreendimentos dos quais participam, assim como a supervisão dessas atividades pelos membros da CIGI.

Contudo, o contrato com o escritório internacional ainda permanecerá vigente para o acompanhamento e viabilização de resolução perante às autoridades norte-americanas, SEC e DOJ, cujo processo está em curso.

Notas Explicativas**b) Processos judiciais envolvendo a Empresa – Class Action**

Em 22 de julho de 2015 e 15 de agosto de 2015, duas ações coletivas de títulos putativos foram protocoladas contra a Eletrobras e alguns de seus dirigentes no Tribunal Distrital dos Estados Unidos, no Distrito Sul de Nova York (SDNY) (Vide nota 29), alegando, basicamente, que os atos de corrupção e fraude envolvendo empresas nas quais a Eletrobras participa, teriam ocasionado um relevante prejuízo em relação aos títulos adquiridos, já que não haviam sido informados nos registros públicos da companhia.

Em 02 de maio de 2018 a Companhia informou aos seus acionistas e ao mercado em geral que assinou um Memorando de Entendimentos (“Acordo”) para entrar em um acordo com relação a ação coletiva, maiores detalhes nas notas explicativas 29 e 48.1.

c) Processo de *resolution* com a SEC e DoJ

A Companhia entende que o processo de *resolution* junto as autoridades americanas está em estágio avançado. No momento, não há qualquer obrigação pecuniária para a Eletrobras relacionada a estas investigações, muito embora a Companhia siga buscando uma solução o menos gravosa possível, não é possível estimar, no momento, se haverá qualquer montante potencial de perda relacionada a esta questão.

NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	6.969	161.312	252.588	422.819
Aplicações Financeiras	10	14	346.061	369.433
	<u>6.979</u>	<u>161.326</u>	<u>598.649</u>	<u>792.252</u>
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	-	-	-	-
Comercialização - Itaipu	23.314	2.665	23.314	2.665
Comercialização - PROINFA	1.283.262	1.162.561	1.283.262	1.162.561
Recursos da RGR	55.956	50.132	55.956	50.132
PROCEL	116.609	114.518	116.609	114.518
	<u>1.479.141</u>	<u>1.329.876</u>	<u>1.479.141</u>	<u>1.329.876</u>
	<u>1.486.120</u>	<u>1.491.202</u>	<u>2.077.790</u>	<u>2.122.128</u>

I- As disponibilidades financeiras são mantidas no Banco do Brasil S.A., nos termos da legislação específica para as Sociedades de Economia Mista sob controle do Governo Federal, emanada do Decreto-Lei 1.290, de 03 de dezembro de 1973, com as alterações decorrentes da Resolução 4.034, de 30 de novembro de 2011, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu novos mecanismos para as aplicações das empresas integrantes da Administração Federal Indireta.

Notas Explicativas

As aplicações financeiras, de liquidez imediata, encontram-se em fundos de investimento financeiro - extramercado, que têm como meta a rentabilidade em função da taxa referencial média do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC.

Os saldos considerados como equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, de liquidez imediata, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor e mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e são destinados ao atendimento da gestão de caixa da Companhia. Nenhum título público encontra-se classificado como caixa e equivalentes de caixa.

II - Caixa restrito – São os recursos arrecadados pelos respectivos fundos que são utilizados exclusivamente para atender às disposições regulamentares dos mesmos, não estando disponíveis para a Companhia.

NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Por meio da Resolução nº 3.284 do Banco Central do Brasil, de 25 de maio de 2005, foi estabelecido que as aplicações das disponibilidades oriundas de receitas próprias das empresas públicas e das sociedades de economia mista, integrantes da Administração Federal Indireta, somente podem ser efetuadas em fundos de investimento extramercado administrados pela Caixa Econômica Federal e pelo Banco do Brasil S.A, logo a Companhia e suas controladas aplicam seus recursos nos Fundos extramercados lastreados em títulos públicos substancialmente de vencimento de longo prazo, cuja utilização contempla tanto o programa de investimento corporativo no curto prazo e, ainda, a manutenção do caixa operacional da Companhia.

O detalhamento dos títulos e valores mobiliários se dá como se segue:

CONTROLADORA					
CIRCULANTE					
Títulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/03/2018	31/12/2017
LFT	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	12.079	-
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	3.930.191	4.495.472
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	55.411	62.670
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	3.076	18.356
NTN- F	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	-	18.552
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	150.675	458.408
Op. Compromissadas	CEF	-	-	1.624	6.499
OUTROS	-	-	-	4	-
TOTAL CIRCULANTE				4.153.060	5.059.957

NÃO CIRCULANTE		
Títulos	31/03/2018	31/12/2017
FINOR/FINAM (b)	1.338	1.426
PARTES BENEFICIÁRIAS (a)	269.872	267.715
TOTAL NÃO CIRCULANTE	271.210	269.141

Notas Explicativas



CONSOLIDADO					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/03/2018	31/12/2017
LFT	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	12.079	-
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	4.737.007	5.153.684
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	55.411	62.670
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	16.178	100.313
NTN- F	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	32	18.583
TÍTULOS DE RENDA FIXA	Banco do Brasil	-	-	475.685	449.701
TÍTULOS DE RENDA FIXA	CEF	-	-	354.564	168.586
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	182.440	458.408
Op. Compromissadas	CEF	-	-	246.988	284.450
OUTROS	-	-	-	233.338	227.963
TOTAL CIRCULANTE				6.313.722	6.924.358

NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/03/2018	31/12/2017
NTN- B	Banco do Brasil	01/01/2030	Pre-fixado	277	274
FINOR/FINAM (b)	-	-	-	1.338	1.426
PARTES BENEFICIÁRIAS (a)	-	-	-	269.872	267.715
REFERENCIADO - DI	BNDES	-	-	66.940	61.634
OUTROS	-	-	-	39	813
TOTAL NÃO CIRCULANTE				338.466	331.862

(a) PARTES BENEFICIÁRIAS - Títulos adquiridos em decorrência da reestruturação do investimento da Companhia na controlada INVESTCO S.A. Estes ativos garantem rendimentos anuais equivalentes a 10% do lucro das empresas citadas abaixo, pagos juntamente com os dividendos, e serão resgatados no vencimento previsto para outubro de 2032, mediante sua conversão em ações preferenciais do capital social das referidas empresas, esses títulos são ajustados a valor presente e estão demonstrados a seguir:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017
Lajeado Energia	451.375	451.375
Paulista Lajeado	49.975	49.975
Ceb Lajeado	151.225	151.225
Valor de face	652.575	652.575
Ajuste a valor presente	(382.703)	(384.860)
Valor presente	269.872	267.715

(b) Os certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais do Fundo de Investimento do Nordeste - FINOR e do Fundo de Investimentos da Amazônia - FINAM, estão ajustados por provisões para perdas na sua realização e, portanto, apresentados líquidos.

Notas Explicativas



NOTA 7 – CLIENTES

CIRCULANTE	CONSOLIDADO					31/12/2017
	31/03/2018					
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados	Total	
AES ELETROPAULO	41.577	1.240	2	-	42.819	29.401
AES SUL	5.365	-	-	-	5.365	2.434
AMPLA	19.622	589	-	-	20.211	26.086
CEA	677	-	-	15.356	16.033	50.946
CEB	9.246	2.021	-	-	11.267	7.135
CEEE	14.174	265	-	-	14.439	16.074
CELESC	44.855	1.369	-	-	46.224	44.230
CELPA	16.623	431	2.458	-	19.512	38.858
CELPE	24.156	677	6.506	-	31.339	26.342
CEMAR	15.493	383	-	-	15.876	20.654
CEMIG	41.022	1.241	480	-	42.743	66.979
CESP	11.369	-	-	-	11.369	2.583
COELBA	34.632	1.033	-	-	35.665	41.438
COELCE	28.345	497	-	-	28.842	31.095
COPEL	34.230	1.174	-	-	35.404	47.230
CPFL	32.324	861	6	-	33.191	21.943
EBE	10.671	-	-	-	10.671	11.165
ELEKTRO	25.957	428	-	-	26.385	35.842
ENERGISA	33.432	5.785	86.536	-	125.753	123.023
ENERSUL	5.174	8	-	-	5.182	11.122
ESCELSA	11.538	1	-	-	11.539	9.589
LIGHT	37.331	427	-	-	37.758	53.349
PIRATININGA	13.669	276	-	-	13.945	8.074
RGE	12.556	446	-	-	13.002	24.558
Tesouro Nacional	3.898				3.898	-
Comercialização CCEE	345.438	208.455	11.285	-	565.178	390.910
Uso da Rede Elétrica	694.322	16.052	43.233	-	753.607	589.071
PROINFA (a)	288.375	1.036	46.084	96.932	432.427	502.236
Consumidor Residencial	198.455	112.747	68.191	110.461	489.854	653.542
Consumidor Industrial	167.729	40.062	272.444	72.283	552.518	710.203
Consumidor Rural	4.664	3.369	2.482	2.677	13.192	34.882
Comércio, serviços e outras atividades	99.893	32.820	38.956	27.966	199.635	310.286
Poder público	48.860	45.601	156.158	46.338	296.957	373.926
Outros	1.201.679	83.633	139.406	46.295	1.471.013	1.422.054
(-) PCLD (b)	(19.922)	(57.464)	(774.264)	(254.850)	(1.106.500)	(1.074.892)
	3.557.429	505.463	99.963	163.458	4.326.313	4.662.368
NÃO CIRCULANTE						
CEB	-	-	9.548	-	9.548	9.548
CEA	-	-	-	195.057	195.057	207.403
Comercialização na CCEE	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Uso da Rede Elétrica	-	-	4.347	-	4.347	4.347
PROINFA (a)	-	-	-	19.110	19.110	30.576
Poder público	-	-	-	63.367	63.367	127.428
Consumidor Residencial	-	-	-	50.718	50.718	61.100
Consumidor Industrial	-	-	-	5.320	5.320	45.072
Consumidor Rural	-	-	-	1.141	1.141	2.510
Comércio, serviços e outras atividades	-	-	-	30.126	30.126	281.184
Outros	13.208	-	-	38	13.246	13.551
(-) PCLD (b)	-	-	(307.455)	(246.278)	(553.733)	(613.903)
	13.208	-	-	118.599	131.807	462.376
	3.570.637	505.463	99.963	282.057	4.458.120	5.124.744

(a) Comercialização de energia elétrica - PROINFA

No saldo de consumidores revendedores está registrado o valor de R\$ 451.537 do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA referente à controladora (R\$ 532.812 em 31 de dezembro de 2017). As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito PROINFA geraram um saldo líquido positivo de R\$ 165.443 do período findo em 31 de março de 2018 (147.290 no período findo em 31 de março de 2017), não produzindo efeito no resultado líquido do período da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento (maiores detalhes na nota 21.II).

Notas Explicativas**(b) Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD**

As Controladas constituem e mantêm provisões, a partir de análise dos valores constantes das contas a receber vencidas e do histórico de perdas, cujo montante é considerado pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

O saldo da PCLD é composto como segue:

	CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017
Consumidores	352.423	401.891
Revendedores	819.193	759.483
CEA (c.1)	195.057	233.861
CCEE - Energia de Curto Prazo (c.2)	293.560	293.560
	<u>1.660.233</u>	<u>1.688.795</u>

(c.1) Em 2015, constituiu-se uma provisão para créditos de liquidação duvidosa relativa à terceira parcela de uma renegociação de dívidas com a CEA (parcela vencida em janeiro de 2015). O montante vem sendo corrigido mensalmente, e em 31 de março de 2018 corresponde a R\$ 195.057 (R\$ 233.861 em 31 de dezembro de 2017).

(c.2) A controlada Furnas mantém registrada uma provisão, constituída em 2007, no montante de R\$ 293.560 (R\$ 293.560 em 31 de dezembro de 2017). Esta provisão representa valores históricos relativos à comercialização de energia no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia - MAE, referentes ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cuja liquidação financeira está suspensa, em função da concessão de liminares em ações judiciais propostas por concessionárias de distribuição de energia elétrica, contra a ANEEL e o MAE, hoje CCEE.

As movimentações na PCLD de contas de clientes de energia elétrica no consolidado são as seguintes:

Notas Explicativas

Eletrobras

CONSOLIDADO

Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.895.666
(+) Constituição	172.326
(-) Reversão	(81.771)
(-) Baixa	(27.887)
Saldo em 31 de março de 2017	1.958.334
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.688.795
(+) Adoção Inicial CPC48/IFRS 9	79.824
(+) Constituição	353.611
(-) Reversão	(176.016)
(-) Baixa	(54.499)
(-) Classificação - Mantido pra Venda	(231.482)
Saldo em 31 de março de 2018	1.660.233

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do período como Provisões Operacionais (Nota 42). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

NOTA 8 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

		31/03/2018							
		CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
		ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
		CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO
		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	
FURNAS	6,90	22.049	718.845	2.618.479	-	-	-	-	-
CHESF	12,29	10.015	824.899	112.532	-	-	-	-	-
ELETROSUL	5,14	5.530	61.179	874.701	-	-	-	-	-
ELETRONORTE	5,63	38.186	400.382	1.794.977	-	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	7,97	11.983	249.077	1.395.352	-	-	-	-	-
CGTEE	7,40	350.895	783.691	2.020.749	-	-	-	-	-
CEAL*	7,92	1.020	345.958	1.467.978	-	-	-	-	-
AMAZONAS	9,28	92.731	1.274.981	3.371.244	-	-	-	-	-
CEPISA*	7,38	158.761	721.480	1.181.021	-	-	-	-	-
ELETROACRE*	7,61	271	103.400	234.374	-	-	-	-	-
		691.442	5.483.894	15.071.407			-	-	-
ITAIPIU	7,10	20.112	1.927.925	6.334.238	7,10	20.112	1.927.925	6.334.238	
CEMIG	5,17	238	15.185	29.925	5,17	238	15.185	29.925	
CEEE	5,00	110	4.465	14.612	5,00	110	4.465	14.612	
AES ELETROPAULO	10,00	-	-	1.415.564	10,00	-	-	1.415.564	
ENERGISA - TO	6,01	302	29.972	24.881	6,01	302	29.972	24.881	
CELPA	5,94	240	7.467	644.157	5,94	240	7.467	644.157	
CEMAR	0,41	439	27.439	99.661	0,41	439	27.439	99.661	
CESP	5,10	51	5.569	3.464	5,10	51	5.569	3.464	
COELCE	5,00	139	9.011	18.759	5,00	139	9.011	18.759	
COELBA	5,00	176	7.340	27.926	5,00	176	7.340	27.926	
ESCELSA	5,00	85	7.378	9.586	5,00	85	7.378	9.586	
GLOBAL	5,00	121.660	44.100	0	5,00	121.660	44.100	-	
CELESC DISTRIB.	5,00	146	15.055	11.459	5,00	146	15.055	11.459	
OUTRAS		90.583	88.436	97.382		90.586	88.804	97.723	
(-) PCLD		(211.139)	(63.230)	-		(211.139)	(63.230)	-	
		23.143	2.126.111	8.731.615		23.145	2.126.480	8.731.955	
		714.585	7.610.005	23.803.022		23.145	2.126.480	8.731.955	

Notas Explicativas

Eletrobras

31/12/2017

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
	Tx. Média	Valor			Tx. Média	Valor		
FURNAS	7,23	23.038	688.392	2.709.137	-	-	-	-
CHESF	14,35	10.177	707.392	121.590	-	-	-	-
ELETROSUL	6,87	160	102.232	831.395	-	-	-	-
ELETRONORTE	5,88	23.914	387.360	1.822.550	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	8,68	13.168	382.597	1.284.025	-	-	-	-
CGTEE	8,29	290.315	731.131	2.054.865	-	-	-	-
CEAL	8,97	1.030	479.434	1.296.214	-	-	-	-
AMAZONAS	10,64	48.983	1.077.457	3.480.341	-	-	-	-
CEPISA*	8,21	123.803	630.875	1.261.668	-	-	-	-
ELETROACRE*	8,58	266	95.559	233.183	-	-	-	-
		534.854	5.282.429	15.094.968		-	-	-
ITAIPU	7,10	21.101	1.888.426	6.790.064	7,10	21.101	1.888.426	6.790.064
CEMIG	5,17	262	16.357	33.171	5,17	262	16.357	33.171
CEEE	5,00	116	4.465	15.642	5,00	116	4.465	15.642
AES ELETROPAULO	10,00	340.493	10.561	-	10,00	340.493	10.561	-
ENERGISA - TO	6,31	359	30.047	31.742	6,31	359	30.047	31.742
CELPA	5,93	252	7.467	628.313	5,93	252	7.467	628.313
CEMAR	0,43	462	27.679	103.860	0,43	462	27.679	103.860
CESP	5,10	57	5.569	4.752	5,10	57	5.569	4.752
COELCE	5,00	149	9.265	20.591	5,00	149	9.265	20.591
COELBA	5,00	185	7.340	29.620	5,00	185	7.340	29.620
ESCELSA	5,00	97	8.316	11.144	5,00	97	8.316	11.144
GLOBAL	-	118.544	44.100	-	0,00	118.544	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	180	17.577	14.959	5,00	180	17.577	14.959
OUTRAS		88.205	92.880	110.611		88.207	93.247	111.034
(-) PCLD		(205.676)	(63.244)	-		(205.676)	(63.244)	-
		364.786	2.106.805	7.794.469		364.788	2.107.172	7.794.892
		899.640	7.389.235	22.889.437		364.788	2.107.172	7.794.892

* Distribuidoras classificadas como mantido para venda (vide nota 43).

Os financiamentos e empréstimos concedidos são efetuados com recursos próprios da Companhia, além de recursos setoriais e de recursos externos captados através de agências internacionais de desenvolvimento, instituições financeiras e decorrentes do lançamento de títulos no mercado financeiro internacional.

Da totalidade dos empréstimos concedidos pela Eletrobras, em 31 de março de 2018, R\$ 4.798.641 (R\$ 4.848.676 em 31 de dezembro de 2017) referem-se a repasses do fundo setorial RGR, incluídos na rubrica Financiamentos e Empréstimos.

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuárias. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 7,56% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos na controladora, com cláusula de atualização cambial, representam 26% do total da carteira (28% em 31 de dezembro de 2017). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 74% do saldo da carteira (72% em 31 de dezembro de 2017).

Os valores de mercado desses ativos são próximos aos seus valores contábeis, visto serem operações específicas do setor e formadas, em parte, através de recursos de Fundos Setoriais e que não encontram condições semelhantes como parâmetro de avaliação ao valor de mercado.

As parcelas de longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos, baseados nos fluxos de caixa previstos contratualmente, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

Notas Explicativas

	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023	Total
Controladora	2.070.863	5.604.706	5.416.600	2.865.031	1.896.678	5.949.143	23.803.022
Consolidado	2.464.637	2.224.563	2.345.291	568.602	89.914	1.038.948	8.731.955

Mais informações sobre o detalhamento dos saldos acima apresentados estão evidenciadas na nota explicativa 46, partes relacionadas.

8.1 – AES Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

A Companhia possui recebíveis junto à Eletropaulo Eletricidade de São Paulo S.A. vinculados a um processo judicial em andamento entre a AES Eletropaulo e CTEEP.

Em 18 de setembro de 2015, foi publicado laudo parcial no âmbito do processo que move em face da Companhia Eletropaulo, informando que a Eletropaulo é a responsável pelo pagamento dos valores devidos decorrentes de financiamentos não honrados nos seus respectivos vencimentos junto à Eletrobras e não a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("CTEEP").

Em 04 de outubro de 2017 a Eletrobras e a Eletropaulo celebraram um memorando de entendimento visando estabelecer os critérios para a instauração de procedimento de mediação para negociar as bases de um eventual acordo visando encerrar a disputa judicial. No âmbito deste memorando, a Eletrobras e a Eletropaulo solicitaram a suspensão do processo judicial pelo prazo de 60 dias, com o objetivo de concluírem, durante este período, o processo de mediação.

Em 9 de março de 2018 o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou os termos e condições, bem como a celebração pela Companhia, de um acordo com a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Eletropaulo"), visando encerrar a disputa judicial (processo nº 001002119.1989.8.19.0001 – "Processo Judicial").

A Companhia esclarece ainda que entendia ser devido o valor de R\$ 2.793.932 excluídos os valores referentes ao honorário de sucumbência, sendo R\$ 350.399 já reconhecidos no Ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos.

Desse montante, foram deduzidos os valores de R\$ 553.000 referente à mora acumulada e R\$ 583.000 referentes ao novo cálculo pericial, o qual atualizou o valor do laudo anterior segundo cláusulas contratuais (10% a.a. +1% a.a. de taxa de fiscalização - juros simples), obtendo um resultado parcial de R\$ 1.658.000 pelo cálculo pericial.

Foi iniciado o processo de mediação junto à Câmara FGV de Mediação e Arbitragem na cidade do Rio de Janeiro, oportunidade na qual se estabeleceram as regras procedimentais do citado processo, dentre as quais ficou convencionado entre as partes a contratação de um assessor financeiro independente para calcular o valor do débito segundo os parâmetros financeiros e legais sustentados pelas partes no processo judicial (incluindo a perícia), bem como avaliar os custos de oportunidade para cada uma das empresas.

Nesse sentido, embasadas nos estudos realizados no âmbito do Acordo, as partes acordaram que a Eletropaulo se compromete a desembolsar R\$ 1.400.000 em favor da Eletrobras, com a finalidade de quitar o débito oriundo do Processo Judicial, objeto da ação de cobrança, ora em fase de liquidação, da seguinte forma:

- Pagamento de R\$ 250.000 a ser realizado após o trânsito em julgado da homologação judicial do Acordo;



Notas Explicativas

- Pagamento de 3 parcelas anuais de R\$ 300.000 cada, sendo a primeira parcela paga 12 meses após o trânsito em julgado da homologação judicial do Acordo;
- Pagamento de R\$ 250.000 a ser realizado 48 meses após o trânsito em julgado da homologação judicial do Acordo;
- Todos os pagamentos serão atualizados por CDI + 1%, até a efetiva data do pagamento de cada parcela, contados a partir do dia 1 de fevereiro de 2018.

A data base considerada para apuração dos valores foi 31 de janeiro de 2018.

A Eletropaulo compromete-se também a liquidar, o valor de R\$ 100.000 em relação aos honorários de sucumbência aos advogados, também apurados com data base em 31 de janeiro de 2018, sendo:

- Pagamento de 50% a ser realizado após o trânsito em julgado da: (a) homologação judicial do Acordo; e (b) homologação judicial da transação com os advogados relativa à sucumbência; o que ocorrer por último;
- Pagamento do saldo remanescente ao final de 60 meses a contar do pagamento da primeira parcela acima, contados a partir do dia 1 de fevereiro de 2018.
- Os pagamentos serão atualizados por CDI + 1%, na efetiva data do pagamento de cada parcela.

Com isso, a Companhia passa a ter um crédito de R\$ 1.415.564 em 31 de março de 2018 (R\$ 351.054 em 31 de dezembro de 2017) ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela Companhia. A Companhia classificou o montante no ativo não circulante em função de não haver data definida para homologação do acordo judicial.

8.2 - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 274.368 (R\$ 268.920 em 31 de dezembro de 2017) correspondente ao principal e ao serviço da dívida de devedores em inadimplência.

Tal volume de provisão é julgado suficiente pela administração da Companhia para fazer face a eventuais perdas nestes ativos, com base em análise do comportamento da carteira.

Notas Explicativas

As movimentações na PCLD dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia são as seguintes:

	CONTROLADORA / CONSOLIDADO
Saldo em 31 de dezembro de 2016	258.338
(+) Complemento	19.650
(-) Reversões	(15.090)
Saldo em 31 de Março de 2017	262.898
Saldo em 31 de dezembro de 2017	268.920
(+) Complemento	5.478
(-) Reversões	(30)
Saldo em 31 de março de 2018	274.368

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do período como Provisões Operacionais (Vide Nota 42). Os valores reconhecidos como PCLD são levados às perdas definitivas (baixados) quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

NOTA 9 - REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Os valores apresentados referem-se a dividendos e juros sobre o capital próprio a receber, líquidos de Imposto de Renda Retido na Fonte, quando aplicável, decorrentes de investimentos de caráter permanente mantidos pela Companhia.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Furnas	303.430	298.680	-	-
Chesf	30.956	30.471	-	-
Elettronorte	1.117.390	1.099.896	-	-
CGTEE	93.006	91.550	-	-
Eletrosul	82.703	81.408	-	-
Eletropar	7.921	7.797	-	-
Lajeado Energia	43.495	55.896	43.495	55.896
CEMAR	30.962	30.963	30.962	30.963
CEEE- GT	45.626	-	45.626	-
CEB Lajeado	10.900	9.800	10.900	9.800
EMAE	12.753	12.753	12.753	12.753
Goiás Transmissão	-	-	21.050	22.030
STN - Sist. de Transm. Nordeste S.A.	-	-	10.620	7.839
Transenergia Renovável	-	-	6.851	6.851
MGE Transmissão	-	-	7.576	7.576
Manaus Construtora	-	-	9.178	9.229
Manaus Transmissora	-	-	2.545	1.993
Transenergia São Paulo	-	-	848	848
Retiro Baixo Energético S.A.	-	-	2.535	2.535
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - ETAU	-	-	3.163	3.163
Uirapuru	-	-	2.657	2.657
IE Madeira	-	-	-	20.737
Caldas Novas Transmissão S.A	-	-	3.626	3.626
Enerpeixe	-	-	15.878	15.878
Chapecoense	-	-	25.674	25.674
EAPSA	-	-	5.143	4.675
Outros	6.427	7.744	38.078	854
	<u>1.785.569</u>	<u>1.726.958</u>	<u>299.158</u>	<u>245.577</u>

Notas Explicativas

**NOTA 10 – TRIBUTOS A RECUPERAR E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL**

10.1 - Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	87.099	620.782	454.687	931.847
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	2.551	2.517	85.571	78.470
ICMS a recuperar	-	-	9.751	13.263
Outros	-	-	25.208	42.627
	<u>89.650</u>	<u>623.299</u>	<u>575.217</u>	<u>1.066.207</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar (a)	-	-	1.017.718	1.068.450
PIS/COFINS a recuperar (a)	-	-	610.242	547.205
Outros	-	-	49.339	19.487
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.677.299</u>	<u>1.635.142</u>

(a) ICMS, PIS/PASEP e COFINS a recuperar

A Companhia mantém registrado no ativo não circulante um montante de R\$ 1.627.960 em 31 de março de 2018 (R\$ 1.615.655 em 31 de dezembro de 2017) referente à PIS, COFINS e ICMS a recuperar. Desse montante, R\$ 1.215.837 (R\$ 1.062.634 em 31 de dezembro de 2017) se refere a impostos e contribuições sobre aquisição de combustível da controlada Amazonas.

De acordo com o § 8º da Lei 12.111/2009, os referidos impostos e contribuições que fazem parte do custo de aquisição de combustíveis reembolsados pelo fundo da CCC, deverão ser ressarcidos ao fundo quando realizados, deste modo é mantido um passivo de mesmo valor na rubrica Obrigações de Ressarcimento (vide Nota 11).

(a.1) Inconstitucionalidade do PIS/PASEP e COFINS

O Supremo Tribunal Federal - STF declarou a inconstitucionalidade do parágrafo 1º do artigo 3º da Lei 9.718/98, que ampliou a base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS e deu, naquela época, novo conceito ao faturamento. Tal conceito passou a abranger a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica, independente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada. Tal dispositivo não possuía previsão constitucional que o amparasse, tendo sido objeto de emenda constitucional posterior.

Com base no Código Tributário Nacional - CTN, as empresas do Sistema Eletrobras buscam o reconhecimento de seu direito ao crédito e a restituição do valor pago a maior em decorrência da inconstitucionalidade da ampliação da base de cálculo dessas contribuições. Até a conclusão destas informações financeiras intermediárias, não havia decisão final sobre a questão.

As empresas do Sistema Eletrobras possuem, portanto, créditos fiscais em potencial de PIS/PASEP e de COFINS, que estão em fase de determinação e, portanto, não reconhecidos nestas informações financeiras intermediárias, em virtude da ausência da apuração de forma definitiva, até que se promova judicialmente a liquidação da sentença.

Notas Explicativas



10.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	995.730	1.436.175	1.453.010	1.874.475
Ativo não circulante:				
Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	471.568	471.568	471.568	471.568
IRPJ/CSLL Diferidos	-	-	1.123.953	1.010.810
	471.568	471.568	1.595.521	1.482.378
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	408.077	394.958	8.676.986	8.901.931

10.3 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/03/2018			31/12/2017		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Eletronorte	2.314.568	(1.325.754)	988.814	2.278.753	(1.400.319)	878.434
Hermenegildo I	40.994	-	40.994	40.254	-	40.254
Hermenegildo II	44.118	-	44.118	43.118	-	43.118
Hermenegildo III	38.327	-	38.327	37.509	-	37.509
Chuí IX	11.700	-	11.700	11.495	-	11.495
	2.449.707	(1.325.754)	1.123.953	2.411.129	(1.400.319)	1.010.810
Eletrosul	354.209	(819.270)	(465.061)	362.655	(829.665)	(467.010)
Eletrobras	-	(408.077)	(408.077)	-	(394.958)	(394.958)
Furnas	988.884	(5.675.804)	(4.686.920)	611.808	(5.463.470)	(4.851.662)
Chesf	120.580	(3.216.756)	(3.096.176)	180.823	(3.331.821)	(3.150.998)
Eletropar	-	(4.305)	(4.305)	-	(4.408)	(4.408)
Amazonas GT	-	(16.448)	(16.448)	-	(32.895)	(32.895)
Eletronuclear	619.895	(619.895)	-	-	-	-
	2.083.568	(10.760.555)	(8.676.987)	1.155.286	(10.057.217)	(8.901.931)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Impostos diferidos ativos:				
Provisão para Contingências	-	-	178.940	122.061
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	-	-	186.308	108.657
Provisões Operacionais	-	-	458.111	294.722
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	164.681	222.762
Provisão para não realização de créditos tributários	-	-	-	228.822
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa	-	-	3.316.461	2.503.633
Outros	-	-	228.773	85.758
Total Ativo	-	-	4.533.275	3.566.415

Impostos diferidos passivos:

Instrumentos Financeiros VJORA	408.077	-	408.077	-
Instrumentos Financeiros disponível para venda	-	394.958	-	394.958
Depreciação acelerada	-	-	167.509	350.531
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	275.394	51.964
Débito tributário	-	-	410.698	410.698
Remuneração de Rede Básica de Sistemas Existentes	-	-	9.891.124	9.888.318
Outros	-	-	933.508	361.067
Total Passivo	408.077	394.958	12.086.309	11.457.536

Notas Explicativas**10.4 - Imposto de renda e contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/03/2017	31/03/2018	31/03/2017
Impostos diferidos				
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:				
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	-	(14.472)	-	(17.194)
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros por Meio de Outros Resultados Abrangentes	(13.119)	-	(13.119)	-
Remensuração de planos de benefícios definidos				
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	-	-	-	2.721
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	(13.119)	(14.472)	(13.119)	(14.473)

A controlada Eletronorte preparou suas projeções de lucro tributável que apontam resultado tributável futuro os quais se realizam no prazo de 10 anos. O montante reconhecido reflete a melhor estimativa quanto sua realização no período mencionado e fundamenta-se em diferenças tributáveis e prejuízo fiscal de cada entidade.

NOTA 11 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017
<u>Direitos de ressarcimento</u>		
<u>ATIVO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	2.869.615	2.967.693
Provisão CCC -PECLD (b)	(1.313.237)	(1.439.090)
Reembolso CDE (c)	11.754	39.191
	<u>1.568.132</u>	<u>1.567.794</u>
<u>ATIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	9.131.041	9.497.829
Parcela do Transporte do Gás (a.1)	(3.139.638)	(2.988.797)
	<u>5.991.403</u>	<u>6.509.032</u>
<u>Obrigações de ressarcimento</u>		
<u>PASSIVO CIRCULANTE</u>		
PROINFA	1.512.103	1.346.660
Reembolso CDE (c)	-	45.882
	<u>1.512.103</u>	<u>1.392.542</u>
<u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	1.093.442	1.062.634
	<u>1.093.442</u>	<u>1.062.634</u>

Notas Explicativas**a) Conta de consumo de combustível (CCC)**

A conta de consumo de combustível refere-se aos valores a receber e a pagar nos respectivos períodos. A Companhia, em 31 de março de 2018, apresenta um valor a receber de R\$ 12.000.656 (R\$ 12.465.522 em 31 de dezembro de 2017) e um passivo de R\$ 1.093.442 (R\$ 1.062.634 em 31 de dezembro de 2017) de obrigações de ressarcimento.

Dos valores a receber referente ao CCC, há um montante de R\$ 4.421.820 referente às condições estabelecidas na AGE 170º para os ativos mantidos para venda (vide nota 2).

Após a promulgação da Lei nº 12.783, a Eletrobras não tem mais a obrigação de fazer contribuições à Conta CCC. Apesar disso, a Conta CCC não foi extinta. Os saldos disponíveis continuarão sendo distribuídos às empresas de geração e distribuição que incorram em despesas adicionais em razão do uso de usinas termelétricas em caso de condições hidrológicas desfavoráveis. De modo a assegurar a viabilidade da Conta CCC, a Lei nº 12.783 permite que sejam feitas transferências entre a Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e a Conta CCC.

a.1) Contrato de Fornecimento de Gás (CIGÁS / Amazonas Distribuidora) - Diferença de Preço da Parcela do Transporte do Gás

O Contrato de Fornecimento de Gás prevê para a parcela de transporte a modalidade "*open book*". Esse tipo de contrato, como nome diz: "livro aberto", caracteriza-se pelo reembolso dos custos diretos e indiretos da contratada e a remuneração pelo investimento se dá através de uma taxa fixa a ser aplicada sobre o total dos custos comprovadamente incorridos.

Nesse contexto, após a consolidação de todos os investimentos, os gastos com a construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus deveriam ser apurados pelo Comitê de Revisão da Parcela de Transporte e repassado para a parcela de transporte. As variáveis que compunham o preço da parcela de transporte não estavam devidamente consolidadas entre as partes do Comitê, dentre as quais estão incluídos a comprovação de todos os investimentos na construção do gasoduto, taxa de retorno do investimento e aluguel do GLP-Duto Urucu. Diante disso praticava-se um valor médio entre os dois valores apresentados por cada empresa que compunham o Comitê para a parcela de transporte.

Diante da controvérsia, a ANEEL por sua vez, em função do repasse dos custos do contrato de gás ao fundo CCC, passou a deliberar sobre essa questão no processo nº 48500.000289/2014-66.

Em 15 de dezembro de 2015, mediante a Resolução Homologatória nº 2.005/2015, a ANEEL homologou o preço da parcela do transporte referente ao gás natural, no valor de R\$ 11,4867/MMBtu* (base dez/2009), a decisão, no entanto recebeu recurso da Petrobras e da ABRACE.

A Agência Nacional de Petróleo - ANP em 14 de junho de 2016, mediante o Despacho nº 643, retificou a tarifa anteriormente calculada, aprovou e homologou a tarifa aplicável no valor de R\$ 12,0371/MMBtu* (base dez/2009) a qual permite a remuneração de todos os investimentos, custos e despesas atribuíveis à prestação do serviço de transporte duto viário de gás.

Assim, a questão de definição de uma tarifa para o transporte de gás ficou regulada em 18 de outubro de 2016, mediante a Resolução Homologatória nº 2.159/2016, a ANEEL, que fixou o limite, para fins de reembolso pela CCC da parcela transporte do contrato de gás natural

Notas Explicativas

entre a Amazonas Distribuidora e a Cigás, em R\$ 12,0371/MMBtu* (base dez/2009 e sem impostos), o qual deverá ser aplicado, com as devidas correções, desde o início do faturamento do referido contrato.

A Resolução Homologatória 2.159/2016, ao retroagir ao início do fornecimento do contrato com a nova tarifa de transporte aprovada, determina à Eletrobras, na função de administradora da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, que faça a contabilização dos valores reembolsados acima do preço definido e informe o resultado à ANEEL, no prazo de 60 dias, findos em dezembro de 2016. O contrato na cláusula 8.1.2.1.9.2 “b” e cláusula 10.8 trata da possibilidade de caso o valor praticado provisoriamente for superior ao definido final, a Cigás deverá devolver para a Amazonas Distribuidora o valor pago a maior devidamente acrescido dos encargos moratórios.

A Companhia, amparada com parecer jurídico emitido pelos seus consultores jurídicos externos, entende que em contrapartida ao direito de ressarcimento junto ao fundo CCC de R\$ 3.139.638 haverá o direito de reembolso junto à Petrobras em igual valor reconhecido na rubrica de fornecedores (Nota 20).

b) Provisão CCC – PECLD

As distribuidoras são credoras da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – especialmente após 2009, segundo o regime da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, uma vez que são responsáveis pelo atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica no Sistema Isolado.

A partir da Lei 12.783/2013, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) ficou responsável por prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Entretanto, deixaram de ser repassados para as distribuidoras recursos suficientes para a cobertura dos subsídios previstos na Lei nº 12.111/2009. Como consequência, as distribuidoras não tiveram condições de efetuar os pagamentos aos seus fornecedores, em especial aqueles responsáveis pelo fornecimento de combustível para a geração de energia do Sistema Isolado.

Para equacionar as dívidas que a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) possuía com as distribuidoras, foram adotadas providências normativas e estruturais, como a edição do Decreto nº 8.370 (por meio do qual se alterou o art. 36, §§ 1º a 4º do Decreto nº 4.541, de 23.12.2002) e das Portarias Interministeriais do Ministério de Minas e Energia e Ministério da Fazenda nºs 652, de 10 de dezembro de 2014 e 372, de 04 de agosto de 2015, para permitir que fossem repactuados os referidos créditos devidos às distribuidoras, de forma parcelada e compatível com as condições orçamentárias da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Parte desses créditos servem de lastro para o pagamento das dívidas com fornecedores de combustível que foram repactuadas pelas distribuidoras, em 2014 e 2015, observando o fluxo de pagamento das Portarias Interministeriais MME/MF acima mencionadas.

Em 7 de fevereiro de 2017, a ANEEL emitiu a Resolução Homologatória nº 2.202 que aprovou o orçamento para o ano de 2017 da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e, assim fazendo, suspendeu o repasse de valores que foram previstos nas repactuações estabelecidas pelas Portarias Interministeriais MME/MF números 652/2014 e 372/2015 (denominados “1º e 2º CCD”) entre as distribuidoras Amazonas Distribuidora, Ceron, Eletroacre e Boa Vista (denominadas “distribuidoras”) e a Petrobras Distribuidora S.A., tendo como garantias os recebíveis da CCC, e garantia fidejussória de sua controladora, a Eletrobras.

Notas Explicativas



As distribuidoras afetadas ingressaram com pedido de reconsideração, com efeito suspensivo, contra a Resolução Homologatória nº 2.202/2017.

Em 2 de março de 2017, o Ministério de Estado de Minas e Energia – MME publicou a Portaria nº 81, adicionando ao orçamento aprovado para o ano 2017 os valores referentes aos Contratos de Confissão de Dívidas firmados até 31 de dezembro de 2016 entre o fundo CDE e os beneficiários da CCC. Diante da publicação da portaria supracitada a ANEEL editou a Resolução Homologatória nº 2.204 de março de 2017 estabelecendo as diretrizes adotadas na referida portaria .

Considerando a Decisão exarada no Despacho ANEEL nº. 2.504/17 de 16 de agosto de 2017, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE suspendeu os desembolsos aos CCDs celebrados entre o CDE/CCC e a Amazonas Distribuidora.

Com base nas suspensões de pagamentos acima descritos, as Distribuidoras participantes do Sistema Isolado provisionaram a título de Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD o valor de R\$ 1.313.237 em março de 2018 (R\$ 1.439.090 em dezembro de 2017).

A provisão foi realizada com base nos valores não incluídos no orçamento dos referidos CCDs, contemplando as parcelas dos recursos do 1º e 2º CCD vencidas até a data de 31 de dezembro de 2017, bem como os valores a vencer até 31 de julho de 2018, prazo final da prestação de serviços das distribuidoras designadas. Além destes, para a Amazonas Distribuidora foram provisionados também os valores reconhecidos como direitos de ressarcimento no ano de 2017 e primeiro trimestre de 2018 não homologados pela CCEE.

No âmbito do processo de fiscalização e reprocessamento mensal dos benefícios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, pagos à Amazonas Distribuidora dentre o período de 30 de julho de 2009 e 20 de junho 2016, em 28 de março de 2017, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 52/2017, na qual demonstrou a metodologia e o resultado atinente à respectiva fiscalização. A apuração da Nota Técnica Nº 52/2017 apontou uma diferença de R\$ 3.699.228 a ser devolvida ao Fundo Setorial CCC.

Em 29 de maio de 2017, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 90/2017, na qual demonstrou a metodologia e o resultado atinente à fiscalização pagos à controlada Eletroacre do período de 30 de julho de 2009 e 20 de junho 2016. A apuração da Nota Técnica nº 90/2017 apontou uma diferença de R\$ 275.257 a ser devolvida ao Fundo Setorial CCC.

Em 14 de julho de 2017, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 110/2017 na qual demonstrou a metodologia e o resultado atinente à fiscalização pagos à controlada Ceron do período de agosto de 2009 a junho de 2016. Tal apuração gerou um valor a devolver em R\$ 733.257 de valores a devolver ao Fundo Setorial da CCC.

As controladas Amazonas Distribuidora, Ceron e Eletroacre apresentaram sua manifestação requerendo a revisão das premissas e metodologias adotadas na referidas Notas Técnicas buscando, no reprocessamento, levar em consideração os argumentos da Companhia já levantados em outras notas técnicas, bem como o reconhecimento da legitimidade dos CCDs firmados e requerendo a recomendação da revisão da Resolução Homologatória nº 2.204.

Adicionalmente, com relação a controlada Ceron, foi promulgada sentença pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, no qual julgou procedente o pedido da condenação da ANEEL determinando o reembolso integral referente aos custos de geração no sistema isolado.



Notas Explicativas

Em 16 de agosto de 2017, a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 141/2017, na qual evoluiu favoravelmente em algumas questões que foram contestadas pela Amazonas Distribuidora quando da sua primeira conclusão contida na Nota Técnica nº 52/2017, reduzindo, dessa forma, o montante divergente para um total de R\$ 2.998.848, atualizados até de 30 de junho de 2017. Entretanto, na visão da Eletrobras, o atual entendimento da ANEEL, ainda contraria posições anteriormente praticadas pela mesma Agência, em anos anteriores, bem como de decisões judiciais favoráveis à Amazonas Distribuidora, por contrariar um direito de reembolso garantido por lei.

Em 28 de agosto de 2017 a Companhia ingressou com recurso administrativo com o pedido de efeito suspensivo das recomendações exaradas no despacho Nº 2.504, de 16 de agosto de 2017.

Cabe ainda ressaltar que já foi protocolado no Mandado de Segurança nº 0026107-81.2012.4.01.3400 em curso, mais de uma petição comunicando o descumprimento por parte da ANEEL das decisões judiciais prolatadas, a fim de intimar à abstenção da prática de atos que visem limitar os reembolsos efetuados a título de CCC, sob pena de multa diária em valor expressivo e/ou prisão da autoridade coatora por descumprimento de ordem judicial.

Em 27 de outubro de 2017, nos autos do Mandado de Segurança nº 0026107-81.2012.4.01.3400, foi proferido decisão determinando à ANEEL o cumprimento do acórdão proferido em 18 de maio de 2015, no qual foi decidido que não é possível limitar o ressarcimento dos valores de combustíveis, composto a partir de parâmetros que não consideram o custo da infraestrutura necessária à condução e entrega de combustível em localidades distantes, e que o direito de reembolso vindicado está amparado em dispositivo de lei, e qualquer norma administrativa que se oponha ou reduza a sua aplicação, extrapolará de sua finalidade regulatória. Através da Nota Técnica da ANEEL nº 188/2017 emitida na mesma data, foi retificado o montante divergente disposto pela Nota Técnica nº 141/2017 para um total de R\$ 2.906.095, atualizado até junho de 2017.

Conforme despacho nº 149 de 22 de janeiro de 2018, a ANEEL suspendeu o item (i) do despacho 2.504/17, o qual determinou a Companhia o ressarcimento ao fundo CCC do valor de R\$ 2.906.095, no prazo de até 90 dias a partir da publicação do referido despacho.

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") no uso de suas atribuições regimentais decidiu através do Despacho Nº 149, de 22 de Janeiro de 2018, dar provimento parcial ao pedido de efeito suspensivo interposto pela Eletrobras, em face do Despacho nº 2.504/2017, no sentido de suspender o item "i" do Despacho nº 2.504/2017, que determinou à Eletrobras o ressarcimento ao fundo da Conta de Consumo de Combustíveis ("CCC") do valor de R\$ 2.906.095, no prazo de até 90 dias a partir da publicação do novo Despacho.

Considerando que a ANEEL pautou o julgamento dos Recursos Administrativos, em 2018 foi obtida tutela provisória nos autos do Mandado de Segurança acima citado que determinou a imediata retirada de pauta do processo e o impedimento de julgamento dos Recursos, até ulterior decisão da Presidência da Sexta Turma acerca da existência ou não de descumprimento de acórdão favorável à Companhia, permanecendo até a presente data sem andamento do processo administrativo.

A avaliação é cabível somente no montante financeiro que a Eletrobras deve ressarcir ao fundo da Conta de Consumo de Combustíveis, posto que a suspensão dos desembolsos dos Contratos de Confissão de Dívidas – CCD celebrados entre a Eletrobras e a Amazonas Distribuidora teve efeito imediato pelo Despacho nº 2.504/2017.

c) Reembolso CDE

Notas Explicativas

A Lei 12.783/13, o Decreto 7.945/13 alterado pelo Decreto 8.203/14 e posterior Decreto 8.221/14, promoveram algumas alterações sobre a contratação de energia e os objetivos do encargo setorial, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e também instituíram (i) o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição de custos relacionados a risco hidrológico, exposição involuntária, ESS – Segurança Energética e CVA ESS e Energia para o período de 2013 e janeiro de 2014, e (ii) o repasse através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE às concessionárias de distribuição de custos relacionados à exposição involuntária e despacho das usinas termelétricas a partir de fevereiro de 2014.

Os efeitos destes itens foram registrados como redução de custo com energia elétrica comprada para revenda (Nota 41) em contrapartida a direitos de ressarcimento – Reembolso CDE/CCEE, de acordo com o CPC 07 (R1) / IAS 20 - Subvenção e Assistência Governamentais.

NOTA 12 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

Abaixo, está apresentada a composição do estoque de longo prazo de combustível nuclear destinado à operação da UTN Angra 1 e UTN Angra 2:

	CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
Elementos prontos	465.152	465.152
	465.152	465.152
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	579.411	318.229
Concentrado de urânio	75.297	194.047
Em curso - combustível nuclear	111.183	318.732
	765.891	831.008
	1.231.043	1.296.160

Os estoques são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, segregado da seguinte forma:

a) Concentrado de urânio e serviços em curso (para a transformação do concentrado de urânio em elementos de combustível nuclear) estão registrados pelos seus custos de aquisição;

b) Elementos de combustível nuclear – estão disponíveis no núcleo do reator e no estoque da Piscina de Combustível Usado – PCU, sendo apropriado ao resultado do período em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica.

NOTA 13 - ADIANTAMENTOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

A Companhia e suas controladas apresentam, no ativo não circulante, valores correspondentes a adiantamentos para futuro aumento de capital nas seguintes investidas:

Notas Explicativas



	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Controladas:				
Furnas	55.597	54.727	-	-
CGTEE	806.175	781.790	-	-
Hermenegildo I	-	11.681	-	-
Hermenegildo II	-	19.082	-	-
Hermenegildo III	-	8.494	-	-
CHUI IX	-	2.723	-	-
ED Alagoas	183.003	180.142	-	-
ED Roraima	91.404	89.975	-	-
ED Piauí	351.642	346.357	-	-
ED Acre	78.339	77.115	-	-
Amazonas D	131.241	129.189	-	-
SPEs:				
Energia Sustentável do Brasil	-	-	734.400	734.400
TDG Transmissora Delmiro Gouveia	-	-	101.000	101.000
Geradora Eólica Itaguaçu da Bahia SPE S.A.	-	-	73.157	72.814
Frontera Oeste Transmissora de Energia S.A.	-	-	40.017	37.467
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	9.800	9.800
	<u>1.697.401</u>	<u>1.701.275</u>	<u>958.374</u>	<u>955.481</u>
Outros investimentos	-	-	2.128	4.357
	<u>1.697.401</u>	<u>1.701.275</u>	<u>960.502</u>	<u>959.838</u>

NOTA 14 – RISCO HIDROLÓGICO

Nos anos de 2014 e 2015 o país enfrentou condições hidrológicas adversas, fato que desencadeou uma série de consequências para o setor elétrico. Especificamente para as geradoras participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, a baixa geração de energia das usinas hidráulicas em patamares abaixo da Garantia Física do MRE ocasionou a redução do fator de ajuste do MRE ou *Generation Scaling Factor* – GSF.

Essa redução interferiu diretamente na entrega de energia para cumprimento dos contratos de fornecimento, pois devido à insuficiência de energia, as geradoras ficam expostas ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD no Mercado de Curto Prazo, onde a energia de reposição representa valores muito acima daqueles praticados em seus contratos de longo prazo, para conseguirem honrar com seus contratos, incorrendo efeitos econômico-financeiros negativos, devido ao custo elevado.

A Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, dentre outras questões estabelece as condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica aos agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. De acordo com o disposto no art. 1º da norma, o risco hidrológico pode ser repactuado, desde que haja anuência da ANEEL, e com efeitos retroativos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração de energia elétrica.

A ANEEL, em função do disposto na Lei, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios e as demais condições para a repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. As Companhias Eletronorte, Eletrosul, Furnas e Amazonas GT aderiram à repactuação.

Notas Explicativas

A composição dos valores contabilizados em decorrência da repactuação do risco hidrológico, referente aos contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulado – ACR são os seguintes:

	CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017
UHE Tucuruí	154.292	162.602
UHE Serra da Mesa	110.800	119.530
UHE Mascarenhas de Moraes	43.324	47.296
UHE Itumbiara	15.887	17.873
UHE Simplício	27.185	30.206
UHE Batalha	16.339	17.106
UHE Balbina	7.765	7.490
UHE Mauá	12.427	12.709
UHE Manso	3.538	4.979
UHE Passo São João	4.913	5.024
UHE São Domingos	4.738	4.846
	<u>401.209</u>	<u>429.662</u>
 Total do Ativo Circulante	 87.941	 104.530
Total do Ativo Não Circulante	<u>313.268</u>	<u>325.132</u>
TOTAL	<u>401.209</u>	<u>429.662</u>

Notas Explicativas



NOTA 15 – INVESTIMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Furnas	20.585.619	19.949.366	-	-
Chesf	13.959.233	13.781.383	-	-
Eletrosul	5.867.641	5.824.553	-	-
Eletronorte	16.633.075	16.268.119	-	-
Eletropar	166.958	168.291	-	-
Chui IX	28.423	26.051	-	-
Santa Vitória do Palmar	572.140	574.902	-	-
Hermenegildo I	109.972	98.858	-	-
Hermenegildo II	110.284	92.576	-	-
Hermenegildo III	85.895	78.860	-	-
	58.119.240	56.862.959	-	-
b) Coligadas				
CTEEP	3.504.534	3.420.726	3.571.353	3.485.985
Lajeado Energia	77.772	64.103	77.772	64.103
CEB Lajeado	53.121	49.153	53.121	49.153
Paulista Lajeado	31.649	30.436	31.649	30.436
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	232.260	224.668
EMAE	326.135	319.915	338.002	331.556
CEMAR	849.555	821.010	849.555	821.010
Outros	776.677	1.263.614	776.677	1.263.614
	5.619.443	5.968.957	5.930.389	6.270.525
c) Controlada em conjunto				
Mangue Seco II	18.097	18.594	18.096	18.594
Norte Energia (Belo Monte)	1.877.891	1.776.786	6.254.179	5.868.703
Rouar	142.238	105.413	142.238	105.413
Madeira Energia S.A. (MESA)	-	-	1.851.479	2.077.575
ESBR Participações S.A.	-	-	3.225.170	3.297.141
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	-	-	1.329.836	1.314.514
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	1.049.211	1.046.172
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	691.148	691.021
Enerpeixe S.A.	-	-	307.087	292.002
Teles Pires Participações	-	-	749.572	764.559
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	-	-	416.762	389.981
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	1.520.949	1.478.019
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	356.885	356.302
Mata de Santa Genebra	-	-	464.766	459.169
Goiás Transmissão S.A.	-	-	182.220	181.481
Companhia Energética Sinop S.A.	-	-	603.474	539.498
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	216.564	216.741
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	217.980	210.592
Transnorte Energia S.A.	-	-	148.416	148.453
Chapada Piauí II Holding S.A.	-	-	126.759	137.715
MGE Transmissão S.A.	-	-	115.488	115.039
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	-	-	258.552	257.441
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	-	-	154.859	154.498
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	-	-	126.802	124.386
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	128.702	123.527
Chapada Piauí I Holding S.A.	-	-	114.135	126.385
Empresa de Energia São Manoel	-	-	656.595	649.731
Paranaíba Transmissora	-	-	162.921	160.191
Vale do São Bartolomeu	-	-	117.569	123.131
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	-	134.655	123.182
Triângulo Mineiro Transmissora	-	-	152.092	163.637
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	-	-	203.637	198.174
Serra do Facão Energia S.A.	-	-	25.708	26.212
Transenergia São Paulo S.A.	-	-	93.911	93.433
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	130.046	131.635
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	-	96.412	96.172
Outros	166.239	165.449	867.506	890.785
	2.204.465	2.066.242	23.412.381	23.151.204
SUBTOTAL	65.943.148	64.898.158	29.342.770	29.421.729
Provisão para perdas em investimentos	(49)	(49)	(2.016.479)	(2.132.024)
TOTAL	65.943.099	64.898.109	27.326.291	27.289.705

Notas Explicativas

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Investimentos mensurados a valor justo				
AES Tietê	379.112	398.161	379.112	398.161
Coelce	271.777	270.825	271.777	270.825
Energisa S.A.	277.640	218.432	277.640	218.432
Cesp	128.525	133.709	128.525	133.709
Celpa	39.772	38.556	39.772	38.556
Celesc	110.346	112.396	110.346	112.396
CELPE	17.014	18.258	17.014	18.258
Energisa MT	39.232	-	39.232	-
COPEL	35.254	32.759	35.254	32.759
CGEEP	18.324	17.551	18.324	17.551
CEB	9.492	8.339	9.492	8.339
AES Eletropaulo	-	-	37.428	34.264
Energias do Brasil	-	-	25.188	25.491
Outros	12.156	12.248	109.569	109.918
	<u>1.338.644</u>	<u>1.261.234</u>	<u>1.498.673</u>	<u>1.418.659</u>

15.1 – Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	381.719	381.719
Empresa de Energia São Manoel	-	-	349.748	349.748
Madeira Energia S.A. (*)	-	-	191.196	191.196
Norte Brasil Transmissora S.A.	-	-	294.580	294.580
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	239.742	239.742
ESBR Participações S.A.	-	-	223.656	223.656
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	88.878	88.878
Goiás Transmissão	-	-	54.640	54.640
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	-	-	43.686	43.686
Triângulo Mineiro Transmissora	-	-	41.161	41.161
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	24.965	24.965
Companhia Energética Sinop	-	-	34.331	17.166
Teles Pires Participações	-	-	13.333	13.333
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	7.028	7.028
Inambari	49	49	54	54
Outros	-	-	27.762	37.631
	<u>49</u>	<u>49</u>	<u>2.016.479</u>	<u>2.009.183</u>

(*) Vide efeito da investigação independente na nota 4.1.a

15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

A Companhia efetuou ajustes no valor do seu investimento na CTEEP no valor de R\$ 464.334 (R\$ 464.334 em 31 de dezembro de 2017), a fim de padronizar as políticas contábeis dessas empresas com as adotadas pela Companhia para a elaboração de suas informações financeiras intermediárias consolidadas e individuais.

A Companhia optou por reverter parte do ajuste contábil da CTEEP em razão de acórdão favorável à mesma do TJ/SP proferido em agosto/2017, em que o pagamento da obrigação construtiva atuarial (razão que constituía o ajuste) foi suspenso no período de setembro a novembro de 2017. Esta decisão gerou, em 31 de dezembro de 2017, um impacto de R\$ 627.851 no resultado da Companhia.

Notas Explicativas



15.3 - Mutação dos investimentos

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia antes dos ajustes apresentados nos itens 15.1 e 15.2 acima:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2017	Alienação de participação	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/03/2018
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA								
Furnas	19.949.366	-	-	(8.707)	-	-	644.960	20.585.619
Chesf	13.781.383	-	-	(25.912)	-	-	203.762	13.959.233
Eletrosul	5.824.553	-	-	-	-	-	43.088	5.867.641
Eletronorte	16.268.119	-	-	(1)	-	-	364.956	16.633.074
Eletropar	168.291	-	-	2.483	-	-	(3.817)	166.957
Chui IX	26.051	-	-	-	2.723	-	(352)	28.422
Santa Vitória do Palmar	574.902	-	-	-	-	-	(2.761)	572.141
Hermenegildo I	98.858	-	-	-	11.681	-	(567)	109.972
Hermenegildo II	92.576	-	-	-	19.082	-	(1.374)	110.285
Hermenegildo III	78.860	-	-	-	8.494	-	(1.459)	85.895
Mangue Seco II	18.594	-	-	-	-	-	(498)	18.096
Norte Energia (Belo Monte)	1.776.786	-	-	-	76.200	-	24.905	1.877.891
Rouar	105.413	-	-	34.948	-	-	1.877	142.238
CTEEP	3.420.726	-	-	-	-	-	83.809	3.504.535
Lajeado Energia	64.103	-	-	-	-	-	13.669	77.772
CEB Lajeado	49.153	-	-	-	-	-	3.969	53.122
Paulista Lajeado	30.436	-	-	-	-	-	1.213	31.649
EMAE	319.915	-	-	-	-	-	6.219	326.134
CEMAR	821.010	-	-	-	-	-	28.544	849.554
Outros	1.429.063	(363.831)	-	(62.178)	-	(45.626)	(14.510)	942.918
TOTAL DE INVESTIMENTOS	64.898.158	(363.831)	-	(59.367)	118.181	(45.626)	1.395.635	65.943.148
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO								
Controladas, coligadas e controladas em conjunto	Saldo em 31/12/2017	Alienação de participação	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/03/2018
Mangue Seco II	18.594	-	-	-	-	-	(498)	18.096
Norte Energia (Belo Monte)	5.868.703	-	177.698	-	76.200	-	131.578	6.254.179
CTEEP	3.485.985	-	-	-	-	-	85.368	3.571.353
Lajeado Energia	64.103	-	-	-	-	-	13.669	77.772
CEB Lajeado	49.153	-	-	-	-	-	3.969	53.122
Paulista Lajeado	30.436	-	-	-	-	-	1.213	31.649
Rouar	105.413	-	-	34.948	-	-	1.877	142.238
EMAE	331.556	-	-	-	-	-	6.446	338.002
CEMAR	821.010	-	-	-	-	-	28.544	849.554
Madeira Energia S.A. (MESA)	1.954.734	-	-	-	-	-	(103.255)	1.851.479
ESBR Participações S.A.	3.297.141	-	-	-	-	-	(71.971)	3.225.170
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	1.314.514	-	-	-	-	-	15.322	1.329.836
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	1.046.172	-	-	-	-	-	3.039	1.049.211
Manaus Transmissora de Energia S.A.	691.021	-	-	-	-	-	127	691.148
Enerpeixe S.A.	292.002	-	-	-	-	-	15.085	307.087
Teles Pires Participações	764.559	-	-	-	-	-	(14.987)	749.572
Chapacoense Geração S.A. (Chapacoense)	389.981	-	-	-	-	-	26.781	416.762
Belo Monte Transmissora de Energia	1.478.019	-	24.500	-	-	-	18.430	1.520.949
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	356.302	-	-	-	-	-	583	356.885
Mata de Santa Genebra	459.169	-	-	-	-	-	5.597	464.766
Energética Águas da Pedra S.A.	224.668	-	-	-	-	(5.143)	12.735	232.260
Goiás Transmissão S.A.	181.481	-	-	-	-	-	739	182.220
Empresa de Energia São Manoel	649.731	-	10.000	-	-	-	(3.136)	656.595
Companhia Energética Sinop S.A.	539.498	-	70.560	-	-	-	(6.584)	603.474
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	216.741	-	-	-	-	(10.621)	10.444	216.564
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	210.592	-	-	-	-	(1.307)	8.695	217.980
Transnorte Energia S.A.	148.453	-	-	-	-	-	(37)	148.416
Chapada Piauí II Holding S.A.	137.715	-	-	-	-	-	(10.956)	126.759
MGE Transmissão S.A.	115.039	-	-	-	-	-	449	115.488
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	257.441	-	-	-	-	-	1.111	258.552
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	154.498	-	-	-	-	-	361	154.859
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	124.386	-	-	-	-	-	2.416	126.802
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	123.527	-	-	-	-	-	5.175	128.702
Chapada Piauí I Holding S.A.	126.385	-	-	-	-	-	(12.250)	114.135
Paranaíba Transmissora	160.191	-	-	-	2.082	-	648	162.921
Vale do São Bartolomeu	123.131	-	1.560	-	-	-	(7.122)	117.569
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	123.182	-	-	-	-	(2.939)	14.412	134.655
Triângulo Mineiro Transmissora	163.637	-	-	-	-	-	(11.545)	152.092
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	198.174	-	-	-	-	-	5.463	203.637
Serra do Facão Energia S.A.	26.212	-	-	-	-	-	(504)	25.708
Transenergia São Paulo S.A.	93.433	-	-	-	-	-	478	93.911
Vamcruz I Participações S.A.	131.635	-	-	-	-	-	(1.589)	130.046
Edifica Serra das Vacas Holding S.A.	96.172	-	-	-	-	-	240	96.412
Outros	2.154.399	(363.831)	-	(62.178)	514	(57.996)	(26.725)	1.644.183
TOTAL DE INVESTIMENTOS	29.298.888	(363.831)	284.318	(27.230)	78.796	(78.006)	149.836	29.342.770

Notas Explicativas



Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/03/2017
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA								
Furnas	19.165.618	-	(10.899)	-	-	-	688.578	19.843.297
Chesf	12.529.022	-	(21.728)	-	-	-	208.858	12.716.152
Eletrosul	5.394.615	-	-	-	-	-	38.262	5.432.877
Elettronorte	15.351.617	-	-	-	-	-	516.474	15.868.091
Eletropar	157.900	-	5.284	-	-	-	2.024	165.207
Mangue Seco II	17.934	-	-	-	-	-	68	18.002
Norte Energia (Belo Monte)	1.600.637	-	-	92.250	-	-	10.052	1.702.939
Inambari	56	-	-	-	-	-	(7)	49
CEEE-GT	676.332	-	9.199	-	-	-	13.712	699.242
EMAE	282.091	-	-	-	-	-	2.921	285.012
CTEEP	2.543.906	-	-	-	-	-	70.857	2.614.763
CEMAR	729.888	-	-	-	-	-	12.269	742.157
Lajeado Energia	218.262	-	(7)	-	-	-	13.381	231.636
CEB Lajeado	72.989	-	-	-	-	(7.420)	4.785	70.353
Paulista Lajeado	26.143	-	-	-	-	-	763	26.906
Rouar	97.157	-	(2.688)	-	-	-	2.084	96.553
Energisa MT	394.774	-	-	-	-	-	8.368	403.142
Outros	162.956	-	(4.537)	-	-	-	-	158.419
TOTAL DE INVESTIMENTOS	59.421.897	-	(25.378)	92.250	-	(7.420)	1.593.450	61.074.797

Controladas, coligadas e controladas em conjunto	Saldo em 31/12/2016	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Alienação	Saldo em 31/03/2017
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO									
Mangue Seco II	17.934	-	-	-	-	-	68	-	18.002
Norte Energia (Belo Monte)	5.358.861	92.250	-	215.127	-	-	5.975	-	5.672.213
Inambari	101	-	-	-	-	-	(20)	-	81
CEEE-GT	676.332	-	9.199	-	-	-	13.712	-	699.242
EMAE	292.355	-	-	-	-	-	3.028	-	295.383
CTEEP	2.592.701	-	-	-	-	-	72.202	-	2.664.903
CEMAR	729.888	-	-	-	-	-	12.269	-	742.157
Lajeado Energia	218.262	-	(7)	-	-	-	13.381	-	231.636
CEB Lajeado	72.989	-	-	-	-	(7.420)	4.785	-	70.353
Paulista Lajeado	26.143	-	-	-	-	-	763	-	26.906
Rouar	97.157	-	(2.688)	-	-	-	2.084	-	96.553
Energisa MT	394.774	-	-	-	-	-	8.368	-	403.142
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.503.260	-	-	-	-	-	(89.676)	-	2.413.584
ESBR Participações S.A.	3.331.923	-	-	-	-	-	(49.488)	-	3.282.435
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	1.090.107	-	-	-	-	15.440	22.706	-	1.128.253
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	975.886	-	-	-	-	-	21.587	-	997.473
Manaus Transmissora de Energia S.A.	650.961	-	-	-	-	(272)	12.517	-	663.206
Enerpeixe S.A.	375.174	-	-	-	-	-	8.650	-	383.824
Teles Pires Participações	799.926	25.401	-	-	-	-	(14.988)	-	810.339
Chapacoense Geração S.A. (Chapacoense)	493.555	-	-	-	-	(66.000)	24.414	-	451.969
Belo Monte Transmissora de Energia	1.069.359	66.395	-	41.995	-	(413)	6.210	-	1.183.546
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	360.072	-	-	-	-	9.891	17.806	-	387.769
Mata de Santa Genebra	230.685	73.292	-	-	-	-	2.173	-	306.150
Energética Águas da Pedra S.A.	216.294	-	-	-	-	(536)	13.051	-	228.809
Goiás Transmissão S.A.	170.313	-	-	-	-	(1.279)	2.786	-	171.820
Empresa de Energia São Manoel	418.460	34.999	-	-	-	-	(585)	-	452.874
Companhia Energética Sinop S.A.	430.751	19.600	-	19.600	-	-	(526)	-	469.425
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	202.898	-	-	-	-	1.381	(7.549)	-	196.730
Integração Transmissora de Energia S.A.	201.033	-	-	-	-	(15.291)	21.007	-	206.749
Transnorte Energia S.A.	148.748	-	-	-	-	-	155	-	148.903
Chapada Piauí II Holding S.A.	117.701	-	-	-	-	-	(2.683)	-	115.018
MGE Transmissão S.A.	111.344	-	-	-	-	(690)	(1.444)	-	109.210
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	277.474	-	-	-	-	-	1.791	-	279.265
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	153.390	-	-	-	-	3.814	(3.126)	-	154.078
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	127.229	-	-	-	-	-	3.598	-	130.827
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	127.338	-	-	-	-	-	1.537	-	128.875
Chapada Piauí I Holding S.A.	104.060	-	-	-	-	-	1.704	-	105.764
Paranaíba	147.656	2.083	-	-	-	(3.051)	5.396	-	152.084
Transenergia São Paulo S.A.	92.138	-	-	-	-	-	994	-	93.132
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	106.480	-	-	-	-	-	(267)	-	106.213
Triângulo Mineiro Transmissora	128.765	9.465	-	-	-	-	44.328	-	182.558
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	140.280	50.929	-	-	-	-	(3.566)	-	187.643
Outros	1.290.071	18.960	(1.489)	254	-	(5.972)	29.164	(22.639)	1.308.349
TOTAL DE INVESTIMENTOS	27.070.828	393.374	5.014	276.976	-	(70.398)	204.291	(22.639)	27.857.445

Notas Explicativas



15.4 Informações do valor de mercado das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)	
			31/03/2018	31/12/2017
CTEEP	Equivalência Patrimonial	36,05%	3.834.819	3.848.829
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	1.653.105	1.377.138
AES Tietê	Valor de mercado	7,94%	379.112	398.161
ENERGISA MT	Valor de mercado	0,19%	52.510	418.862
COELCE	Valor de mercado	7,06%	271.777	270.825
ENERGISA S.A	Valor de mercado	2,31%	227.640	218.432
CESP	Valor de mercado	2,05%	128.525	133.709
CEEE-GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	442.531	516.139
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	113.041	94.872
EMAE	Equivalência Patrimonial	40,44%	162.905	131.189
CELPA	Valor de mercado	0,99%	39.772	38.556
CELESC	Valor de mercado	10,75%	110.346	112.396
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	34.264	34.264
CELPE	Valor de mercado	1,56%	17.014	18.258
COPEL	Valor de mercado	0,56%	35.254	32.759
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	25.491	25.491
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	18.324	17.551
CEB	Valor de mercado	2,10%	9.492	8.339
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	230	321

(*) Baseado na cotação das ações na data-base.

15.5 Resumo das informações dos principais empreendimentos controlados em conjunto e coligadas antes dos ajustes apresentados nos itens 15.1 e 15.2 acima:

I - Ativo e Passivo

Ativo e Passivo		31/03/2018										
		ATIVO					PASSIVO					
		Circulante		Não Circulante		Total Ativo	Circulante		Não Circulante		Patrimônio líquido	Total Passivo
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos		Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos		
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação											
Norte Energia S.A	49,98%	614	819.564	39.602.143	1.142.317	41.564.638	1.953.601	1.237.765	25.578.912	618.027	12.176.333	41.564.638
Madeira Energia S.A. (MESA)	39,00%	41.362	548.705	21.408.308	1.985.085	23.983.460	727.739	2.018.055	14.294.989	1.880.317	5.062.360	23.983.460
ESBR Participações	40,00%	42.390	808.777	20.797.863	803.694	22.452.724	372.461	632.926	10.651.090	2.725.348	8.070.899	22.452.724
Teles Pires Participações	49,44%	49.031	131.545	4.945.898	381.885	5.508.359	206.824	173.097	3.194.859	412.629	1.520.950	5.508.359
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	125.075	70.239	-	6.603.179	6.798.493	289.962	81.016	3.009.518	302.223	3.115.774	6.798.493
Interligação Elétrica da Madeira S.A. (IE Madeira)	49,00%	457	164.729	5.653.454	87.539	5.906.179	240.925	88.012	1.877.737	979.317	2.720.188	5.906.179
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	108.547	314.884	-	3.599.524	4.022.955	75.674	140.428	780.744	911.324	2.114.785	4.022.955
Chapcoense Geração S.A. (Chapcoense)	40,00%	46.440	279.904	2.789.260	143.615	3.259.219	138.911	213.633	1.140.716	724.056	1.041.903	3.259.219
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	127.084	106.061	3.296.705	288.223	3.818.073	377.643	46.631	1.357.814	66.179	1.969.806	3.818.073
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	59.426	179.771	-	2.670.454	2.909.651	73.118	151.490	675.669	622.136	1.387.238	2.909.651
Serra do Falcão Energia S.A.	49,47%	5	120.177	1.824.781	145.842	2.090.805	50.315	160.295	318.363	1.509.869	51.963	2.090.805
Companhia Energética Sinop	49,00%	3.377	205.807	-	2.049.244	2.258.428	70.567	75.400	860.963	22.142	1.229.356	2.258.428
Enerpeixe S.A.	40,00%	259.002	238.335	1.507.278	171.299	2.176.004	191.100	473.863	493.273	250.051	767.717	2.176.004
Paraná Transmissora	24,50%	29.256	23.394	1.540.942	43.208	1.636.800	52.856	66.171	637.351	215.440	664.982	1.636.800
Mata de Santa Genebra	49,90%	67.800	11.097	1.604.539	77.422	1.760.858	-	15.844	713.960	99.660	931.394	1.760.858
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	43.204	96.723	1.061.320	13.131	1.214.388	33.315	32.062	244.770	175.906	728.335	1.214.388
Transmissora Sul Litorânea de Energia (TSLE)	51,00%	18.490	108.265	863.994	38.349	1.029.098	35.959	27.640	541.604	24.608	399.287	1.029.098
Chapada Piauí I Holding S.A.	49,00%	15.852	26.549	839.972	22.805	905.178	39.092	43.218	495.935	38.907	288.026	905.178
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	52.627	46.717	-	734.243	833.587	35.434	44.925	269.597	13.451	470.180	833.587
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	17.671	20.052	759.287	27.268	824.278	24.451	28.561	539.513	116.032	115.721	824.278
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	35.967	204.325	496.080	29.322	765.694	21.597	60.798	95.682	145.649	441.968	765.694
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	80,00%	27.384	28.564	569.081	32.902	657.931	210.470	6.606	106.949	10.716	323.190	657.931
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	8.703	6.597	647.100	13.591	675.991	17.301	50.877	182.580	53.355	371.878	675.991
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	27.573	177.086	410.774	10.801	626.234	31.779	23.684	52.533	88.496	429.742	626.234
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	1.241	35.937	406.102	13.947	457.227	17.803	3.605	121.718	3.710	310.391	457.227
Vamcruz I	49,00%	56.466	25.280	469.414	-	551.160	16.558	31.653	205.575	31.971	265.403	551.160
Serra das Vacas Holding	49,00%	13.981	7.417	483.119	14.427	518.944	19.276	12.636	248.051	57.868	181.113	518.944
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	49,00%	16.639	7.310	442.314	5.722	471.985	12.440	17.989	93.029	32.488	316.039	471.985
Vale do São Bartolomeu	39,00%	1.419	7.640	452.977	2.247	464.283	20.068	33.593	105.957	3.206	301.459	464.283
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	49,00%	12.311	66.299	-	338.707	417.317	13.270	36.175	106.736	17.456	243.680	417.317
CTEEP	36,05%	3.031	2.190.705	39.274	14.200.117	16.433.127	209.511	501.182	393.002	4.344.715	10.984.717	16.433.127
Transnorte Energia S.A.	49,00%	7.821	7.593	-	292.296	307.710	-	1.514	-	3.454	302.742	307.710
MGE Transmissão S.A.	49,00%	6.745	4.007	350.796	8.305	369.853	9.287	19.120	73.520	32.236	235.690	369.853
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	49,00%	28	25.764	351.985	11.693	389.470	13.578	11.039	92.726	9.317	389.470	389.470
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71%	150	33.884	-	291.062	325.096	-	8.224	-	63.643	253.431	325.096
Rouar	50,00%	87.482	4.398	281.343	5.676	378.899	7.697	1.254	152.104	3.700	214.142	378.899
Paulista Lajeado	40,07%	565	23.187	12	120.086	143.850	14.629	-	-	263	128.958	143.850
Margue Saco II	49,00%	21.968	1.301	80.114	9.821	113.204	3.113	2.514	67.125	3.513	36.939	113.204
CEB Lajeado	2,10%	7.239	30.433	86.925	192.208	316.805	-	32.737	-	272	283.796	316.805
CEMAR	33,55%	1.778.830	1.057.954	3.266.208	464.431	6.567.423	719.520	683.254	2.266.570	365.200	2.532.879	6.567.423
Energisa MT	22,01%	324.872	1.399.918	1.819.246	2.464.485	6.008.521	271.346	1.196.868	2.073.662	542.764	1.923.881	6.008.521
EMAE	40,44%	119.598	138.298	19.776	902.512	1.180.184	-	87.351	-	257.019	835.814	1.180.184

Notas Explicativas



31/12/2017											
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	ATIVO					PASSIVO					
	Circulante		Não Circulante			Circulante		Não Circulante			Total Passivo
	Participação	Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Total Ativo	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Patrimônio líquido
Norte Energia S.A	49,98%	6.662	758.559	39.112.347	1.198.015	41.075.583	1.707.983	1.616.848	25.546.587	651.068	11.553.097
Madeira Energia S.A. (MESA)	39,00%	54.517	302.221	21.610.727	1.983.133	24.150.598	700.368	1.329.966	14.351.964	2.441.185	5.327.115
ESBR Participações	40,00%	34.942	853.131	21.112.677	609.424	22.610.174	366.460	575.246	10.696.889	2.728.727	22.610.174
Teles Pires Participações	49,44%	16.073	163.415	5.130.567	253.434	5.563.489	195.417	200.595	3.213.780	389.116	1.564.581
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	405	661.310	-	5.964.864	6.626.579	112.149	102.184	2.539.617	856.262	3.016.367
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	49,00%	313	173.300	5.659.537	107.676	5.940.826	220.000	88.492	1.973.559	976.093	2.682.682
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	98.638	314.214	-	3.615.305	4.028.157	75.597	133.354	797.490	913.135	2.108.581
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	40,00%	116.427	213.292	2.810.636	153.695	3.294.050	138.788	287.902	1.172.181	720.226	974.953
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	190.995	9.296	3.240.312	317.981	3.758.584	22.569	70.849	1.651.347	64.607	1.949.212
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	61.494	173.981	-	2.386.043	2.621.518	74.449	95.821	688.775	374.384	1.388.089
Serra do Falcão Energia S.A.	49,47%	2	102.870	1.849.919	145.906	2.098.697	49.633	165.764	327.914	1.502.405	52.981
Companhia Energética Sinop	49,00%	216.130	10.709	1.908.867	2.135.706	22.292	101.362	887.364	23.673	1.101.015	2.135.706
Enerpeixe S.A.	40,00%	188.574	262.377	1.520.658	170.111	2.141.720	178.570	487.881	492.997	252.267	730.005
Paranaíba Transmissora	24,50%	14.677	22.608	1.558.028	54.330	1.649.643	53.318	43.298	638.779	260.406	653.842
Mata de Santa Genebra	49,90%	9.877	12.089	1.501.117	66.825	1.589.908	554.688	25.218	-	83.311	926.691
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	47.547	96.294	1.064.527	15.612	1.223.980	33.443	37.042	249.996	176.353	727.146
Santa Vitória do Palmar	49,00%	145.618	34.224	1.776.548	25	1.956.415	56.866	76.985	1.000.913	144.597	677.055
Transmissora Sul Litorânea de Energia (TSLE)	51,00%	6.723	121.200	848.967	42.018	1.018.908	41.838	36.960	528.565	22.968	388.577
Chapada Piauí I Holding S.A.	49,00%	17.896	23.310	839.914	21.543	902.663	39.237	41.743	503.967	7.331	310.385
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	32.155	50.486	741.313	823.954	1.597.745	55.976	277.707	13.333	441.538	823.954
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	19.376	19.779	761.511	24.153	824.819	24.239	22.141	543.917	93.801	140.721
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	15.414	210.299	505.402	30.803	761.918	21.377	47.282	101.172	149.760	442.327
Chui	49,00%	61.103	11.743	682.376	17.062	772.284	27.097	26.938	300.431	25.340	392.478
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	80,00%	27.050	29.554	570.103	32.757	639.464	212.619	8.226	106.174	10.644	321.801
Goias Transmissão S.A.	49,00%	10.099	6.607	650.380	13.456	680.522	17.240	54.636	184.702	53.574	680.522
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	32.554	168.610	417.904	11.432	630.500	31.763	22.742	60.294	88.707	426.994
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	2.586	4.671	462.875	-	470.132	23.109	3.663	106.680	2.726	333.954
Vamcruz I	49,00%	52.902	31.929	472.194	-	557.025	16.679	42.355	206.984	22.361	268.646
Serra das Vacas Holding	49,00%	7.013	8.989	488.798	14.743	519.543	19.216	7.706	250.101	61.897	180.623
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	49,00%	14.620	6.226	447.099	5.664	473.609	12.363	18.071	95.063	32.811	315.301
Vale do São Bartolomeu	39,00%	1.052	2.176	459.597	-	462.825	20.068	27.431	104.182	425	310.719
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	49,00%	6.831	72.110	336.922	415.863	1.151.864	13.273	41.239	109.784	37.302	214.265
Lajeado Energia	40,07%	106.662	104.197	1.571.997	1.882.664	3.559.517	243.212	527.096	100.277	851.562	1.882.664
CTEEP	36,05%	6.585	2.637.124	60.241	14.548.223	17.252.173	451.440	337.664	1.491.548	3.771.865	11.199.656
Transnorte Energia S.A.	49,00%	8.168	7.502	-	291.903	307.573	-	1.388	-	3.367	302.818
MGE Transmissão S.A.	49,00%	5.843	4.037	352.728	8.176	370.784	9.282	19.336	75.028	32.366	370.784
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	49,00%	14.256	9.619	353.676	11.886	389.295	13.564	94.943	13.462	253.850	389.295
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71%	122	29.634	-	290.151	319.907	-	8.926	-	62.486	248.495
Rouar	50,00%	87.655	4.972	286.181	2.499	381.307	9.812	1.102	155.945	3.660	210.787
Paulista Lajeado	40,07%	24.086	23.951	13	120.664	168.714	36.453	6.072	-	258	168.714
Mangue Seco II	49,00%	20.321	1.906	89.227	3.124	114.578	3.147	1.988	67.800	3.688	114.578
CEB Lajeado	2,10%	5.448	30.394	88.402	192.830	317.074	43.182	-	-	273.892	317.074
CEMAR	33,55%	1.742.518	1.135.366	3.253.642	421.814	6.553.340	683.850	768.721	2.305.917	347.053	2.447.799
EMAE	40,44%	71.319	148.013	169.982	740.777	1.130.091	6.994	85.975	83.380	223.316	730.426

II - Resultado

31/03/2018						
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Norte Energia S.A	890.765	43.271	(255.553)	(87.791)	166.036	(587)
Madeira Energia S.A. (MESA)	776.677	18.731	(414.924)	9.728	(264.755)	(212.452)
ESBR Participações	380.644	7.325	(178.291)	88.112	(171.953)	(136.860)
Teles Pires Participações	128.319	2.570	(53.242)	8.610	(25.443)	(29.558)
Belo Monte Transmissora de Energia	773.287	434	(449.042)	(211.549)	101.226	(429.526)
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	119.079	4.072	(49.508)	(14.718)	37.506	(1.780)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	50.651	2.092	(27.473)	(12.130)	6.203	-
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	210.828	10.363	(49.492)	(34.519)	66.950	(20.370)
Empresa de Energia São Manoel	38.955	1.829	(21.886)	2.658	(5.226)	(15.365)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	16.765	868	(11.765)	-	(104)	(16.798)
Serra do Falcão Energia S.A.	57.766	739	(35.211)	489	1.212	(18.273)
Companhia Energética Sinop	15.029	2.153	(130)	-	(15.659)	(118)
Enerpeixe S.A.	90.862	13.814	(35.791)	(6.925)	37.712	(13.127)
Paranaíba Transmissora	18.888	751	(10.305)	(7.042)	2.641	(6)
Mata de Santa Genebra	63.881	919	(10.077)	(7.446)	14.478	(12)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	10.664	551	(3.276)	(2.804)	1.189	(190)
Transmissora Sul Litorânea de Energia (TSLE)	15.802	433	(3.169)	(1.641)	10.711	(18)
Chapada Piauí I Holding S.A.	10.220	(128)	(20.288)	(246)	(25.001)	-
Energética Águas da Pedra S.A.	64.992	891	(7.082)	(5.470)	28.642	(5.610)
Chapada Piauí II Holding S.A.	7.217	(241)	(21.289)	(501)	(22.359)	-
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	33.041	818	(3.629)	(2.993)	21.315	(405)
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	8.270	467	(4.914)	(710)	1.389	(1)
Goias Transmissão S.A.	6.045	208	(2.807)	(806)	1.508	(12)
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	30.431	661	(2.175)	(3.676)	13.634	(295)
Triângulo Mineiro Transmissora	17.814	191	(1.605)	(339)	(24.460)	(9)
Vamcruz I	10.244	264	(5.887)	(492)	(3.243)	(1.504)
Serra das Vacas Holding	26.561	253	(13.326)	(1.015)	490	(214)
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	4.301	200	(1.544)	(178)	737	(4)
Vale do São Bartolomeu	22.957	134	(151)	(104)	(22.397)	(7)
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	14.187	220	(2.743)	(19.352)	(9.288)	(8)
CTEEP	546.607	29.040	(64.333)	(105.696)	236.948	-
Transnorte Energia S.A.	989	111	(3)	(81)	(77)	-
MGE Transmissão S.A.	3.628	126	(1.164)	(163)	917	(4)
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	11.094	185	(1.791)	(426)	4.931	(1.696)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	7.298	70	(23)	(1.369)	4.896	-
Rouar	9.012	37	(2.610)	2.635	3.820	(4.206)
Paulista Lajeado	12.953	751	(698)	(454)	3.363	-
Mangue Seco II	3.064	433	(1.234)	-	(1.016)	(1.366)
CEB Lajeado	31.394	484	(1.098)	(7.083)	9.904	(5)
CEMAR	906.575	54.563	(69.436)	(18.130)	85.080	(43.043)
Energisa MT	1.018.877	28.053	(84.302)	(44.060)	125.033	(59.098)
EMAE	424	21.009	(278)	(5.126)	15.939	(344)

Notas Explicativas



II - Resultado

31/03/2017						
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Norte Energia S.A.	478.859	6.773	(136.395)	(36.441)	67.014	(76.948)
Madeira Energia S.A. (MESA)	736.396	18.290	(396.070)	7.170	(229.941)	(199.176)
ESBR Participações S.A.	588.924	4.419	(29.472)	75.810	(149.527)	(192.166)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	106.251	8.418	(52.396)	(12.383)	37.556	(1.521)
Teles Pires Participações	192.501	10.414	(102.566)	5.304	(40.266)	(45.414)
Belo Monte Transmissora	691.731	2.392	(73.040)	(45.755)	12.708	(38)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	34.735	1.806	(20.419)	-	12.039	-
Chapcoense Geração S.A. (Chapcoense)	206.196	8.418	(53.758)	(31.728)	61.036	(21.521)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	24.654	2.143	(18.946)	(1.726)	3.351	(2.156)
Empresa de Energia São Manoel	-	131	(29)	1.311	(2.545)	-
Serra do Facão Energia S.A.	77.014	1.110	(47.397)	2.384	(9.098)	(27.427)
Enerpeixe S.A.	75.402	2.529	(21.845)	(11.012)	21.625	(13.252)
Companhia Energética SINOP S.A.	-	-	-	2.958	(2.030)	(6.387)
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	33.444	141	(9.422)	(4.591)	11.378	(2.161)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	19.403	1.411	(7.055)	26.685	36.339	(93)
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	740.809	14.541	(110.706)	1.141	(2.051)	(54)
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	24.281	1.016	(18.234)	(885)	(13.244)	(12.748)
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia	24.545	2.473	(32.023)	16.842	7.517	(26)
Chapada Piauí II Holding S.A.	29.183	1.087	(21.730)	(1.067)	(5.475)	(7.831)
Energética Águas da Pedra S.A.	60.701	-	-	(5.718)	31.229	(6.053)
Chapada Piauí I Holding S.A.	29.245	924	(14.172)	(1.008)	3.477	(7.648)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	31.471	825	(5.774)	(35.275)	(15.407)	(1)
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S/A	14.444	1.095	(8.212)	(1.768)	3.442	(3)
Goiás Transmissão S.A.	14.501	485	(4.841)	(635)	5.687	(17)
Integração Transmissora de Energia S.A.	28.229	1.306	(3.115)	(4.281)	15.743	(15)
Chuí Holding S.A.	11.194	1.343	(8.853)	(565)	(7.302)	(8.701)
Triângulo Mineiro Transmissora	21.606	336	(2.112)	(480)	89.683	(4)
Vamcruz I Participações S.A.	16.961	215	(7.859)	(585)	(2.662)	(5.072)
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	15.582	475	(10.642)	(530)	(7.864)	(5.682)
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	6.588	284	(1.844)	(261)	1.404	(4)
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	16.586	790	(3.289)	(167)	7.344	(2.486)
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	26.848	618	(1.248)	(203)	61.875	(7)
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	9.249	290	(2.076)	-	5.720	-
MGE Transmissão S.A.	6.580	378	(2.105)	(340)	(2.946)	(6)
CTEEP	530.591	12.222	(41.491)	(98.432)	245.383	(2.412)

15.5.1 - Empresas de Distribuição:

(a) Celg Distribuição – CELG-D - Em 26 de setembro de 2014, a Companhia adquiriu 51% das ações ordinárias representativas do capital social da CELG D, tornando-se controladora da CELG D. A CELG D, é uma sociedade anônima de capital fechado, é concessionária de serviço público de energia elétrica no seguimento de distribuição e foi constituída em 23 de março de 2007.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou a referida controlada como ativo mantido para venda, uma vez que a Companhia estava comprometida com a alienação do controle acionário da referida controlada, que se concretizou no leilão de Desestatização ocorrido em 30 de novembro de 2016.

Em 14 de fevereiro de 2017, foi assinado, o contrato de compra e venda de Ações da CELG D entre Eletrobras, Companhia Celg de Participações – CELGPAR e ENEL BRASIL S/A, alienando a totalidade das ações da CELG D pertencentes a Eletrobras para a ENEL BRASIL S/A. A Eletrobras recebeu, nesta data, o valor de R\$ 1.065.266 referente à alienação da CELG D e reconheceu um ganho no resultado do período findo em 31 de março de 2017 relativo a venda da controlada no montante de R\$ 1.524.687.

Para as demais empresas de distribuição, ver nota 34, para as empresas de distribuição mantidas para venda na nota 43.

(b) Energisa Mato Grosso - Em 15 de janeiro de 2018 o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a alienação de parte das ações na coligada Energisa MT através da OPA - Oferta Pública voluntária para Aquisição de ações ordinárias e preferenciais.

Notas Explicativas

A Eletrobras aderiu à OPA e alienou 1.168.717 ações ordinárias e 30.945.402 ações preferenciais ao preço por ação de R\$8,60 totalizando um valor recebido de R\$ 275.534 líquido de impostos.

Em 2 de fevereiro de 2018 a Eletrobras realizou outra alienação de 10.255.310 ações preferenciais na coligada Energisa MT ao preço por ação de R\$ 8,63 totalizando um valor recebido de R\$88.298 líquido de impostos.

Após as alienações de participação na Energisa MT mencionadas acima, a Companhia descontinuou o uso do método de equivalência patrimonial para avaliação dessa entidade, visto que após a diminuição da participação a Eletrobras deixou de ter influência significativa na Energisa MT, desqualificando-a como coligada, passando a ser um ativo financeiro e, portanto, avaliado a valor justo.

15.5.2 – Empresas de Geração e Transmissão:

(a) Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - tem como objetivo principal a transmissão e a geração de energia elétrica diretamente ou através da participação em Sociedades de Propósito Específicos. A Companhia realiza estudos, projetos, construção, operação e manutenção das instalações dos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. O seu sistema de geração é formado por 5 usinas hidrelétricas, 2 PCH's, 35 parques eólicos e uma unidade solar fotovoltaica perfazendo uma potência instalada de 6.708 MW*, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 2.487,1 km* de linhas de alta tensão.

(b) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) - concessionária de serviço público de energia elétrica que tem por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica. O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual superior a 97% da produção total. As operações da CHESF na atividade de geração de energia contam com 13 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.613 MW*, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 119 subestações e 20.313,3 Km* de linhas de alta tensão.

(c) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) - concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada pela Companhia, com atuação predominante nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. As operações da Companhia com a geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.860,05 MW* e 8 usinas termelétricas, com capacidade de 521,82 MW*, perfazendo uma capacidade instalada de 9.381,87 MW*. A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 11.617,12 Km* de linhas de transmissão, 56 subestações no Sistema Interligado Nacional – SIN, 190,20 Km* de linhas de transmissão, 11 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 11.807,32 Km* de linhas de transmissão e 57 subestações.

(d) Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) – controlada pela Companhia, atua na geração, transmissão e comercialização predominantemente na região abrangida pelo Distrito Federal e os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Pará, Tocantins, Rondônia, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, além de participar de Sociedades de Propósito Específico. O sistema de produção de energia elétrica operado por Furnas é composto por 10 usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 em parceria com a iniciativa privada e

Notas Explicativas

8 em regime de sociedade de propósito específica (SPE), com uma potência instalada de 16.586,26 MW*, e 2 usinas termelétricas com 530 MW* de potência instalada total.

15.5.3 - Demais Empresas

- a) Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) - concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A Companhia detém a concessão para a distribuição de energia elétrica em 217 municípios do Estado do Maranhão, regulada pelo Contrato de Concessão nº 60, de 28 de agosto de 2000, celebrado com a ANEEL, o qual permanece com o seu termo de vigência até agosto de 2030, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos.

- b) Eletrobras Participações S.A. (Eletropar) - controlada pela Companhia, e tem por objeto social a participação no capital social de outras sociedades.

Em 15 de dezembro de 2015, a Assembleia Geral de Credores da Eletronet S.A., a qual a Eletropar é agente de Furnas, Chesf e Eletronorte, deliberou pela quitação das obrigações da Eletronet, tendo sido requerida a declaração judicial de extinção de obrigações e o encerramento da falência, com a retomada do exercício ordinário de suas atividades e a produção dos demais efeitos pertinentes.

Em 27 de novembro de 2015, foi celebrado o memorando de entendimento (MOU), assinado entre a Eletrobras, Eletropar e LT Bandeirantes (acionista majoritária da Eletronet), em que estabeleceu o direito de receber da Eletronet, e o dever de repassar integralmente às Cedentes Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas, o montante de R\$ 15 milhões.

A Controlada Furnas emitiu cobranças contra a Controlada Eletropar, referente ao período de janeiro de 2016 até setembro de 2017. Entretanto, a Controlada Eletropar entende que há uma divergência entre a cobrança e os valores acordados no MOU.

- c) Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) - sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica.
- d) Companhia Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) - sociedade de capital aberto, autorizada a operar como concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo como atividades principais o planejamento, a construção e a operação de sistemas de transmissão de energia elétrica.
- e) Centrais Elétricas do Pará S.A. (CELPA) - sociedade de capital aberto, sob o controle acionário da Equatorial Energia S.A. (Equatorial), que atua na distribuição e geração de energia elétrica no Estado do Pará, atendendo consumidores em 143 municípios, conforme Contrato de Concessão 182/1998, assinado em 28 de julho de 1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028. Além do contrato de distribuição, a CELPA possui Contrato de Concessão de Geração 181/98 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028, renovável por igual período. A investida apresentava em 31 de março de 2018 um

Notas Explicativas

capital circulante líquido de R\$ 884.374 (R\$ 1.118.596 em 31 de dezembro de 2017), o resultado determinou um patrimônio líquido de R\$ 2.583.146 (R\$ 2.582.714 em 31 de dezembro de 2017) e lucros de R\$ 432 (lucros de R\$ 16.863 em 31 de março de 2017).

Todos os créditos existentes contra a investida até a data do ajuizamento do seu pedido de recuperação judicial, ainda que não vencidos, ressalvadas as exceções legais, deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial, aprovado em 01 de setembro de 2012 em assembleia geral de credores.

f) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (EMAE) - a concessionária de um complexo hidro energético localizado no Alto Tietê, centrado na Usina Hidroelétrica Henry Borden. A EMAE dispõe, ainda, da UHE Rasgão e a UHE Porto Góes, ambas no Rio Tietê. No Vale do Paraíba, município de Pindamonhangaba, está instalada a UHE Isabel, atualmente fora de operação. A investida apresentava em 31 de março de 2018 um capital circulante líquido de R\$ 183.387 (R\$177.472 em 31 de dezembro de 2017).

g) Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A. (Energisa MT) - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da Energisa S.A., atuando na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria através de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange o Estado de Mato Grosso, atendendo consumidores em 141 municípios. Conforme Contrato de Concessão de 03/1997, assinado em 11 de dezembro de 1997, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 11 de dezembro de 2027, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 04/1997, de 3 Usinas Termelétricas com suas respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027.

h) Norte Energia S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte), no rio Xingu, localizada no Estado do Pará e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A Companhia detém 49,98% do capital social da Norte Energia dos quais 34,98% estão divididos entre as subsidiárias Chesf (15%) e Eletronorte (19,98%). Essa investida vem despendendo quantias significativas em custos de organização, desenvolvimento e pré-operação, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras. A investida necessitará de recursos financeiros dos seus acionistas e de terceiros em montante significativo, para a conclusão de sua Usina Hidrelétrica. Em 31 de março de 2018, a investida apresentava um capital circulante líquido negativo de R\$ 2.371.188 (R\$ 2.559.610 negativo em 31 de dezembro de 2017).

i) Madeira Energia S.A. – sociedade anônima de capital fechado, constituída em 27 de agosto de 2007, e tem por objetivo desenvolvimento do projeto de implementação da Usina Hidrelétrica Santo Antônio e de seu sistema de transmissão, em trecho do Rio Madeira, município de Porto Velho, Estado de Rondônia, e do seu Sistema de Transmissão Associado. A Companhia detém 39% do capital social da Madeira Energia. Em 31 de dezembro de 2017 a investida possuía 50 unidades geradoras em operação comercial, totalizando 2.328,1 MW médios de garantia física.

Em 31 de março de 2018, a investida Madeira Energia S.A. (MESA), da qual Furnas tem participação de 39% apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante negativo de R\$ 2.155.727 (R\$ 2.143.477 negativo em 31 de dezembro de 2017). Para equalização da situação do capital circulante negativo, a investida conta com os aportes de recursos de seus acionistas.

Notas Explicativas



Parte da situação financeira da MESA é afetada pelo reconhecimento de provisão para perdas sobre parte do valor esperado de recebimento de dispêndios reembolsáveis junto ao Consórcio Construtor Santo Antônio (CCSA).

I. Direito de Ressarcimento CCSA

Tal recebível teve sua origem por ocasião da assinatura do 2º termo aditivo ao Contrato de Concessão com a ANEEL, embasado pela apresentação de um cronograma de entrada em operação comercial pelo CCSA, antecipando, pela segunda vez, o início de entrada em operação das unidades geradoras do empreendimento, sendo firmado então, no Contrato para Implantação da UHE Santo Antônio e em “Termos e Condições”, o referido compromisso. No entanto, este cronograma não foi plenamente atendido, fazendo com que o resultado líquido desta apuração gerasse para a MESA um direito de ressarcimento junto ao CCSA.

Para a aferição do cálculo desse dispêndio reembolsável, o CCSA requereu a aplicação da cláusula 31.1.2.1.1 do contrato EPC, que apresenta o limitador contratual de R\$ 122,00/MWh* para o repasse do custo pela compra de volume de energia. Diante desta consideração, a Administração da MESA efetuou, durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, análises adicionais, incluindo aspectos legais, e mudou sua estimativa quanto ao valor de realização do ativo (o acima citado direito de ressarcimento junto ao CCSA). Assim, sob o valor total do dispêndio reembolsável de R\$ 1.579.322, foi reconhecida uma provisão para perda cujo valor em 31 de março de 2018 foi de R\$ 678.551, o que reflete o valor líquido esperado de recebimento de R\$900.771 em março de 2018(R\$ 887.747 em 31 de dezembro de 2017).

Para dirimir dúvidas quanto à utilização do limitador contratual considerado no cálculo de parte do resultado líquido da antecipação do cronograma de entrada em operação comercial da usina, prevista no 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), que originou o referido impairment, a Controlada requereu, perante International Chamber of Commerce (“ICC”), a instauração de processo arbitral face ao CCSA, sendo que o mesmo é revestido de confidencialidade, nos termos do Regulamento de Arbitragem da ICC. O Tribunal Arbitral foi instaurado em janeiro de 2017.

Adicionalmente, SAAG Investimentos S.A. (“SAAG”) e CEMIG Geração e Transmissão S.A. (“CEMIG”) requereram perante a Câmara de Arbitragem do Mercado (“CAM”), instauração de procedimento arbitral em face da Madeira Energia S.A. – CAM 63/15, em razão da constituição do impairment, o qual foi julgado em 07 de junho de 2017, deferindo os pedidos dos requerentes e determinando a reversão do impairment citado acima. A sentença arbitral foi tempestivamente cumprida pela MESA e sua subsidiária integral, com a respectiva reversão do impairment no balancete contábil encerrado em julho de 2017.

Entretanto, a Companhia reconhece uma provisão para perda no valor de R\$ 678.551 em 31 de março de 2018 conforme supracitado.

II. Devolução de capital

Por meio de outro procedimento de arbitragem sigiloso iniciado em 2014 em face da MESA e junto à Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM nº 048/2014), os sócios SAAG Investimentos S.A. (SAAG) e Cemig Geração e Transmissão S.A. questionaram, substancialmente, parte do aumento de capital aprovado na MESA destinado ao pagamento de pleitos do Consórcio Construtor Santo Antônio (“CCSA”), no valor de aproximadamente R\$ 780 milhões com fundamento na falta de apuração dos valores supostamente devidos pelo CCSA e de aprovação prévia pelo Conselho de Administração, como exigem o Estatuto

Notas Explicativas

e o Acordo de Acionistas da MESA, bem como na existência de créditos desta contra o CCSA, passíveis de compensação, em montante superior aos pleitos.

Em atendimento à Sentença Arbitral proferida pela Câmara de Arbitragem do Mercado – CAM 48/14, procedeu-se a anulação parcial do aumento de capital ocorrido na Assembleia Geral Extraordinária de 21.10.2014, que gerou o cancelamento de 605.280.000 (seiscentos e cinco milhões e duzentas e oitenta mil) ações, subscritas e integralizadas, sendo pertencente a Furnas o montante de 304.200.000 (trezentos e quatro milhões e duzentos mil) ações.

Em 31 de março de 2018 os efeitos da anulação parcial do aumento de capital retroagem ao exercício de 2014 estão atualizados monetariamente pela aplicação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), cujo montante é de R\$ 358.084. A devolução dos recursos aos acionistas depende de Assembleia Geral, a qual definirá a data e os critérios de atualização monetária, sendo que a estimativa da Administração é de que sejam corrigidos pelo IGPM e, caso a Companhia não efetue a devolução na data estabelecida pelos acionistas em Assembleia Geral a ser realizada sobre o tema, serão acrescidos juros de 1% ao mês.

j) ESBR Participações S.A. (ESBRP) - sociedade anônima de capital fechado, tem por objeto social exclusivo a participação no capital social da Sociedade de Propósito Específico (SPE) denominada Energia Sustentável do Brasil S.A. ("ESBR"), detentora da concessão de uso do bem público para exploração da Usina Hidrelétrica Jirau, concluído em dezembro de 2015 no Rio Madeira, no Estado de Rondônia. A Companhia detém 40% do capital ESBRP. Em 31 de março de 2018, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 76.770 (R\$ 53.633 negativo em 31 de dezembro de 2017), prejuízos acumulados de R\$ 1.076.766 (R\$ 888.859 em 31 de dezembro de 2017) e patrimônio líquido de R\$ 8.054.945 (R\$ 8.242.852 em 31 de dezembro de 2017).

k) Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IEMadeira) - constituída em 18 de dezembro de 2008 com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular as linhas de transmissão e subestações arrematadas nos Lotes D e F do Leilão nº 007/2008 da ANEEL. A linha de transmissão Porto Velho – Araraquara entrou em operação comercial em 01 de agosto de 2013. As estações Inversora e Retificadora entraram em operação comercial em 12 de maio de 2014. A companhia detém 49% do capital do IE Madeira. Em 30 de junho de 2017, foi aprovada em reunião do Conselho de Administração da Eletrobras, a transferência das participações acionárias da IEMadeira detidas pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) e Furnas Centrais Elétricas S.A. para Eletrobras Holding. A efetiva transferência das participações acionárias depende de autorização regulatória e ou de agentes financiadores.

l) Manaus Transmissora de Energia S.A. - sociedade anônima de capital fechado, constituída em 22 de abril de 2008 com o propósito específico de explorar concessões de serviços públicos de transmissão de energia elétrica, prestados mediante a implantação, operação, manutenção e construção de instalações de transmissão da rede básica do sistema elétrico brasileiro interligado, segundo os padrões estabelecidos na legislação e regulamentos em vigor.

A SPE detém a concessão, para construção, operação e manutenção de instalações de transmissão de Linha de Transmissão 500 kV* Oriximiná/Cariri CD, SE Itacoatiara 500/138 kV* e SE Cariri 500/230kV*.

O contrato de concessão foi assinado em 16 de outubro de 2008, pelo prazo de trinta anos, as atividades operacionais iniciaram em 2013.

Notas Explicativas

A Companhia detém 49,50% do capital da Manaus Transmissora de Energia S.A.

m) Teles Pires Participações S.A. - tem por objeto o investimento na Companhia Hidrelétrica Teles para a implantação da Usina Hidrelétrica Teles Pires. A Companhia detém 49,44% do capital da Teles Pires Participações S.A.. Em 31 de março de 2018, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 199.345 (R\$ 216.524 em 31 de dezembro de 2017) e patrimônio líquido de R\$ 1.520.950 (R\$ 1.564.581 em 31 de dezembro de 2017).

n) Mata de Santa Genebra Transmissora S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração do Sistema de Transmissão Mata de Santa Genebra, constituído por três linhas de transmissão que atravessam municípios dos Estados de São Paulo e Paraná. A Companhia detém 49,9% da Mata de Santa Genebra Transmissora S.A. Em 31 de março de 2018, a investida apresentava capital circulante líquido de R\$ 63.053 (R\$ 557.940 negativo em 31 de dezembro de 2017) e patrimônio líquido de R\$ 931.394 (R\$ 926.691 em 31 de dezembro de 2017).

o) Belo Monte Transmissora de Energia S.A. – sociedade de propósito específico com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração a Linha de Transmissão CC Xingu/Estreito e instalações associadas que atravessam municípios dos Estados de Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais. A Companhia detém 49% da Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. Em 31 de março de 2018, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 175.664 (R\$ 447.382 em 31 de dezembro de 2017) e patrimônio líquido de R\$ 3.115.774 (R\$ 3.016.367 em 31 de dezembro de 2017).

p) Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), empresa detentora de 65,92% do seu capital total, a Eletrobras detém 32,59%. A Concessionária tem por objeto a distribuição de energia elétrica em 72 municípios do Rio Grande do Sul, atendendo aproximadamente 4 milhões de unidades consumidoras. A investida apresentava em 31 de março de 2018 capital circulante líquido negativo R\$ 719.416 (R\$ 1.007.314 negativo em 31 de dezembro de 2017), o resultado determinou um passivo a descoberto de R\$ 1.251.219 (R\$ 1.100.956 em 31 de dezembro de 2017) e prejuízos acumulados de R\$ 2.514.558 (R\$ 2.502.546 em 31 de dezembro de 2017).

(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

15.5.4 – Sociedades sob Gestão

Companhia Energética de Roraima (CERR) - a Companhia assinou, em 26 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia Energética de Roraima. Este processo prevê que a Companhia poderá assumir o controle da CERR, por meio da aquisição do controle acionário da companhia.

A Companhia e o Governo do Estado de Roraima celebraram, inicialmente, um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, respeitadas as autorizações necessárias, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CERR que, após implementação de todos os seus termos, oferece uma opção de compra pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assume a gestão executiva da CERR, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da



Notas Explicativas

Diretoria Executiva da CERR, os quais serão posteriormente substituídos por profissionais contratados no mercado.

Neste processo o Governo do Estado de Roraima obteve financiamento, com a finalidade de quitação das dívidas da CERR junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de preparar um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

Conforme Despacho do Ministério de Minas e Energia - MME, de 03 de agosto de 2016, a Companhia Energética de Roraima ("CERR"), empresa sob controle do Estado de Roraima, teve indeferido seu pedido de renovação da concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica, a ela outorgada por meio da Portaria MME 920, de 5 de novembro de 2016.

Desta forma, conforme dispõe o artigo 9º, parágrafo primeiro, da Lei 12.783/2013, o Ministério de Minas e Energia designou a subsidiária da Eletrobras Boa Vista Energia S.A ("Boa Vista"), como responsável pela prestação do serviço de público de distribuição de energia elétrica da área referente a então concessão da CERR, no interior do Estado de Roraima, até que haja assunção de nova concessionária em relicitação a ser realizada ou até 31 de dezembro de 2017, o que ocorrer primeiro.

Devido a não renovação da concessão da Companhia Energética de Roraima – CERR, o acordo de acionistas celebrado entre a Eletrobras e o Estado de Roraima, em 12 de setembro de 2013, para gestão compartilhada da CERR, perdeu sua vigência, em conformidade com o disposto no referido instrumento.

As obrigações contraídas pela Boa Vista na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário, nos termos do edital de licitação a ser lançado pelo Poder Concedente, não cabendo à Eletrobras ou à Boa Vista, durante o período de prestação de serviços temporária, fazer qualquer aporte de recursos na CERR, mesmo que para manutenção ou operação dos serviços de distribuição.

15.5.5 – Sociedades de Propósito Específico

Ao longo dos últimos anos, as Empresas do Sistema Eletrobras firmaram investimentos em parcerias em projetos com a iniciativa privada, onde a Companhia figura como acionista não controlador. Estes empreendimentos têm como objeto a atuação na área de geração e transmissão de energia elétrica, cujos valores aportados estão classificados na rubrica de Investimentos.

Os demais investimentos com participação relevante da companhia suas controladas, controladas em conjunto e coligadas são as seguintes:

Notas Explicativas



Investimentos em Controladas em Conjunto e Coligadas

Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Valor do Investimento	Sede
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	Transmissão	Chesf	49,00%	Alusa	51,00%	216.564	Brasil
Mauas Construtora Ltda.	Construção - Transmissão	Chesf	19,50%	Abengoa	50,50%	33.221	Brasil
		Eletronorte	30,00%				
Energia Sustentável do Brasil - ESBR	Geração - UHE Jirau	Chesf	20,00%	GDF Suez Energy Latin America Ltda.	40,00%	3.225.169	Brasil
		Eletrosul	20,00%				
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A	Transmissão	Chesf	49,00%	ATP Engenharia Ltda	51,00%	27.583	Brasil
Norte Energia S.A	Geração - UHE Belo Monte	Chesf	15,00%	Petros	10,00%	4.376.284	Brasil
		Eletronorte	19,98%	Outros	40,02%		
		Eletrobras	15,00%				
Enerpeixe S.A.	Geração - UHE Peixe Angical	Furnas	40,00%	EDP	60,00%	307.087	Brasil
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A	Transmissão	Eletronorte	49,00%	Abengoa	51,00%	1.049.211	Brasil
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A	Transmissão	Eletrosul	51,00%	CEEE- GT	49,00%	6.871	Brasil
Chapecoense	Geração - UHE Foz do Chapecó	Furnas	40,00%	CPFL	51,00%	416.762	Uruguai
				CEEE- GT	9,00%		
Serra do Facão Energia	Geração - UHE Serra do Facão	Furnas	49,47%	Alcoa Alumínio	34,97%	25.708	Brasil
				DME Energética	10,08%		
				Camargo Corrêa	5,48%		
Retiro Baixo	Geração - Retiro Baixo	Furnas	49,00%	Orteng	25,50%	126.802	Brasil
				Arcadis Logos	25,50%		
Baguari Energia	Geração - UHE Baguari	Furnas	30,61%	Cemig	69,39%	68.600	Brasil
Transenergia Renovável S.A.	Transmissão	Furnas	49,00%	GEBRAS Participações Ltda.	51,00%	154.859	Brasil
Interligação Elétrica Garanhuns S.A	Transmissão	Chesf	49,00%	CTEEP	51,00%	356.885	Brasil
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S/A	Transmissão	Eletrosul	80,00%	Copel	20,00%	258.552	Brasil
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A	Transmissão	Eletrosul	51,00%	CEEE- GT	49,00%	203.637	Brasil
Marumbi Transmissora de Energia S.A	Transmissão	Eletrosul	20,00%	Copel	80,00%	21.765	Brasil
Costa Oeste Transmissora de Energia	Transmissão	Eletrosul	49,00%	Copel	51,00%	33.086	Brasil
Teles Pires Participações S.A	Geração - UHE Teles Pires	Eletrosul	24,72%	Neoenergia	50,56%	749.572	Brasil
		Furnas	24,72%				
Construtora Integração	Transmissão	Eletronorte	49,00%	Abengoa	51,00%	23.805	Brasil
Transnorte Energia S.A.	Transmissão	Eletronorte	49,00%	Alupar	51,00%	148.416	Brasil
Goias Transmissão S.A	Transmissão	Furnas	49,00%	Bogotá	51,00%	182.220	Brasil
Madeira Energia S.A	Geração - UHE Santo Antônio	Furnas	39,00%	Odebrecht Energia	18,60%	1.974.320	Brasil
				SAAG Investimentos S.A	12,40%		
				Cemig	10,00%		
				Fundo de Investimento em Participações Amazônia Energia	20,00%		
MGE - Transmissão	Transmissão	Furnas	49,00%	Gebbras Participações Ltda	51,00%	115.488	Brasil
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	Transmissão	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	152.092	Brasil
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Transmissão	Furnas	24,50%	Copel	24,50%	162.921	Brasil
				State Grid	51,00%		
Central Eólica Famosa I	Geração - Parque Eólico Famosa I	Furnas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	371	Brasil
Central Eólica Pau Brasil	Geração - Parque Eólico Pau Brasil	Furnas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	294	Brasil
Central Eólica Rosada	Geração - Parque EOL Rosada	Furnas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	501	Brasil
Central Eólica de São Paulo	Geração - Parque EOL Rosada	Furnas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	356	Brasil
Vale do São Bartolomeu	Transmissão	Furnas	39,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	117.569	Brasil
				CELG GT	10,00%		
Punaú I	Geração - EOL Punaú I	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	936	Brasil
				CGE Punaú I	0,01%		
Camaúba I	Geração - EOL Camaúba I	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	1.337	Brasil
				CGE Camaúba I	0,01%		
Camaúba II	Geração - EOL Camaúba II	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	1.320	Brasil
				CGE Camaúba II	0,01%		

Notas Explicativas



Carnaúba III	Geração - EOL Carnaúba III	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	984	Brasil
				CGE Carnaúba III	0,01%		
Carnaúba V	Geração - EOL Carnaúba V	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	1.754	Brasil
				CGE Carnaúba V	0,01%		
Cervantes I	Geração - EOL Cervantes I	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	434	Brasil
				CGE Cervantes I	0,01%		
Cervantes II	Geração - EOL Cervantes II	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	645	Brasil
				CGE Cervantes II	0,01%		
Bom Jesus	Geração - EOL Bom Jesus	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	539	Brasil
Cachoeira	Geração - EOL Cachoeira	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	611	Brasil
Pitimbu	Geração - EOL Pitimbu	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	433	Brasil
São Caetano I	Geração - EOL São Caetano I	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	658	Brasil
São Caetano	Geração - EOL São Caetano	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	652	Brasil
São Galvão	Geração - EOL São Galvão	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	446	Brasil
Companhia Energética Sinop S.A	Geração - UHE Sinop	Eletronorte	24,50%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	603.474	Brasil
		Chesf	24,50%				
Tijoa Participações e Investimentos	Geração - UHE Três Irmãos	Furnas	49,90%	Fundo de Investimento em Participações Constantinopla	50,10%	11.276	Brasil
São Manoel	Geração - UHE São Manoel	Furnas	33,33%	CWEI (Brasil) Participações	33,30%	656.595	Brasil
				EDP Brasil	33,40%		
Transenergia São Paulo	Transmissão	Furnas	49,00%	J.Malucelli	51,00%	93.911	Brasil
Mata de Sta. Genebra Transmissora	Transmissão	Furnas	49,90%	Copel	50,10%	464.766	Brasil
Energia Olímpica	Transmissão	Furnas	49,90%	Light S.A	50,10%	1.244	Brasil
Inambari Geração de Energia (Igesa)	UHE Inambari	Furnas	19,60%	OAS	51,00%	5	Brasil/Peru
		Eletrobras	29,40%				
Belo Monte Transmissora de Energia S.A	Transmissão	Eletronorte	24,50%	State Grid Brazil Holding (SGBH)	51,00%	1.520.949	Brasil
		Furnas	24,50%				
CSE Energia	Geração	Furnas	49,90%	Juno Participações e Investimentos S.A	50,10%	2.850	Brasil

Notas Explicativas



Investimentos em Controladas em Conjunto e Coligadas								
Nome	Objeto	Empresa	Part. %	Demais Acionistas	Part. %	Situação do empreendimento	Valor do Investimento	Sede
Energética Águas da Pedra S.A	Geração - UHE Dardanelos	Chesf	24,5%	Neoenergia	51,00%	Em operação	232.260	Brasil
Rouar S.A	Geração - Parque EOL em Colônia	Eletrobrás	24,5%	UTE	50,00%	Em operação	142.238	Uruguai
CEB - LAJEADO	Geração - UHE CEB Lajeado	Eletrobrás	50,0%	CEB	59,93%	Em operação	53.122	Brasil
Lajeado Energia	Geração e Comercialização	Eletrobrás	40,07%	EDP - Energias do Brasil S.A	55,86%	Em operação	77.772	Brasil
Paulista Lajeado	Geração e Comercialização	Eletrobrás	40,07%	Governo do Estado do Tocantins	4,07%	Em operação	31.649	Brasil
				Cia. Jaguaré de Geração de Energia	59,93%	Em operação		
				AES Corp	24,28%			
AES Tietê	Geração	Eletrobrás	7,94%	BNDSPar	28,33%	Em operação	379.112	Brasil
				Outros	39,45%			
Companhia Energética de Brasília - CEB	Geração - Transmissão - Distribuição	Eletrobrás	2,10%	Distrito Federal - DF	80,20%	Em operação	9.492	Brasil
				Outros	17,70%			
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-GT	Geração - Transmissão	Eletrobrás	32,59%	CEE Participações	65,92%	Em operação	776.677	Brasil
				Outros	1,49%			
Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC	Distribuição	Eletrobrás	10,75%	Estado de Santa Catarina	20,20%	Em operação	110.346	Brasil
				Angra Volt FIA	14,46%			
				Poland Fia	7,53%			
				Outros	47,06%			
Centrais Elétricas do Pará - CELPA	Distribuição	Eletrobrás	0,99%	Equatorial Energia S.A.	96,18%	Em operação	39.772	Brasil
				Outros	2,83%			
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	Distribuição	Eletrobrás	1,56%	Neoenergia	89,65%	Em operação	17.014	Brasil
				Outros	8,79%			
Companhia Energética do Maranhão São Luís - CEMAR	Distribuição	Eletrobrás	33,55%	Equatorial Energia	65,11%	Em operação	849.554	Brasil
				Outros	1,34%			
Energisa MT	Distribuição	Eletrobrás	2,11%	Rede Energia S.A	57,67%	Em operação	39.232	Brasil
				Energisa	39,80%			
				Outros	0,42%			
Companhia Energetica de São Paulo - CESP	Geração - Comercialização	Eletrobrás	2,05%	Fazenda do Estado de São Paulo	36,98%	Em operação	128.525	Brasil
				Outros	60,97%			
Duke Energy Geração	Geração	Eletrobrás	0,47%	Duke Energy Internat. Brasil Ltda	94,28%	Em operação	18.324	Brasil
				Outros	5,25%			
Companhia Energética do Ceará - COELCE	Distribuição	Eletrobrás	7,06%	Enel Brasil	58,87%	Em operação	271.777	Brasil
				Enersis Américas	15,18%			
				Outros	18,89%			
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	Geração - Transmissão	Eletrobrás	0,56%	Estado do Paraná	31,07%	Em operação	35.254	Brasil
				BNDESPAR	23,96%			
				Outros	44,41%			
CTEEP	Transmissão	Eletrobrás	35,39%	ISA Capital do Brasil	35,91%	Em operação	3.571.353	Brasil
				Outros	28,70%			
EMAE	Geração	Eletrobrás	39,02%	Fazenda do Estado de São Paulo	38,99%	Em operação	338.002	Brasil
				Outros	21,99%			
				Gipar S/A	30,95%			
Energisa Holding	Geração - Transmissão - Distribuição	Eletrobrás	2,31%	GIF IV Fundo de Investimentos em Participações	14,54%	Em operação	277.640	Brasil
				Outros	52,20%			
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	Distribuição	Eletropar	1,25%	BNDESPAR	18,73%	Em operação	37.428	Brasil
				Outros	80,02%			
EDP Energias do Brasil S.A	GT e Distribuição	Eletropar	0,31%	Grupo EDP	51,00%	Em operação	25.188	Brasil
				Outros	48,69%			
Mangue Seco II	Geração	Eletrobrás	49,00%	Petrobras	51,00%	Em operação	18.096	Brasil
TOTAL							25.382.237	

15.6 – Ações em garantia

Tendo em vista que a Companhia possui diversas ações no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (Vide Nota 29), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 9,66% em 31 de março de 2018 (10,02% em 31 de dezembro de 2017) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo:

Notas Explicativas**CONTROLADORA**

31/03/2018

PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	3.504.534	96,04%	3.365.754
EMAE	326.135	100%	326.135
CESP	128.525	98,96%	127.189
AES TIETE	379.112	96,94%	367.511
COELCE	271.777	92,94%	252.590
CGEEP	18.324	100%	18.324
ENERGISA MT	39.232	8,89%	3.488
CELPA	39.772	100%	39.772
CELPE	17.014	100%	17.014
CEEE - GT	776.677	100%	776.677
ENERGISA S.A.	277.640	82,50%	229.053
CELESC	110.346	99,11%	109.364
CEMAR	849.555	95,55%	811.750
CEB Lajeado	53.121	99,97%	53.103
TOTAL	6.791.764		6.497.723

NOTA 16 – IMOBILIZADO

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura para geração de energia elétrica de concessões não prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

Os bens que compõe o ativo imobilizado da Companhia, associados e identificados como ativos da concessão de serviço público, não podem ser vendidos nem dados em garantia a terceiros.

As Obrigações Especiais (obrigações vinculadas às concessões) correspondem a recursos recebidos de consumidores com o objetivo de contribuir na execução de projetos de expansão necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica e são alocadas aos empreendimentos correspondentes. Os ativos adquiridos com os correspondentes recursos são registrados no imobilizado da Companhia, conforme disposições estabelecidas pela ANEEL. Em virtude de sua natureza essas contribuições não representam obrigações financeiras efetivas, uma vez que não serão devolvidas aos consumidores.

Notas Explicativas



CONSOLIDADO

31/03/2018

	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	50.491.523	(24.832.313)	(600.387)	(14.023.709)	11.035.114
Administração	2.354.633	(1.512.853)	(7.711)	-	834.068
Distribuição	1.398.468	(571.466)	-	-	827.002
	54.244.624	(26.916.632)	(608.098)	(14.023.709)	12.696.185
Em curso					
Geração	14.114.625	-	-	-	14.114.625
Administração	817.335	-	-	-	817.335
	14.931.960	-	-	-	14.931.960
	69.176.584	(26.916.632)	(608.098)	(14.023.709)	27.628.145

CONSOLIDADO

31/12/2017

	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	50.132.157	(24.120.639)	(607.383)	(13.804.579)	11.599.556
Administração	2.406.319	(1.537.139)	(8.413)	-	860.767
Distribuição	1.398.468	(557.042)	-	-	841.426
	53.936.944	(26.214.819)	(615.796)	(13.804.579)	13.301.749
Em curso					
Geração	13.827.544	-	-	-	13.827.544
Administração	836.544	-	-	-	836.544
	14.664.088	-	-	-	14.664.088
	68.601.032	(26.214.819)	(615.796)	(13.804.579)	27.965.837

Movimentação do imobilizado:

CONSOLIDADO

	Saldo em 31/12/2017	Adições	Transferência	Baixas	Mantido para Venda	Saldo em 31/03/2018
Geração / Comercialização						
Em serviço	50.132.157	282	360.127	(1.043)	-	50.491.523
Depreciação acumulada	(24.120.639)	(375.452)	(336.273)	51	-	(24.832.313)
Em curso	14.038.667	315.632	(15.695)	(12.856)	-	14.325.748
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(13.804.579)	(203.519)	(15.611)	-	-	(14.023.709)
Achados da Investigação	(211.123)	-	-	-	-	(211.123)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(607.383)	57	5.918	1.021	-	(600.387)
	25.427.101	(263.000)	(1.534)	(12.827)	-	25.149.740
Distribuição						
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(557.042)	(14.424)	-	-	-	(571.466)
	841.426	(14.424)	-	-	-	827.002
Administração						
Em serviço	2.406.319	3.074	13.925	(2.992)	(65.693)	2.354.633
Depreciação acumulada	(1.537.139)	(25.342)	2.402	2.304	44.921	(1.512.853)
Em curso	836.544	9.849	(14.255)	(5.221)	(9.582)	817.335
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(8.414)	(8)	-	711	-	(7.711)
	1.697.310	(12.427)	2.072	(5.198)	(30.354)	1.651.403
TOTAL	27.965.837	(289.851)	538	(18.025)	(30.354)	27.628.145

Notas Explicativas

Eletrobras

	CONSOLIDADO				
	Saldo em 31/12/2016	Adições	Transferência	Baixas	Saldo em 31/03/2017
Geração / Comercialização					
Em serviço	47.456.125	798	24.699	(1.367)	47.480.255
Depreciação acumulada	(23.064.664)	(328.448)	(973)	42	(23.394.043)
Em curso	12.564.811	341.434	(24.717)	(1.039)	12.880.489
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(12.141.003)	(189.192)	-	-	(12.330.195)
Achados da Investigação	(211.123)	-	-	-	(211.123)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(538.375)	(415)	-	1.388	(537.402)
	24.065.771	(175.823)	(991)	(976)	23.887.981
Distribuição					
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(499.344)	(14.424)	-	-	(513.768)
	899.124	(14.424)	-	-	884.700
Administração					
Em serviço	2.491.860	1.261	7.508	(404)	2.500.225
Depreciação acumulada	(1.514.448)	(38.275)	28	2.646	(1.550.049)
Em curso	879.911	13.988	1.632	1.691	897.222
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(9.292)	-	(5.047)	103	(14.236)
	1.848.030	(23.026)	4.121	4.036	1.833.161
TOTAL	26.812.925	(213.273)	3.130	3.060	26.605.842

Taxa média de depreciação acumulada:

Geração	CONSOLIDADO			
	31/03/2018		31/12/2017	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Hidráulica	2,49%	16.984.241	2,48%	16.938.117
Nuclear	3,93%	4.967.777	3,93%	4.842.938
Térmica	3,10%	2.343.674	3,26%	2.166.751
Eólica	4,12%	527.633	6,99%	164.395
Comercialização	3,06%	8.988	2,92%	8.438
		24.832.313		24.120.639
Distribuição	3,00%	571.466	3,00%	557.042
		571.466		557.042
Administração	5,16%	1.512.852	6,31%	1.537.139
		1.512.852		1.537.139
Total		26.916.631		26.214.820

Notas Explicativas

**NOTA 17 – ATIVO (PASSIVO) FINANCEIRO – CONCESSÕES E ITAIPU**

	CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida (item II)	46.268.984	45.974.236
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (item II)	3.075.224	3.887.272
	<u>49.344.208</u>	<u>49.861.508</u>
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (item II)	1.603.750	2.532.115
Valores a receber Parcela A e outros itens financeiros (item III)	624.264	832.013
	<u>2.228.014</u>	<u>3.364.128</u>
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (item II)	2.626.818	2.622.973
	<u>54.199.040</u>	<u>55.848.609</u>
Ativo Financeiro Itaipu (item I)	<u>2.041.366</u>	<u>2.036.514</u>
Total do ativo financeiro	<u>56.240.406</u>	<u>57.885.123</u>
Ativo Financeiro – Circulante	6.905.770	7.224.354
Ativo Financeiro – Não Circulante	49.334.636	50.660.769
Total do ativo financeiro	<u>56.240.406</u>	<u>57.885.123</u>

Notas Explicativas**I – Ativo (Passivo) Financeiro de Itaipu**

	CONTROLADORA	
	31/03/2018	31/12/2017
Contas a Receber	2.743.271	2.851.851
Direito de Ressarcimento	1.089.918	1.304.844
Fornecedores de Energia - Itaipu	(2.267.519)	(2.619.813)
Obrigações de ressarcimento	(2.341.417)	(2.320.540)
Total ativo (passivo) circulante	(775.747)	(783.658)
Contas a Receber	1.437.890	1.533.783
Direito de Ressarcimento	4.157.887	3.884.737
Obrigações de ressarcimento	(2.778.664)	(2.598.348)
Total ativo não circulante	2.817.113	2.820.172
Total ativo	2.041.366	2.036.514

Os efeitos da constituição do ativo financeiro Itaipu estão inseridos acima e são detalhados a seguir:

I.I - Valores Decorrentes da Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu Binacional**a) Fator de ajuste**

O saldo decorrente do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentado no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 4.157.887 em 31 de março de 2018, equivalentes a US\$ 1.251.251 (R\$ 3.884.737 em 31 de dezembro de 2017, equivalentes a US\$ 1.174.346). O montante de R\$ 3.440.469, equivalente a US\$ 1.035.350, serão repassados ao Tesouro Nacional até 2023, como decorrência da operação de cessão de crédito realizada entre a Companhia e o Tesouro Nacional, em 1999.

Tais valores serão realizados mediante a sua inclusão na tarifa de repasse a ser praticada até 2023.

b) Comercialização de energia elétrica

No período findo em 31 de março de 2018 foi comercializado o equivalente a 23.671 /GWh* (82.227 GWh* em dezembro 2017), sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22.60/kW* e a tarifa de repasse (venda), US\$ 27.87/kW* (US\$ 22,60/kW* - suprimento; US\$ 28,73 /kW* - tarifa de repasse em dezembro 2017).

Essa operação de comercialização não impacta o resultado da Companhia, sendo que nos termos da atual regulamentação o resultado negativo representa um direito incondicional de recebimento e se positivo uma obrigação efetiva.

No período de 2018, a atividade foi superavitária em R\$ 103.522 (deficitária em R\$ 457.364 para o mesmo período de 2017), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

Notas Explicativas**II - Ativo Financeiro – Concessões Indenizáveis e Receita Anual Permitida**

A rubrica do ativo financeiro – concessões indenizáveis e receita anual permitida, no montante de R\$ 53.574.776, sendo R\$ 7.605.789 registrado no ativo circulante e R\$ 45.968.987 registrado no ativo não circulante, em 31 de março de 2018 (R\$ 55.016.596 em 31 de dezembro de 2017) refere-se ao ativo financeiro a realizar, detido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões de distribuição, apurado pela aplicação do modelo misto, e nas concessões de geração e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambas previstas no ICPC 01 (IFRIC 12).

Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das remunerações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e demais Instalações de Transmissão - RPC, não depreciados e não amortizados, conforme parágrafo segundo do artigo 15 da Lei 12.783/2013.

Em 31 de março de 2018, parte do montante de R\$ 37.655.726 é referente a estimativa dos valores atualizados relativos aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 registrado na rubrica de Ativo Financeiro – Receita Anual Permitida, sendo R\$ 6.412.290 classificado como custo amortizado no circulante e R\$ 31.243.436 no não circulante (R\$ 38.238.015 em 31 de dezembro de 2017) (vide Nota 2.1), mensurado ao custo amortizado.

A partir de julho de 2017, a Companhia passou a receber as remunerações relativas aos ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 através da Receita Anual Permitida conforme determina Portaria MME nº 120/16. Esse valor será amortizado pelo período de oito anos. O IRPJ e a CSLL diferidos contabilizados sobre o valor da remuneração e respectiva atualização monetária está sendo revertido proporcionalmente ao recebimento da indenização. Em 31 de março 2018, o montante recebido no período de três meses findo em 31 de março de 2018 equivale a R\$ 1.776.713.

III - Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, incorporando os saldos dos valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão. O referido evento demanda o reconhecimento do saldo de quaisquer diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros ainda não recuperados ou liquidados.

a) Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

Os montantes registrados no circulante (ativo e passivo) referem-se aos valores já homologados pela ANEEL quando do reajuste tarifário concluído em 2017, e os montantes registrados no não circulante representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário em 2018.

Notas Explicativas

	CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017
Parcela "A"		
CVA		
CCC	1.219	1.219
CDE	13.647	2.805
Rede Básica	(5.611)	8.324
Custo de Aquisição de Energia Elétrica	115.926	267.230
PROINFA	(555)	(2.137)
ESS e EER	(75.125)	(177.382)
Neutralidade dos Encargos Setoriais	1.987	36.438
Sobrecontratação	404.059	397.111
Outros Componentes Financeiros	168.717	298.405
Total dos valores de parcela A e outros itens financeiros	624.264	832.013
Ativo circulante	158.781	569.016
Ativo não circulante	548.536	548.536
Passivo circulante	(83.053)	(285.539)
Passivo não circulante	-	-
Total	624.264	832.013

Notas Explicativas



NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO					
	SALDO EM 31/12/2017	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	CLASSIFICAÇÃO - MANTIDO PRA VENDA	SALDO EM 31/03/2018
Vinculados à Concessão - Geração	185.521	12.758	(17.160)	6	-	181.125
Em serviço	185.521	12.345	(17.160)	6	-	180.712
Ativo Intangível	323.741	21.780	(17.160)	6	-	328.367
Amortização acumulada	(138.524)	(9.626)	-	-	-	(148.150)
Obrigações especiais	432	191	-	-	-	623
Impairment	(128)	-	-	-	-	(128)
Em curso	-	413	-	-	-	413
Ativo Intangível	19.238	413	-	-	-	19.651
Impairment	(19.238)	-	-	-	-	(19.238)
Vinculados à Concessão - Distribuição	77.665	(31.877)	(1.713)	501	(13.760)	30.816
Em serviço	77.030	(33.176)	-	722	(13.760)	30.816
Ativo Intangível	1.126.957	3	(1.397)	722	(573.052)	553.233
Amortização acumulada	(1.026.715)	(43.150)	1.397	-	554.294	(514.174)
Obrigações especiais	(23.212)	9.971	-	-	4.998	(8.243)
Em curso	635	1.299	(1.713)	(221)	-	-
Ativo Intangível	668	1.330	(1.713)	(287)	2	-
Obrigações especiais	(33)	(31)	-	66	(2)	-
Vinculados à Concessão - Transmissão	83.837	(878)	-	-	-	82.959
Em serviço	82.536	(878)	-	-	-	81.658
Ativo Intangível	87.544	-	-	-	-	87.544
Amortização acumulada	(5.008)	(878)	-	-	-	(5.886)
Em curso	1.301	-	-	-	-	1.301
Ativo Intangível	1.301	-	-	-	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	402.739	(7.430)	-	-	-	395.309
Administração						
Em serviço	1.030.135	234	-	-	-	1.030.369
Amortização acumulada	(547.878)	(11.447)	-	-	-	(559.325)
Impairment	(264.253)	-	-	-	-	(264.253)
Em curso	200.215	3.783	-	-	-	203.998
Outros	(15.480)	-	-	-	-	(15.480)
Total	749.762	(27.427)	(18.873)	507	(13.760)	690.209

Notas Explicativas

Eletrobras

	CONSOLIDADO				SALDO EM 31/03/2017
	SALDO EM 31/12/2016	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	
Vinculados à Concessão - Geração	151.877	(6.618)	-	973	146.232
Em serviço	111.437	(7.029)	-	979	105.387
Ativo Intangível	263.719	1.241	-	15	264.975
Amortização acumulada	(112.000)	(8.419)	-	964	(119.455)
Obrigações especiais	294	149	-	-	443
Impairment	(40.576)	-	-	-	(40.576)
Em curso	40.440	411	-	(6)	40.845
Ativo Intangível	68.573	411	-	(6)	68.978
Obrigações especiais	(8.895)	-	-	-	(8.895)
Impairment	(19.238)	-	-	-	(19.238)
Vinculados à Concessão - Distribuição	106.249	(61.764)	57.367	313	102.165
Em serviço	12.332	(65.282)	43.201	25.953	16.204
Ativo Intangível	2.173.054	261	(26.321)	26.592	2.173.586
Amortização acumulada	(1.889.459)	(65.543)	3.816	-	(1.951.186)
Obrigações especiais	(34.207)	-	6.370	(639)	(28.476)
Impairment	(237.056)	-	59.336	-	(177.720)
Em curso	93.917	3.518	14.166	(25.640)	85.961
Ativo Intangível	112.898	3.518	14.998	(26.279)	105.135
Obrigações especiais	(18.981)	-	(832)	639	(19.174)
Vinculados à Concessão - Transmissão	83.837	-	-	-	83.837
Em serviço	82.536	-	-	-	82.536
Ativo Intangível	87.544	-	-	-	87.544
Amortização acumulada	(5.008)	-	-	-	(5.008)
Em curso	1.301	-	-	-	1.301
Ativo Intangível	1.301	-	-	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	419.776	(7.954)	463	(78)	412.207
Administração					
Em serviço	850.508	10	-	769	851.287
Amortização acumulada	(540.859)	(13.550)	-	(11)	(554.420)
Impairment	(38.891)	-	463	-	(38.428)
Em curso	169.188	5.586	-	(836)	173.938
Outros	(20.170)	-	-	-	(20.170)
Total	761.739	(76.336)	57.830	1.208	744.441

Ativo intangível é substancialmente amortizado durante o prazo de concessão.

O prazo final das concessões das distribuidoras da Eletrobras expirou em 7 de julho de 2015. Conforme mencionado na Nota 2, as empresas de distribuição do Grupo Eletrobras procederam a rebifurcação da parcela do ativo financeiro na proporção correspondente, até 31 de julho de 2018, data limite para permanecer como responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos das distribuidoras.

NOTA 19 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

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

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término das concessões. Quando identificada a necessidade de constituição de provisão para redução ao valor recuperável de ativos de longo prazo, esta provisão é reconhecida no resultado do período na rubrica Provisões Operacionais.

A Companhia não identificou evidências de desvalorização de ativos no período de 3 meses findos em 31 de março de 2018. Desta forma, a movimentação ocorrida no período é

Notas Explicativas

referente a realização de ativos. As premissas utilizadas para mensuração da estimativa estão apresentadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017.

NOTA 20 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	14.647	52.246	7.309.547	7.652.713
Parcelamentos Petrobras (a)	-	-	1.509.510	1.376.265
Energia Comprada para Revenda	377.927	462.506	1.192.135	1.309.172
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	81.150	105.602
	<u>392.574</u>	<u>514.752</u>	<u>10.092.342</u>	<u>10.443.752</u>
NÃO CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	30.586	14.031
Parcelamentos Petrobras (a)	-	-	7.421.283	7.618.031
Energia Comprada para Revenda	-	-	91.712	163.283
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>7.543.581</u>	<u>7.795.345</u>
	<u>392.574</u>	<u>514.752</u>	<u>17.635.923</u>	<u>18.239.097</u>

No passivo de fornecedores estão registradas as transações com fornecimento de bens, materiais e serviços, destacando principalmente, no passivo circulante, a dívida corrente com a BR Distribuidora S.A. no montante de R\$ 2.746.748 (2.640.466 em 31 de dezembro de 2017) e com a Companhia de Gás do Amazonas-Cigás no montante de R\$ 5.641.880 (R\$ 5.286.531 em 31 de dezembro de 2017), referente ao fornecimento de derivados de petróleo para produção energia elétrica.

O contrato entre a Petrobras e a Cigás, com a interveniência-anuência da Amazonas Distribuidora, cujo objeto é a venda, por parte da Petrobras, e a compra, por parte da CIGÁS, para fins de geração termelétrica pela Amazonas Distribuidora de Energia S.A, ou para outro concessionário de geração de energia elétrica ou Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, dispõe, em cláusula específica, que os créditos que a Cigás possui contra a Amazonas Distribuidora vencidos há mais de quarenta e cinco dias e que sejam objeto de repasse a Petrobras serão cedidos automaticamente a esta, independentemente de qualquer notificação. O valor acumulado destes créditos até 31 de março de 2018 é de R\$ 4.685.191.

O 2º CCD foi dividido em 3 instrumentos particulares de confissão de dívida e respectivos parcelamentos firmados com a Petrobras Distribuidora S/A, relativo ao fornecimento de produtos derivados de petróleo, assinados em 31/12/2014, sendo os mais relevantes nos respectivos montantes i) Contrato I no montante de R\$ 3.257.366, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 4.024.265; ii) Contrato II no montante de R\$ 2.925.921, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 3.620.921 e iii) Contrato III no montante de R\$ 1.018.441, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 1.260.353. Os instrumentos preveem amortização em 120 (cento e vinte) parcelas mensais e sucessivas, pela variação pro rata dia, considerado desde a data da assinatura do contrato até a data do seu respectivo vencimento, sendo que o vencimento da primeira parcela foi em 20/02/2015 e a última parcela em 30/01/2025. Cabe destacar que a inadimplência com a Petrobras e Cigás é oriunda dos atrasos nos repasses dos recursos financeiros advindos da CDE/CCC.

Notas Explicativas



Em 31 de março de 2018, o saldo reconhecido pela Companhia referente ao direito de reembolso junto à Petrobras no valor de R\$ 3.139.638 representa a diferença do preço da parcela do transporte do gás. Maiores detalhes na Nota 11 item a.1.

Em abril de 2018 houve renegociação da dívida. Para maiores detalhes, verificar nota 48.3.

NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	67.604	68.738
Venda antecipada de energia - BTG PACTUAL	-	-	-	10.153
Adiantamentos de clientes - PROINFA	581.413	575.962	581.413	575.962
	581.413	575.962	649.017	654.853
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	503.969	519.391
	-	-	503.969	519.391
TOTAL	581.413	575.962	1.152.986	1.174.244

I – ALBRAS

A controlada Eletronorte celebrou venda de energia elétrica com a ALBRAS, em 2004, para fornecimento por um período de 20 anos, sendo 750 MW* médios/mês, até dezembro de 2006 e 800 MW* médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, tendo como parâmetro a tarifa de equilíbrio da UHE Tucuruí, acrescida de um prêmio, calculado em função da cotação do alumínio na *London Metal Exchange (LME)* - Inglaterra. Essa constituição de preço se constitui em um derivativo embutido (Vide Nota 44).

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

Cliente	Datas do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007 de 353,08 a 492
BHP	01/07/2004	31/12/2024	

A posição e movimentação desse passivo são demonstradas a seguir:

Notas Explicativas

Saldo em 31/12/2017	Amortizações Efetuadas	Ganhos / (Perdas)	Saldo em 31/03/2018	Circulante	Não Circulante
588.129	(15.422)	(1.134)	571.573	67.604	503.969

Saldo em 31/12/2016	Amortizações Efetuadas	Ganhos/Perdas	Saldo em 31/03/2017	Circulante	Não Circulante
652.719	(14.919)	(722)	637.078	60.003	577.075

II – PROINFA

O PROINFA, instituído pela Lei 10.438/2002, e suas alterações, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.

A Companhia assegura a compra da energia elétrica produzida, pelo período de 20 anos, contados a partir de 2006, e repassa esta energia às concessionárias de distribuição, consumidores livres e autoprodutores, excluindo os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos.

As concessionárias de distribuição e de transmissão pagam à Companhia o valor de energia em quotas, equivalente ao custo correspondente à participação dos consumidores cativos, dos consumidores livres e dos autoprodutores conectados às suas instalações, em duodécimos, no mês anterior ao de competência do consumo da energia.

As operações relativas à compra e venda de energia no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

NOTA 22 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS**22.1 - Reserva Global de Reversão (RGR)**

A Companhia era responsável pela gestão de recursos setoriais da Reserva Global de Reversão – RGR e outros. Em conformidade com a Lei nº 13.360/2016, regulamentada pelo Decreto nº 9.022/2017, e com o Despacho da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL nº 1.079, de 18 de abril de 2017, a responsabilidade pelo orçamento, gestão e movimentação desses Fundos Setoriais foi transferida para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, desde 1º de maio de 2017.

A Companhia era autorizada a sacar recursos da RGR, para aplicá-los na concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do Governo Federal.

A Eletrobras remunera os recursos sacados da RGR e utilizados na concessão de financiamentos às empresas do setor elétrico brasileiro, com juros de 5% ao ano. Em 31 de março de 2018, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 7.230.587 (R\$ 7.420.021 em 31 de dezembro de 2017), incluídos na rubrica Financiamentos e Empréstimos.

Os recursos que compõem o Fundo RGR não fazem parte destas demonstrações, constituindo-se em entidade distinta da Companhia.

Notas Explicativas



22.2 - Composição dos empréstimos e financiamentos:

As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras, estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em março de 2018 é de 6,27% a.a. (7,94% a.a. em 2017).

	31/03/2018							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,49%	676	30.938	-	4,95%	3.327	56.029	326.189
Corporación Andino de Fomento - CAF	8,45%	3.671	123.177	215.938	8,45%	3.671	123.177	215.938
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	2,00%	1.647	11.780	227.512	2,00%	1.647	11.780	227.512
Eximbank	2,00%	333	34.517	-	2,00%	333	34.517	-
BNP Paribas	2,53%	3.269	116.812	350.435	2,53%	3.269	116.812	350.435
BIRD 7884	2,35%	615	65.456	523.992	2,35%	615	65.456	523.992
		10.211	382.679	1.317.878		12.862	407.771	1.644.067
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	43.551	-	3.325.600	6,88%	43.551	-	3.325.600
Vencimento 27/10/2021	5,75%	164.663	-	5.819.800	5,75%	164.663	-	5.819.800
		208.215	-	9.145.400		208.214	-	9.145.400
		218.425	382.679	10.463.278		221.076	407.771	10.789.467
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão¹		-	-	6.609.826	9,40%	-	-	7.230.587
FIDC		-	-	-	CDI + 2,0%	1.581	29.782	636.684
Banco do Brasil	15,27%	4.447	666.240	2.377.108	15,27%	34.423	1.680.912	3.273.603
Caixa Econômica Federal	15,27%	2.779	416.400	1.485.692	15,27%	157.620	1.514.456	7.272.434
BNDES	9,25%	0	-	-	9,25%	57.590	555.288	7.372.150
Banco da Amazônia		-	-	-	125% do CDI	14.238	127.344	421.018
Santander		-	-	-	CDI + 2,5%	3.353	37.230	112.770
State Grid		-	-	-	IPCA	-	-	718.479
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		14.699	329.680	683.376
		7.226	1.082.640	10.472.626		283.504	4.274.692	27.721.101
		225.651	1.465.319	20.935.904		504.580	4.682.463	38.510.568
	31/12/2017							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,54%	329	30.774	-	4,98%	686	55.746	324.638
Corporación Andino de Fomento - CAF	3,95%	3.216	121.992	243.984	3,95%	3.216	121.992	243.984
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	2,47%	17	11.329	218.798	2,47%	17	11.329	218.798
Eximbank	2,00%	152	32.256	-	2,00%	152	32.256	-
BNP Paribas	2,53%	310	116.194	348.580	2,53%	310	116.194	348.580
BIRD 7884	2,35%	4.543	130.219	521.219	2,35%	4.543	130.219	521.219
		8.567	442.765	1.332.581		8.924	467.736	1.657.219
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	111.190	-	3.308.000	6,88%	111.190	-	3.308.000
Vencimento 27/10/2021	5,75%	68.687	-	5.789.000	5,75%	68.687	-	5.789.000
		179.877	-	9.097.000		179.877	-	9.097.000
Outros								
MORGAN		-	-	-		-	-	-
LLOYDS		-	-	-		-	-	1.573
		188.443	442.765	10.429.581		188.801	467.736	10.755.792
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão¹		-	-	6.753.140	9,40%	-	-	7.420.021
FIDC		-	-	-	CDI + 2,0%	1.421	-	664.980
Banco do Brasil	9%	4.036	666.240	2.543.668	8,82%	25.560	1.644.455	3.514.081
Caixa Econômica Federal	9%	2.521	416.400	1.589.792	8,82%	116.653	1.693.531	7.510.100
BNDES	9,5%	240.929	374.999	-	9,50%	301.461	932.038	7.504.657
Banco da Amazônia		-	-	-	125% do CDI	11.124	127.271	427.643
Santander		-	-	-	CDI + 2,5%	109	25.590	124.410
State Grid		-	-	-	IPCA	14.203	-	687.857
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		12.084	324.104	626.109
		247.486	1.457.639	10.886.600		482.615	4.746.989	28.479.858
		435.929	1.900.404	21.316.181		671.416	5.214.725	39.235.650

22.3 - Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

Notas Explicativas



CONTROLADORA						
	31/12/2017	Juros, Variações monetária e cambial incorridos	Juros Pagos	Amortização do Principal		31/03/2018
Empréstimos e Financiamentos						
Moeda Estrangeira						
Instituições Financeiras						
BID	31.103	511	-	-		31.614
Corporación Andino de Fomento - CAF	369.192	4.491	(2.994)	(27.904)		342.785
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KFW	230.144	10.796	-	-		240.940
Eximbank	32.408	2.441	-	-		34.849
BNP Paribas	465.084	5.432	-	-		470.516
Outras	655.981	5.009	(7.459)	(63.468)		590.063
Bônus						
Vencimento 30/07/2019	3.419.190	76.097	(126.136)	-		3.369.151
Vencimento 27/10/2021	5.857.687	126.776	-	-		5.984.463
	11.060.789	231.553	(136.589)	(91.372)		11.064.381
Moeda Nacional						
Instituições financeiras						
Reserva Global de Reversão	6.753.140	84.829	(51.965)	(176.178)		6.609.826
BNDES	615.930	4.019	(244.949)	(375.000)		0
Banco do Brasil	3.213.942	60.307	(59.895)	(166.560)		3.047.795
Caixa Econômica Federal	2.008.713	37.692	(37.434)	(104.100)		1.904.871
	12.591.725	186.847	(394.243)	(821.838)		11.562.492
TOTAL	23.652.514	418.400	(530.832)	(913.210)		22.626.873

CONSOLIDADO							
	31/12/2017	Captação / Custo	Juros, Variações monetária e cambial incorridos	Juros Pagos	Amortização do Principal	Classificação como mantido para venda	31/03/2018
Empréstimos e Financiamentos							
Moeda Estrangeira							
Instituições Financeiras							
BID	381.070	-	4.475	-	-	-	385.545
Corporación Andino de Fomento - CAF	369.192	-	4.491	(2.993)	(27.904)	-	342.786
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KFW	230.144	-	10.796	-	-	-	240.940
Eximbank	32.408	-	2.441	-	-	-	34.849
BNP Paribas	465.084	-	5.432	-	-	-	470.516
Outras	655.980	-	5.009	(7.459)	(63.468)	-	590.062
Bônus							
Vencimento 30/07/2019	3.419.190	-	76.097	(126.136)	-	-	3.369.151
Vencimento 27/10/2021	5.857.687	-	126.776	-	-	-	5.984.463
Outros							
MORGAN	-	-	-	-	-	-	-
LLOYDS	1.573	-	-	-	-	(1.573)	-
	11.412.328	-	235.517	(136.588)	(91.372)	(1.573)	11.418.312
Moeda Nacional							
Instituições financeiras							
Reserva Global de Reversão	7.420.023	187.448	88.853	(51.965)	(176.178)	(237.592)	7.230.589
BNDES	8.735.480	405	166.712	(399.064)	(519.471)	(4.066)	7.979.996
Banco do Brasil	5.184.096	-	96.263	(87.169)	(204.253)	-	4.988.938
Banco do Nordeste do Brasil	171.073	134.792	2.653	(3.064)	(12.341)	-	293.113
BRDE	153.542	-	8.182	(7.459)	(5.877)	-	148.388
Caixa Econômica Federal	9.320.284	-	167.765	(74.319)	(469.220)	-	8.944.510
Santander	150.109	-	3.244	-	-	-	153.353
BASA	566.038	-	8.529	(5.414)	(6.553)	-	562.600
FINEP	138.906	-	1.504	(1.373)	(5.862)	-	133.175
Banco ABC - 30MM	30.032	-	634	-	-	-	30.666
BBM	100.073	-	2.162	-	-	-	102.235
IBM	2.246	-	-	-	-	-	2.246
Outros							
Notas promissórias	664.980	-	-	-	-	-	664.980
FIDC	1.421	-	15.727	(14.081)	-	-	3.067
Cessão de Crédito - Santander	369.100	-	-	-	(46.138)	-	322.962
State Grid	702.060	-	16.419	-	-	-	718.479
	33.709.463	322.645	578.647	(643.908)	(1.445.893)	(241.658)	32.279.296
TOTAL	45.121.791	322.645	814.164	(780.496)	(1.537.265)	(243.231)	43.697.608

Notas Explicativas



CONTROLADORA							
	31/12/2016	Captação / Custo	Juros, Variações monetária e cambial incorridos	Custos incorridos e pagos	Juros Pagos	Amortização do Principal	31/03/2017
Empréstimos e Financiamentos							
Moeda Estrangeira							
Instituições Financeiras							
BID	91.997	-	(1.527)	-	-	-	90.469
Corporación Andino de Fomento - CAF	834.550	-	(16.675)	-	(3.619)	(27.591)	786.665
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	203.712	-	(1.520)	-	-	-	202.192
Eximbank	92.353	-	2.985	-	-	-	95.339
BNP Paribas	572.741	-	(13.060)	-	-	-	559.682
Outras	775.220	-	(18.496)	-	(8.478)	(61.234)	687.011
Bônus							
Vencimento 30/07/2019	3.368.646	-	(32.258)	-	(126.496)	-	3.209.893
Vencimento 27/10/2021	5.771.097	-	(69.517)	-	-	-	5.701.580
	11.710.315	-	(150.067)	-	(138.594)	(88.825)	11.332.829
Moeda Nacional							
Instituições financeiras							
Reserva Global de Reversão	6.647.839	647.706	90.153	-	(37.134)	(261.268)	7.087.297
BNDES	1.675.353	-	55.012	-	(203.576)	(375.000)	1.151.790
Banco do Brasil	3.868.319	-	138.949	-	(138.227)	(149.477)	3.719.565
Caixa Econômica Federal	2.417.699	-	86.843	-	(86.392)	(93.423)	2.324.727
	14.609.211	647.706	370.957	-	(465.328)	(879.168)	14.283.378
TOTAL	26.319.526	647.706	220.890	-	(603.922)	(967.993)	25.616.207
CONSOLIDADO							
	31/12/2016	Captação / Custo	Juros, Variações monetária e cambial incorridos	Custos incorridos e pagos	Juros Pagos	Amortização do Principal	31/03/2017
Empréstimos e Financiamentos							
Moeda Estrangeira							
Instituições Financeiras							
Resolução nº 63	10.846	-	(315)	-	-	-	10.531
BID	461.387	-	(9.914)	-	-	-	451.472
Corporación Andino de Fomento - CAF	834.550	-	(16.675)	-	(3.619)	(27.591)	786.665
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	203.712	-	(1.520)	-	-	-	202.192
Eximbank	92.353	-	2.985	-	-	-	95.339
BNP Paribas	572.741	-	(13.060)	-	-	-	559.682
Outras	775.220	-	(18.496)	-	(8.478)	(61.234)	687.011
Bônus							
Vencimento 30/07/2019	3.368.646	-	(32.258)	-	(126.496)	-	3.209.893
Vencimento 27/10/2021	5.771.097	-	(69.517)	-	-	-	5.701.580
Outros							
CAJUBI - Fundação Prev. ITAIPU PY	1.299	-	(38)	-	-	-	1.261
	12.091.850	-	(158.807)	-	(138.594)	(88.825)	11.705.624
Moeda Nacional							
Instituições financeiras							
Reserva Global de Reversão	6.647.839	647.706	90.153	-	(37.134)	(261.268)	7.087.297
BNDES	9.016.040	-	214.933	-	(298.394)	(482.691)	8.449.888
Banco do Brasil	5.943.566	-	203.114	-	(210.641)	(161.755)	5.774.286
Banco do Nordeste do Brasil	215.837	-	3.855	-	(3.870)	(12.341)	203.482
BRDE	183.073	-	4.405	-	(4.043)	(5.248)	178.187
Caixa Econômica Federal	9.228.525	499.999	282.278	-	(135.703)	(211.641)	9.663.458
BASA	647.787	-	12.351	-	(19.530)	(7.785)	632.822
FINEP	161.362	-	1.919	-	(1.598)	(5.828)	155.855
Banco ABC - 30MM	30.040	-	1.214	-	-	-	31.254
Outros							
Notas promissórias	285.310	-	4.441	-	(39.751)	(250.000)	-
FIDC	-	690.000	17.395	(29.666)	(14.078)	-	663.651
Cessão de Crédito - Santander	531.933	-	-	-	-	(44.328)	487.605
State Grid	637.266	-	22.066	-	-	(6.605)	652.727
	33.528.579	1.837.705	858.124	(29.666)	(764.741)	(1.449.490)	33.980.511
TOTAL	45.620.429	1.837.705	699.317	(29.666)	(903.335)	(1.538.315)	45.686.135

Distribuidoras

Os empréstimos obtidos pelas controladas junto a Câmara de Comercialização de energia Elétrica - CCEE com recursos da RGR foram realizados em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.079, em razão da não prorrogação da concessão, com vistas a assegurar a prestação adequada dos serviços até que haja licitação e assunção por um novo concessionário, com

Notas Explicativas

carência de 12 (doze) meses e amortização em 36 parcelas mensais após o fim da carência, com taxa de administração de 0,5% ao ano "pro rata temporis" sobre o saldo devedor, vencíveis no dia 30 de cada mês e juros equivalentes a 111% (cento e onze por cento) da taxa SELIC, divulgada pelo BACEN, calculados "pro rata temporis" sobre o saldo devedor, incorporado durante o período de carência.

22.4 Composição dos financiamentos e empréstimos (por tipo de moeda):

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	31/03/2018		31/12/2017		31/03/2018		31/12/2017	
	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%
Moeda estrangeira								
USD não indexado	9.385.229	41,48%	9.307.980	39,35%	9.385.229	21,48%	9.307.980	20,63%
USD com LIBOR	1.403.364	6,20%	1.490.257	6,30%	1.757.295	4,02%	1.840.224	4,08%
EURO	240.940	1,06%	230.144	0,97%	240.940	0,55%	230.144	0,51%
IENE	34.849	0,15%	32.408	0,14%	34.849	0,08%	32.408	0,07%
Outros	-	-	-	-	-	-	1.574	0,00%
Subtotal	11.064.383	48,90%	11.060.790	46,76%	11.418.314	26,13%	11.412.331	25,29%
Moeda nacional								
CDI	4.952.666	21,89%	5.222.655	22,08%	11.558.895	26,45%	12.159.697	26,95%
IPCA	-	-	-	-	322.962	0,74%	369.100	0,82%
TJLP	-	-	-	-	8.100.612	18,54%	6.809.224	15,09%
SELIC	-	-	615.930	2,60%	653.087	1,49%	1.782.785	3,95%
Outros	-	-	-	-	4.175.601	9,56%	4.154.293	9,21%
Subtotal	4.952.666	21,89%	5.838.585	24,68%	24.811.157	56,78%	25.275.099	56,02%
Não Indexado	6.609.826	29,21%	6.753.140	28,55%	7.468.141	17,09%	8.434.363	18,69%
Total	22.626.874	100,00%	23.652.515	100,00%	43.697.611	100,00%	45.121.793	100,00%

A parcela de longo prazo dos financiamentos e empréstimos tem seu vencimento assim programado:

	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023	Total
Controladora	5.425.864	2.358.031	8.102.268	899.979	199.389	3.950.373	20.935.905
Consolidado	8.175.442	4.729.637	10.159.139	2.315.794	1.390.305	11.740.251	38.510.569

22.5 – Operação de arrendamento mercantil financeiro:

O montante do arrendamento financeiro é constituído por operações da Amazonas Distribuidora que serão repassados para a Amazonas GT devido processo de desverticalização vide nota 2.

A conciliação entre o total dos pagamentos mínimos futuros do arrendamento financeiro da Companhia e o seu valor presente, estão demonstradas no quadro abaixo:

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017
Menos de um ano	209.226	209.226
Mais de um ano e menos de cinco anos	836.902	836.902
Mais de cinco anos	453.322	505.629
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	(446.076)	(473.937)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	1.053.374	1.077.820
Menos de um ano	146.982	145.324
Mais de um ano e menos de cinco anos	587.930	581.295
Mais de cinco anos	318.462	351.201
Valor presente dos pagamentos	1.053.374	1.077.820

22.6 - Conciliação da movimentação patrimonial com os fluxos de caixa decorrentes de atividade de financiamento

	CONTROLADORA		
	Empréstimos e Financiamentos	Outros passivos	Total
Variações dos fluxos de caixa de financiamento			
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(913.210)	-	(913.210)
Pagamento de remuneração aos acionistas	-	-	-
Recursos da RGR para repasse	-	-	-
Total das variações nos fluxos de caixa das atividades de financiamento	(913.210)	-	(913.210)
Saldo em 31 de março de 2018	(913.210)	-	(913.210)

	CONSOLIDADO		
	Empréstimos e Financiamentos	Outros passivos	Total
Variações dos fluxos de caixa de financiamento			
Empréstimos e financiamentos obtidos	414.323	-	414.323
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(1.554.419)	-	(1.554.419)
Pagamento de remuneração aos acionistas	-	-	-
Recursos da RGR para repasse	-	-	-
Outros	-	(19.598)	(19.598)
Total das variações nos fluxos de caixa das atividades de financiamento	(1.140.096)	(19.598)	(1.159.694)
Variações decorrentes da obtenção ou perda de controle de controladas ou outros negócios			
	-	(50.307)	(50.307)
Saldo em 31 de março de 2018	(1.140.096)	(69.905)	(1.210.001)

Notas Explicativas



22.7 – GARANTIAS

A Companhia participa na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos cujos montantes garantidos, projeções e valores já pagos estão demonstrados nos quadros seguintes:

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 31/03/2018	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.412.815	24.128	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.323.584	13.236	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	378.167	3.782	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	Garantia de Fiel Cumprimento de Contrato	SPE	15,00%	39.225	23.835	238	30/04/2019
Eletrobras	Rouar	CAF	SPE	50,00%	32.459	32.459	325	20/10/2018
Eletrobras	Mangue Seco 2	BNB	SPE	49,00%	40.951	34.417	344	14/10/2031
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	49,00%	197.950	200.138	2.001	16/06/2031
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BRDE	SPE	49,00%	98.000	100.512	1.005	16/06/2031
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	44.100	59.422	594	15/06/2028
Eletrobras	Éólica Hermenegildo I S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.566	103.438	1.034	15/06/2032
Eletrobras	Éólica Hermenegildo I S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.764	45.330	453	15/06/2032
Eletrobras	Éólica Hermenegildo II S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.590	103.461	1.035	15/06/2032
Eletrobras	Éólica Hermenegildo II S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.775	45.341	453	15/06/2032
Eletrobras	Éólica Hermenegildo III S/A	BNDES	SPE	99,99%	93.367	88.145	881	15/06/2032
Eletrobras	Éólica Hermenegildo III S/A	BRDE	SPE	99,99%	40.703	38.629	386	15/06/2032
Eletrobras	Éólica Chuí IX S/A	BNDES	SPE	99,99%	31.561	29.796	298	15/06/2032
Eletrobras	Éólica Chuí IX S/A	BRDE	SPE	99,99%	13.758	13.057	131	15/06/2032
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	859.760	8.598	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	243.668	2.437	15/01/2035
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	876.681	8.767	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	237.596	2.376	15/01/2035
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	223.419	65.320	653	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	126.221	39.647	396	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	170.029	7.488	75	15/10/2018
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	Corporativo	100,00%	182.417	124.439	1.244	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	182.417	124.456	1.245	15/01/2028
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	112.563	1.126	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	5.751	58	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BDRE	Corporativo	100,00%	50.000	5.737	57	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	11.535	115	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	17.576	176	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	156.438	1.564	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	41.898	27.853	279	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	9.413	6.856	69	15/08/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	12.000	7.099	71	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	9.303	93	15/07/2026
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	167.147	1.671	15/11/2023
Eletrosul	Teles Pires	BNDES	SPE	24,72%	296.940	325.050	3.250	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,72%	294.000	322.920	3.229	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,72%	160.680	186.905	1.869	30/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	78,00%	29.255	20.412	204	15/06/2030
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	BNDES	SPE	80,00%	209.974	162.783	1.628	15/07/2028
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	80,00%	62.040	87.711	877	15/09/2026
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	29.854	54.596	546	30/12/2038
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	136.064	183.976	1.840	30/12/2042
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul 3	FIDC DI	Corporativo	100,00%	690.000	691.581	6.916	20/01/2022
Eletrosul	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	6.728	67	15/11/2024
Eletrosul	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	15.444	154	15/11/2024
Eletrosul	Ribeiro Gonçalves/Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	52.420	524	03/06/2031
Eletrosul	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	17.840	178	10/01/2029
Eletrosul	Subestação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	5.651	57	15/03/2028
Eletrosul	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	18.887	189	15/08/2028
Eletrosul	Ampliação da Subestação Lechuga	BNDES	Corporativo	100,00%	35.011	21.899	219	15/10/2028
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	49,00%	514.500	419.645	4.196	15/12/2029
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	98.000	141.464	1.415	15/09/2026
Eletrosul	Linha Verde Transmissora	BASA	Corporativo	100,00%	185.000	188.606	1.886	10/11/2032
Eletrosul	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.300	84.838	848	16/09/2031
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	505.477	354.465	3.545	15/11/2028
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	206.883	2.069	15/10/2031
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	196.951	1.970	10/07/2031
Eletrosul	Rio Branco Transmissora	BNDES	Corporativo	100,00%	138.000	97.609	976	15/03/2027
Eletrosul	Transmissora Matogrossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.200	33.177	332	01/02/2029
Eletrosul	Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	28.278	283	15/05/2026
Eletrosul	Brasventos Missaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	24.619	246	15/10/2029
Eletrosul	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	359.241	3.592	28/07/2029
Eletrosul	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	440.017	4.400	15/08/2032
Eletrosul	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES REPASSE	SPE	24,50%	214.375	232.167	2.322	15/08/2032
Eletrosul	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	3.213.869	32.139	15/01/2042
Eletrosul	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	1.763.014	17.630	15/01/2042
Eletrosul	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	503.718	5.037	15/01/2042
Eletrosul	Implantação do PAR e PMIS	BNDES	Corporativo	100,00%	361.575	267.582	2.676	15/12/2023
Eletrosul	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	283.411	214.568	2.146	15/08/2028
Eletrosul	Reforço à Estrutura de Capital de Giro	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	187.454	1.875	30/04/2019

Notas Explicativas



Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 31/03/2018	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletronorte	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	232.786	2.328	15/06/2038
Eletronorte	Reforço à Estrutura de Capital de Giro 2	CEF	Corporativo	100,00%	500.000	446.508	4.465	30/03/2021
Eletronuclear	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.181.048	3.632.263	36.323	15/06/2036
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	859.760	8.598	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	243.668	2.437	15/01/2035
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	876.681	8.767	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	237.596	2.376	15/01/2035
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.195	55.144	551	15/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.412.815	24.128	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.323.584	13.236	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	378.167	3.782	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	74.350	744	10/07/2032
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	329.958	3.300	15/02/2030
Chesf	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	114.765	1.148	18/03/2025
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	198.342	1.983	28/02/2020
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 2	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	100.643	1.006	27/02/2019
Chesf	IE Garanhuns S/A	BNDES	SPE	49,00%	175.146	135.287	1.353	15/12/2032
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 3	BNDES	Corporativo	100,00%	277.560	353.247	3.532	15/06/2029
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 4	BNDES	Corporativo	100,00%	475.454	202.021	2.020	15/06/2029
Chesf	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	232.786	2.328	15/06/2038
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 5	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	176.119	1.761	06/09/2021
Chesf	Edifício Casa Nova II e III	BNB	Corporativo	100,00%	158.420	134.793	1.348	25/07/2031
Furnas	UHE Batalha	BNDES	Corporativo	100,00%	224.000	131.596	1.316	15/12/2025
Furnas	UHE Simplicio	BNDES	Corporativo	100,00%	1.034.410	570.272	5.703	15/07/2026
Furnas	UHE Baguari	BNDES	Corporativo	100,00%	60.153	31.829	318	15/07/2026
Furnas	DIVERSOS	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	750.000	766.987	7.670	31/10/2018
Furnas	Rolagem BASA 2008	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	208.312	212.735	2.127	28/12/2020
Furnas	Projetos de Inovação	FINEP	Corporativo	100,00%	268.503	133.174	1.332	15/11/2023
Furnas	Financiamento corporativo	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	400.000	305.028	3.050	06/12/2023
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.594.159	1.924.933	19.249	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.574.659	1.986.534	19.865	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	39,00%	196.334	227.053	2.271	10/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	163.800	217.558	2.176	27/12/2022
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	273.000	357.863	3.579	15/04/2024
Furnas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	7.275	73	15/04/2023
Furnas	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	24.619	246	15/10/2029
Furnas	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	74.350	744	10/07/2032
Furnas	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	329.958	3.300	15/02/2030
Furnas	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	114.765	1.148	18/03/2025
Furnas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,72%	296.940	325.050	3.250	15/02/2036
Furnas	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,72%	294.000	322.920	3.229	15/02/2036
Furnas	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,72%	160.680	186.905	1.869	30/05/2032
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	2.536	1.417	14	15/05/2023
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	5.536	4.190	42	15/03/2028
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	359.241	3.592	28/07/2029
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	440.017	4.400	15/08/2032
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES REPASSE	SPE	24,50%	214.375	232.167	2.322	15/08/2032
Furnas	Plano de Investimentos 2012-2014	BNDES	Corporativo	100,00%	441.296	204.252	2.043	15/06/2029
Furnas	Empresa de Energia São Manoel	BNDES	SPE	33,33%	437.996	485.101	4.851	12/12/2038
Furnas	Empresa de Energia São Manoel	Emissão de Debêntures	SPE	33,33%	93.332	115.493	1.155	15/12/2018
Furnas	Projetos Corporativos Furnas 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	51.099	511	28/12/2020
Furnas	Projetos Corporativos Furnas 2	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	35.000	35.769	358	28/12/2020
Amazonas	Amazonas	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	2.405.979	2.956.664	29.567	30/01/2025
Eletroacre	Eletroacre	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	91.774	76.151	762	30/01/2025
Boa Vista	Boa Vista	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	19.320	13.525	135	31/12/2024
Cepisa	Projeto Corporativo	CEF	Corporativo	100,00%	94.906	44.186	442	20/08/2026
Ceal	Projeto Corporativo Ceal	Banco IBM S/A	Corporativo	100,00%	10.736	4.066	41	11/12/2019
Total Controladora					47.385.559	45.298.448	452.984	

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 31/03/2018	Saldo Garantidor	Término da Garantia
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	48.750	58.096	581	16/09/2031
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	29.250	32.276	323	16/02/2029
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,00%	29.764	26.098	261	30/03/2031
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,00%	58.346	52.740	527	01/08/2032
Chesf	Edifício Serra das Vacas	Itau BBA e Bradesco BBI	SPE	49,00%	132.009	131.815	1.318	2018
Chesf	Edifício Serra das Vacas	Itau BBA e Bradesco BBI	SPE	49,00%	33.320	34.971	350	2018
Eletronorte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	75.000	89.378	894	15/12/2026
Eletronorte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	45.000	49.655	497	16/02/2029
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	142.100	146.702	1.467	15/12/2031
Eletronuclear	Angra III	CEF	Corporativo	100,00%	3.800.000	3.279.227	32.792	06/06/2038
Eletrosul	Ampliação do Sistema Sul de Transmissão	BNDES	Corporativo	100,00%	29.074	24.800	248	15/09/2029
Eletrosul	Interligação Brasil x Uruguai	BNDES	Corporativo	100,00%	21.827	18.618	186	15/09/2029
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea de Energia	BNDES	SPE	51,00%	252.108	220.063	2.201	15/02/2029
Furnas	Modernização da UHE Furnas e UHE Luiz Carlos BarBID	Corporativo	Corporativo	100,00%	427.511	351.280	3.513	15/12/2031
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	142.100	146.702	1.467	15/12/2031
Total Controladas					5.266.160	4.662.419	46.624	

Notas Explicativas



NOTA 23 – DEBÊNTURES

23.1 - Composição das debêntures:

CONSOLIDADO								
Controlada	Emissora	Data de Emissão	Principais características		Tx de juros	Vencimento	Saldo em 31/03/2018	Saldo em 31/12/2017
Eletronorte	Emitidas pela ETE (incorporada pela Eletronorte em março de 2014)	06/2011	Subscrição particular de primeira Emissão da Controlada escrituradas em favor do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia - FDA, e mantidas sob custódia do agente operador do contrato, o Banco da Amazônia S.A., com garantia real e fidejussória por fiança, em quatro séries, todas elas conversíveis em ações da SPE, com ou sem direito a voto.	Conversíveis em ações	TJLP + 1,65% a.a.	10/07/2031	206.883	202.757
CHESF	Emitidas pela Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.,	04/2017	Primeira emissão simples, não conversíveis em ações de emissão da Emissora, da espécie com garantia real, em série única. Foram emitidas o total de 168.000 com valor nominal de R\$ 1.000,00 e distribuídas através da instituição financeira Banco Bradesco S.A.	Não conversíveis em ações	IPCA + 7,0291% a.a.	15/01/2029	155.706	153.094
Santa Vitória do palmar	Eólicas Geribatu I a X	08/2014	Emissão pública de debêntures simples em série única não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, com garantia adicional real e fidejussória.	Não conversíveis em ações	IPCA + 7,94% a.a.	15/09/2027	118.326	114.928
							480.915	470.779
Total do Passivo Circulante							41.362	183.432
Total do Passivo Não Circulante							439.553	287.347

23.2 - Movimentação das debêntures:

CONSOLIDADO							
		31/12/2017	Captação	Encargos	Amortização do Principal	Transferência	31/03/2018
CIRCULANTE							
Instituições Financeiras							
Eletronorte	BASA/FDA	22.658	-	-	-	4.126	26.784
Chesf	Bradesco	153.094	-	2.612	-	(144.304)	11.402
S. Vitória do Palmar	BNDES/BRDE	7.680	-	2.383	-	(6.887)	3.176
TOTAL CIRCULANTE		183.432	-	4.995	-	(147.065)	41.362
NÃO CIRCULANTE							
Instituições Financeiras							
Eletronorte	BASA/FDA	180.099	-	-	-	-	180.099
Chesf	Bradesco	-	-	-	-	144.304	144.304
S. Vitória do Palmar	BNDES/BRDE	107.248	-	1.015	-	6.887	115.150
TOTAL NÃO CIRCULANTE		287.347	-	1.015	-	151.191	439.553
TOTAL DEBENTURES		470.779	-	6.010	-	4.126	480.915

CONSOLIDADO						
		31/12/2016	Captação	Encargos	Amortização do Principal	31/03/2017
CIRCULANTE						
Instituições Financeiras						
Eletronorte	BASA/FDA	12.442	-	3.069	-	15.511
TOTAL CIRCULANTE		12.442	-	3.069	-	15.511
NÃO CIRCULANTE						
Instituições Financeiras						
Eletronorte	BASA/FDA	188.933	2.297	-	-	191.230
TOTAL NÃO CIRCULANTE		188.933	2.297	-	-	191.230
TOTAL DEBENTURES		201.375	2.297	3.069	-	206.741

Notas Explicativas**NOTA 24 - EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO**

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei 4.156/1962 com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1983, que fixou a data de 31 de dezembro de 1993 como o prazo final de arrecadação.

Na primeira fase desse Empréstimo Compulsório, encerrada com o advento do Decreto-Lei 1.512/1976, a cobrança do tributo alcançou diversas classes de consumidores de energia, e os créditos dos contribuintes foram representados por Obrigações ao Portador emitidas pela Companhia.

No segundo momento, iniciado com as disposições contidas no referido Decreto-Lei, o Empréstimo Compulsório em questão passou a ser cobrado somente de indústrias com consumo mensal de energia superior a 2.000 kwh*, e os créditos dos contribuintes deixaram de ser representados por títulos, passando a ser simplesmente escriturados pela Companhia.

O saldo do Empréstimo Compulsório remanescente, após a 4ª conversão em ações, ocorrida em 30 de abril de 2008, relativa aos créditos constituídos de 1988 a 2004, estão registrados no passivo circulante e não circulante, vencíveis a partir de 2008, e remunerados à taxa de 6% ao ano, acrescidos de atualização monetária com base na variação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo Especial IPCA-E, e correspondem, em 31 de março de 2018, a R\$ 501.354 (R\$ 501.134 em 31 de dezembro de 2017), dos quais R\$ 459.375 no não circulante (R\$ 458.874 em 31 de dezembro de 2017).

As Obrigações ao Portador, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório, não constituem títulos mobiliários, não são negociáveis em Bolsa de Valores, não têm cotação e são inexigíveis. Desta forma, a Administração da Companhia esclarece que a Companhia não possui debêntures em circulação.

A emissão desses títulos decorreu de uma imposição legal e não de uma decisão empresarial da Companhia. Do mesmo modo, sua tomada pelos obrigacionistas não emanou de um ato de vontade, mas de um dever legal, por força da Lei 4.156/1962.

A CVM, em decisão de seu Colegiado proferida no processo administrativo CVM RJ 2005/7230, movido por detentores das mencionadas obrigações, afirma textualmente que "as obrigações emitidas pela Companhia em decorrência da Lei 4.156/1962 não podem ser consideradas como valores mobiliários".

Entendeu ainda a CVM que não há qualquer irregularidade nos procedimentos adotados pela Companhia em suas demonstrações financeiras, no que se referem às citadas obrigações, tampouco na divulgação quanto à existência de ações judiciais.

A inexigibilidade dessas Obrigações ao Portador foi reforçada por decisões do Superior Tribunal de Justiça, que corroboram o entendimento de que esses títulos estão prescritos e que não se prestam para garantir execuções fiscais.

Portanto, as Obrigações ao Portador emitidas na primeira fase desse empréstimo compulsório, tal como decidido pela CVM, não se confundem com debêntures. Além disso, por força do disposto no artigo 4º, § 11 da Lei 4.156/1962 e no artigo 1º do Decreto 20.910/1932, são inexigíveis, condição confirmada no Informativo 344 do Superior Tribunal de Justiça - STJ, de onde consta que essas Obrigações não podem ser utilizadas como garantia de execuções fiscais, por não terem liquidez e não serem debêntures.

Notas Explicativas

Desta forma, o passivo relativo ao Empréstimo Compulsório refere-se aos créditos residuais, constituídos de 1988 a 1994, dos consumidores industriais com consumo superior a 2.000 kW/h, referentes à segunda fase desse Empréstimo Compulsório, bem como aos juros não reclamados relativos a esses créditos, conforme demonstrado:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	41.979	42.260
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	459.375	458.874
TOTAL	501.354	501.134

NOTA 25 – TRIBUTOS A RECOLHER E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL**25.1- Tributos a recolher**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Passivo circulante:				
Tributos Retidos na Fonte (IRRF)	28.127	28.974	198.174	252.601
PASEP e COFINS	210.000	64.312	696.143	512.227
ICMS	-	-	82.867	127.901
PAES / REFIS	-	-	20.966	35.960
INSS/FGTS	483	1.643	66.953	93.910
ISS	-	-	24.115	28.491
Outros	2.802	5.838	115.485	122.229
Total	241.412	100.767	1.204.703	1.173.319

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Passivo não circulante:				
PASEP e COFINS	-	-	17.034	33.087
PASEP e COFINS Diferidos	-	-	16.783	65.588
PAES / REFIS	-	-	207.713	210.850
INSS/FGTS	-	-	226	-
Outros	-	-	14.762	17.002
Total	-	-	256.518	326.527

25.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	339.562	752.465	692.274	1.075.786
Contribuição Social corrente	122.315	271.299	266.863	422.432
	461.877	1.023.764	959.137	1.498.218
Passivo não circulante:				
IRPJ / CSLL diferidos	408.077	394.958	8.676.986	8.901.931

Notas Explicativas



25.3- Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA			
	31/03/2018		31/03/2017	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	493.708	493.708	1.996.176	1.996.176
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(123.427)	(44.434)	(499.044)	(179.656)
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	1.320	475	648	233
Equivalência patrimonial	351.559	126.561	403.805	145.370
Passivo a descoberto em controladas	(467.392)	(168.261)	(293.373)	(105.614)
Compensação Prejuízo Fiscal	-	-	112.944	40.660
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(43.327)	(15.598)	(141.881)	(51.077)
Doações	(6.444)	(2.320)	(89)	(32)
Demais adições e exclusões	(51.851)	(18.738)	(26.062)	(9.382)
Total da despesa de IRPJ e CSLL	(339.562)	(122.315)	(443.052)	(159.498)
Alíquota efetiva	68,78%	24,77%	22,20%	7,99%
Corrente	(339.562)	(122.315)	(443.052)	(159.499)
Diferido	-	-	-	-

	CONSOLIDADO			
	31/03/2018		31/03/2017	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	770.224	770.224	2.630.143	2.630.143
Base de cálculo				
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(192.556)	(69.320)	(657.536)	(236.713)
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de dividendos	1.551	558	747	269
Equivalência patrimonial	63.711	22.936	57.294	20.626
Compensação Prejuízo Fiscal	180.120	50.581	148.582	53.488
Constituição Créditos Tributários	117.939	42.319	-	-
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(709.950)	(255.892)	(461.487)	(166.136)
Incentivos Fiscais	55.832	10	53.400	-
Doações	(6.444)	(2.320)	(89)	(32)
Demais adições e exclusões	(35.215)	22.050	(46.696)	(17.709)
Total da despesa de IRPJ e CSLL	(525.013)	(189.078)	(905.785)	(346.207)
Alíquota efetiva	68,16%	24,55%	34,44%	13,16%
Corrente	(780.573)	(281.006)	(491.717)	(177.018)
Diferido	255.510	91.983	(428.865)	(154.391)

25.4- Incentivos Fiscais - SUDENE

A Medida Provisória 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, alterada pela Lei 11.196, de 21 de novembro de 2005, possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura considerado, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimento em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

Notas Explicativas

Sobre os contratos de concessões nº 006/2004 da geração e nº 061/2001 da transmissão (ambos assinados pela CHESF), o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto de renda abrange os anos de 2008 a 2017. Para os contratos da transmissão números 008/2005 e 007/2005 o direito ao incentivo da redução foi concedido para o período de 2011 a 2020. Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25% passa a ser de 6,25%.

25.5- Parcelamento Especial - PAES

As controladas Furnas, Eletrosul, Eletroacre e Distribuição Alagoas optaram pelo refinanciamento de débitos tributários. O prazo de financiamento é limitado a 180 meses e o saldo devedor é corrigido pela Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP e SELIC.

25.6- Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) – Lei 12.865/2013

Furnas, em 30 de dezembro de 2013, optou pelo REFIS, referente aos processos de PASEP, COFINS e PASEP/COFINS.

O prazo de financiamento é limitado a 180 meses e o saldo devedor, corrigido pela SELIC, em 31 de março de 2018 é de R\$ 177.556 (R\$ 180.203 em 31 de dezembro de 2017).

25.7- PASEP e COFINS Diferidos sobre Variação Cambial Ativa

Em 1º de abril de 2015 foi publicado o Decreto nº 8.426 que restabeleceu para 0,65% e 4%, respectivamente, as alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre as receitas financeiras auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas ao regime de incidência não cumulativa, com vigência a partir de 1º de julho de 2015.

Todavia, com o advento do Decreto nº 8.451, publicado em 19 de maio de 2015, o Governo Federal reestabeleceu para zero as alíquotas de PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre as receitas financeiras decorrentes de variações monetárias, em função da taxa de câmbio, de: (I) operações de exportação de bens e serviços para o exterior; e (ii) obrigações contraídas pela pessoa jurídica, inclusive, empréstimos e financiamentos.

Uma vez que o Decreto nº 8.451 estabeleceu a manutenção da alíquota zero somente para as supramencionadas operações, a Controladora passou a recolher, quando da liquidação da correspondente transação, as contribuições do PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre as variações monetárias decorrentes da oscilação da moeda estrangeira observada nos contratos de empréstimos concedidos pela Companhia.

25.8 - Programa de Regularização Tributária–PRT

Em 31 de maio de 2017, as subsidiárias da Eletrobras (Eletronorte, EDE Piauí, EDE, Alagoas, EDE Roraima, EDE Acre e EDE Rondônia) aderiram ao Programa de Regularização Tributária – PRT, instituído pelo Governo Federal por meio da Medida Provisória 766/2017. Tal programa permitiu, entre outras modalidades de pagamento e parcelamento, quitar débitos tributários federais utilizando-se de prejuízo fiscal para amortizar até 76% da dívida e o saldo remanescente parcelado em 24 meses. As empresas do Grupo Eletrobras já listadas inscreveram o montante R\$ 891.249, sendo utilizado R\$ 677.349 de prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social (equivalente a 76% do débito consolidado) para pagamento à vista e o restante parcelado em 24 meses. Tal operação permitiu que se obtivesse um ganho de R\$ 677.349 relativamente ao aproveitamento do prejuízo fiscal e da base negativa de contribuição social.

Notas Explicativas

**NOTA 26 – ENCARGOS SETORIAIS**

As explicações sobre a natureza dos principais encargos setoriais foram divulgadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017.

	CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017
PASSIVO CIRCULANTE		
Quota RGR	122.836	83.641
Quota CDE	34.109	89.688
Quota PROINFA	15.955	9.159
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	63.751	178.978
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	8.785	27.442
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	421.180	240.812
Programa de Eficiência Energética - PEE	57.117	65.802
Outros	131	32.658
	<u>723.864</u>	<u>728.180</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Quota RGR	7.146	7.146
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	683.231	671.791
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	19.486
	<u>690.377</u>	<u>698.423</u>
TOTAL	<u>1.414.241</u>	<u>1.426.603</u>

NOTA 27 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Circulante				
Dividendos não reclamados	9.473	9.484	9.473	9.520
Dividendos retidos exercícios anteriores	-	-	6.260	-
Dividendos mínimos obrigatórios do exercício	-	-	34.024	8.819
	<u>9.473</u>	<u>9.484</u>	<u>49.757</u>	<u>18.339</u>

27.1 – Dividendos Não Reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante em 31 de março de 2018, contém a parcela de R\$ 9.473 (R\$ 9.520 em 31 de dezembro de 2017) no consolidado, referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2015, 2016 e 2017. A remuneração relativa ao exercício de 2011 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

27.2 – Dividendos mínimos obrigatórios

O estatuto da Companhia estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do valor nominal do capital social relativo a essas espécies e classes de ações, prevendo a possibilidade de

Notas Explicativas

pagamento de juros sobre capital próprio. Os dividendos mínimos obrigatórios de R\$ 466.984 relativos ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, conforme parágrafo terceiro do artigo 205 da Lei 6.404/76 e aprovação na ata da 167ª Assembleia Geral Extraordinária e 57ª Assembleia Geral Ordinária em 28 de abril de 2017, foram pagos em 19 de dezembro de 2017.

NOTA 28 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

As empresas do Sistema Eletrobras patrocinam planos de previdência aos seus empregados, bem como planos de assistência médica e seguro de vida pós-emprego em determinados casos. Esses benefícios são classificados como benefícios definidos (BD) e de contribuição definida (CD).

Devido à estrutura descentralizada do Sistema Eletrobras, cada segmento patrocina seu próprio pacote de benefícios a empregados. De forma geral, o Grupo oferece aos seus atuais e futuros aposentados e aos seus dependentes benefícios do tipo previdenciário, de assistência à saúde e seguro de vida pós-emprego, conforme apresentado na tabela a seguir:

Empresa	Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas do Sistema Eletrobras				
	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-emprego	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X	X	X
Amazonas	X		X		
Boa Vista	X		X		X
Ceal	X		X		X
Cepisa	X		X		
Ceron			X		
CGTEE	X				
Chesf	X	X	X	X	
Eletroacre			X		
Eletronorte	X		X	X	X
Eletronuclear	X				X
Eletrosul	X		X		X
Furnas	X		X	X	X

A Companhia e suas controladas avaliam seus passivos atuariais anualmente e consequentemente, os valores apresentados no balanço patrimonial podem sofrer alteração em razão da avaliação que será realizada para a data base de 31 de dezembro de 2018.

Maiores informações sobre os planos de benefícios pós emprego estão divulgadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017.

NOTA 29 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia e suas controladas são partes envolvidas em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas trabalhista e cível, que se encontram em vários estágios de julgamento.

A Administração da Companhia adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Companhia em função do risco de perda e da ocorrência de obrigação presente em função de evento passado, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

Notas Explicativas

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como provável, além de atender a condição de obrigação presente vinculada a evento passado, são constituídas provisões;
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como possível, não é realizada provisão e suas informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, não é realizada provisão e somente são divulgadas em Notas Explicativas as informações relevantes, que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das informações financeiras intermediárias.

Portanto, para fazer face a eventuais perdas, são constituídas as provisões para contingências, conforme julgamento realizado pela administração da Companhia e de suas controladas, amparadas em seus consultores jurídicos, como suficientes para cobrir eventuais perdas em processos judiciais.

Na data de encerramento destas informações financeiras intermediárias, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza, consideradas pela Administração da Companhia como sendo uma obrigação presente da entidade, derivada de eventos já ocorridos, cuja liquidação se espera que resulte em saída de recursos da entidade capazes de gerar benefícios econômicos:

a) Provisão para contingências (risco de perda prováveis):

CONTINGÊNCIAS PROVÁVEIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Trabalhistas	1.638	3.092	72.359	278.104
Tributárias	-	-	7.193	6.882
Cíveis	696.924	847.612	1.094.109	1.233.401
	<u>698.562</u>	<u>850.704</u>	<u>1.173.661</u>	<u>1.518.387</u>
NÃO CIRCULANTE				
Trabalhistas	1.165.657	1.187.019	2.141.818	2.358.354
Tributárias	-	-	519.599	625.879
Cíveis	15.933.606	15.759.489	20.354.830	20.049.730
	<u>17.099.263</u>	<u>16.946.508</u>	<u>23.016.247</u>	<u>23.033.963</u>
	<u>17.797.825</u>	<u>17.797.212</u>	<u>24.189.908</u>	<u>24.552.350</u>

Estas provisões tiveram, neste período, a seguinte evolução:

Notas Explicativas

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2016	<u>14.430.884</u>	<u>20.729.429</u>
Constituição de provisões	280.626	524.344
Reversão de provisões	(282.763)	(410.785)
Atualização Monetária	450.671	505.856
Baixas	-	(215)
Pagamentos	(71.403)	(106.897)
Saldo em 31/03/2017	<u>14.808.014</u>	<u>21.241.731</u>
Saldo em 31/12/2017	<u>17.797.212</u>	<u>24.552.350</u>
Constituição de provisões	306.076	731.556
Reversão de provisões	(101.614)	(222.686)
Atualização Monetária	153.344	155.569
Baixas	-	(653.582)
Pagamentos	(357.193)	(373.297)
Saldo em 31/03/2018	<u>17.797.825</u>	<u>24.189.910</u>

A constituição e a reversão da provisão para contingências foram registradas no resultado do período como Provisões Operacionais (Nota 42).

a.1) Ações judiciais cíveis

Controladora

i. Reclamação de Correção Monetária sobre o Empréstimo Compulsório

Existe um contencioso judicial expressivo envolvendo a controladora, onde o maior número de ações nesse universo diz respeito às ações que têm por objeto a aplicação de critérios de atualização monetária sobre os créditos escriturais do Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica.

Tais demandas têm por objeto impugnar a sistemática de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia.

Os créditos do empréstimo compulsório foram pagos pela Companhia por intermédio de conversões realizadas em 1988, 1990 e 2005.

A divergência foi levada ao Superior Tribunal de Justiça (STJ), tendo a questão de mérito sido decidida por aquela Corte. A matéria, entretanto, é atualmente objeto de recursos ao Supremo Tribunal Federal (STF), os quais se encontram pendentes de julgamento.

A despeito da questão ter sido submetida ao STF, face ao precedente do STJ, decidido sob o rito do artigo 543-C do Código de Processo Civil de 1973, as demandas ajuizadas têm tido seu curso normal e, por conseguinte, vêm ocorrendo diversas condenações ao pagamento de diferenças de correção monetária relativas a esse período e em decorrência das mesmas a Eletrobras tem sido alvo de numerosas execuções, sendo que nessas execuções há dissenso entre a Eletrobras e os autores quanto à forma de apuração do valor devido.

Notas Explicativas

A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis, na Controladora, no valor de R\$ 16.563.705 em 31 de março de 2018 (R\$ 16.596.267 em 31 de dezembro de 2017) referente a esses processos.

ii. Amazonas GT e Eletrobras

Existem processos promovidos contra a Amazonas GT, nos quais a Eletrobras foi incluída no polo passivo, por ter se obrigado como fiadora e devedora principal da Amazonas GT em diversos contratos de fornecimento de energia.

Tais processos são decorrentes de pagamentos, multas e encargos por supostos atrasos e inadimplementos da Amazonas GT no cumprimento de obrigações referentes a tais contratos.

Em específico a esses contratos de fornecimento de energia no qual a Eletrobras se figura como fiadora, a Companhia mantém a provisão de R\$ 552.065 (R\$ 545.928 em 31 de dezembro de 2017) lastreada no ativo de mesmo montante junto à controlada Amazonas GT.

iii. Amazonas Distribuidora e Eletrobras

Processo que discute eventuais atrasos no pagamento pela Amazonas Distribuidora ao Produtores Independente de Energia (PIE) Companhia Energética Manauara S/A. Assim, como a Eletrobras foi incluída no polo passivo, por ter se obrigado como fiadora e devedora principal desse contrato de fornecimento de energia, em 31 de março de 2018 a Companhia apresenta o montante de R\$ 13.131 (R\$ 12.985 em 31 de dezembro de 2017) provisionados em seu contingenciamento.

iv. Reclamações de ação - *Class Action*

Em 22 de julho de 2015 e 15 de agosto de 2015, duas reclamações de ação de classe de títulos putativos foram protocoladas contra a Eletrobras e alguns de nossos empregados no Tribunal Distrital dos Estados Unidos no Distrito Sul de Nova York (SDNY). Em 2 de outubro de 2015, essas ações foram consolidadas e o Tribunal nomeou como requerentes principais, Dominique Lavoie e a Cidade de Providence. Os requerentes protocolaram uma reclamação aditada consolidada em 8 de dezembro de 2015 alegadamente em nome de investidores que compraram nossos títulos de negociação norte-americanos entre 17 de agosto de 2010 a 24 de junho de 2015, e protocolaram uma segunda reclamação aditada em 26 de fevereiro de 2016.

A segunda reclamação aditada alega, dentre outras coisas, que a Eletrobras e os réus individuais sabiam ou deveriam saber sobre a alegada fraude cometida contra a Companhia por um cartel de empreiteiras, bem como subornos e propinas alegadamente solicitados e recebidos pelos empregados da Eletrobras; que a Eletrobras e os réus individuais apresentaram declarações errôneas e omissões em relação à fraude alegada; e que o preço das ações da Eletrobras declinou quando a alegada fraude foi divulgada.

Os requerentes não especificaram um valor de indenização que estão buscando, tal valor, quando especificado, pode ser relevante para a Eletrobras. Em 15 de abril de 2016, a Eletrobras apresentou um pedido de extinção da segunda reclamação aditada, que foi plenamente abreviado e então apresentado ao Tribunal em 17 de junho de 2016.

Em 9 de março de 2017, foi realizada uma audiência sobre a defesa preliminar (Hearing on Motion to Dismiss) da Eletrobras na Class Action, franqueando-se tanto ao demandante quanto à Eletrobras oportunidade para apresentar argumentação oral perante a Corte,

Notas Explicativas



informando o escritório contratado, Davis Polk & Wardwell LLP, que o juiz John G. Koeltl concentrou esforços no questionamento às partes sobre a existência de materialidade nas infrações imputadas à Companhia e administradores.

Nesse contexto, a defesa oral da Eletrobras argumentou que não houve materialidade sob o ponto de vista quantitativo, eis que insignificantes são os impactos sobre as demonstrações financeiras da companhia. Ponderou, ainda, o escritório que apenas um administrador da *holding* foi citado nas denúncias (sendo que ainda não foi julgado no Brasil acerca de sua culpabilidade), o que é insignificante ante o porte da corporação e também o ajuste diminuto promovido em seu balanço societário.

Em 27 de março de 2017 foi divulgado o resultado da audiência de defesa preliminar (motion to dismiss), sendo que o Tribunal acatou parcialmente os argumentos da Eletrobras e parcialmente os argumentos dos reclamantes.

Em 28 de fevereiro de 2018, o Tribunal concedeu o pedido conjunto das partes para uma suspensão de 60 dias do litígio, enquanto as partes tentam resolver o assunto através da mediação.

Em 02 de maio de 2018 a Companhia informou aos seus acionistas e ao mercado em geral que assinou um Memorando de Entendimentos ("Acordo") para entrar em um acordo com relação a ação coletiva fundamentada na legislação de valores mobiliários americana ("Ação") em curso contra a Companhia no Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova York (SDNY) ("Corte").

Segundo o Acordo, a Ação terminará mediante o pagamento de US\$14.75 milhões para os membros da classe da ação coletiva. O Acordo está sujeito à aprovação pela Corte e, segundo as regras da Corte, os membros da classe da ação coletiva terão direito a se opor e não aderir ao acordo, maiores detalhes na nota explicativa 48.1. Sendo assim, em 31 de março de 2018 a Companhia apresenta o montante atualizado de R\$ 49 milhões para essa contingência, provisão esta constituída no primeiro trimestre de 2018.

Consolidado

1) Amazonas Distribuidora

Atrasos de Pagamentos aos Produtores Independentes de Energia

A Companhia é parte em 17 processos movidos por Produtores Independentes de Energia (PIE), GERA - Geradora de Energia do Amazonas S/A, Breitner Jaraqui S/A, Breitner Tambaqui S.A, Companhia Energética Manauara S/A e Rio Amazonas Distribuidora S.A., em que se discute os seguintes objetos: a) anulação de multa aplicada pela Companhia em virtude do atraso por parte do PIE na entrada em operação da usina; b) cobrança de diferenças de faturamento da parcela do preço da energia relativa ao fornecimento de combustível usado na operação da usina, trazendo questionamentos acerca da fórmula constante no anexo G; e c) cobrança de diferença de valores decorrentes da extinção da CPMF.

Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia transferiu o valor de R\$ 388.659 para o contas a pagar referente a parcelamento dos acordos que foram firmados em face dos PIEs terem logrado êxito em ações judiciais em desfavor da Amazonas Distribuidora, que por indisponibilidade de liquidez, motivou uma negociação nos autos dos processos para realizar o pagamento parcelado.

Notas Explicativas

Decorrente de novas movimentações processuais, a Administração reavaliou o prognóstico dos processos em conjunto com assessores jurídicos em 2016. Em 31 de março de 2018 a Companhia apresenta o montante atualizado de R\$ 1.061.747 (R\$ 1.060.261 em 31 de dezembro de 2017) provisionados em seu contingenciamento.

2) Ceal

O Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas, na qualidade de substituto processual, abonou reclamação trabalhista; em favor dos empregados da Companhia, visando o recebimento de supostas diferenças salariais, ocorridas em virtude da implantação do denominado "Plano Bresser" (Decreto-Lei nº 2.335/87).

O pedido teve amparo perante a Egrégia Segunda Junta de Conciliação e Julgamento de Maceió-AL, decisão está confirmada pelo Tribunal Regional do Trabalho da 19ª Região, estando a decisão transitado em julgado.

Ressalta-se que entre as medidas judiciais cabíveis, foram apresentados Embargos à Execução, o que permitiria o exame da limitação dos cálculos à data base da categoria, procedimento também adotado pela Advocacia Geral da União.

Atualmente a principal discussão no processo é se o valor de condenação deveria limitar-se ou não a data-base da categoria, conforme previstos nos Decretos- Lei 2284/86 (arts. 20 e 21), 2335/87 (arts. 8º. E 9º.) 2336/87 e artº. 789 parágrafo 1º. Da CLT, matéria já pacificada no ST pela Súmula 322.

Com base em pareceres de nossos advogados e a fim de cumprir a determinação das 165ª.e 170ª. AGes da Eletrobras e o disposto na Resolução no.20/2017 do CPPI, deu-se tratativas para tentar uma composição no referido processo judicial. As negociações foram mediadas pelo Desembargador Presidente do TRT da 19ª. Região, onde tramita o processo trabalhista, e contou com a participação de representantes das partes, e membros da AGU em Alagoas, e da Consultoria Jurídica do MME, estando presente também o juiz natural do processo que atua na 02ª. Vara do Trabalho de Maceió.

No dia 5 de março de 2018, ao final das tratativas, as partes chegaram à composição nos seguintes termos gerais:

R\$ 300.000 (trezentos milhões de reais) aos substituídos ativos e inativos; sendo R\$ 11.000 (onze milhões de reais) em caráter de indenização pela não implantação do percentual do Plano Bresser nos respectivos salários; e R\$ 45.000 (quarenta e cinco milhões) a título de honorários de sucumbência, totalizando R\$ 356.000 (trezentos e cinquenta e seis milhões de reais).

Esses valores devidos pela CEAL serão pagos em 18 (dezoito) parcelas, conforme previsto no acordo.

b) Passivo Contingente (risco de perda possível):

Notas Explicativas

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Trabalhistas	2.382.712	2.331.258	4.468.232	3.813.708
Tributárias	194.596	329.851	11.260.550	12.213.802
Cíveis	6.358.276	9.313.102	30.984.005	38.689.568
	<u>8.935.583</u>	<u>11.974.211</u>	<u>46.712.786</u>	<u>54.717.079</u>
Trabalhistas (*)	-	-	276.684	284.390
Tributárias(*)	-	-	1.341.254	1.321.348
Cíveis(*)	-	-	23.655.616	14.166.890
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>25.273.554</u>	<u>15.772.628</u>
Total	<u>8.935.583</u>	<u>11.974.211</u>	<u>71.986.340</u>	<u>70.489.707</u>

(*)Passivos contingentes das empresas classificadas como ativos mantidos para venda

b.1) Cíveis**Controladora****i. Empréstimo Compulsório**

As ações cíveis na Controladora têm por objeto a aplicação de critérios de atualização monetária sobre os créditos escriturais do Empréstimo Compulsório constituído a partir de 1978.

As demandas tem o objetivo de impugnar a sistemática de cálculo de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia. Os créditos foram integralmente pagos pela Companhia por intermédio de conversões em ações utilizando como base de atualização a legislação vigente.

ii. Aquisição de energia de Belo Monte destinada ao ACL

A Eletrobras e suas controladas CHESF e Eletronorte detém o total de 49,98% do capital social da SPE Norte Energia S.A. (NESA), esta última responsável pela construção da usina hidrelétrica de Belo Monte.

Houve divergência entre os sócios quanto à aplicação da cláusula 6.7 do Acordo de Acionistas, a qual versa sobre exercício de direito de preferência para celebrar contrato de compra pelo preço de R\$130,00/MWh (em abril de 2010) para aquisição de 20% da energia média assegurada, por parte da Eletrobras da energia de Belo Monte destinada ao Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Alguns sócios da NESA alegam que a Eletrobras tem a obrigação de adquirir tal energia. A Eletrobras entende que inexistente tal obrigação e, sim, o direito de preferência. O Acordo de Acionistas prevê que os conflitos sejam resolvidos mediante arbitragem. Desta forma, a Assembleia de Acionistas da Norte Energia S.A. (NESA) deliberou em abril de 2016 pela instauração de tal procedimento.

Em 29 de junho de 2017, ocorreu audiência de exposição do caso em que foi determinado que (i) as partes juntem suas respectivas demonstrações financeiras auditadas, até 07 de agosto de 2017, indicando onde constam os lançamentos e referências ou notas explicativas

Notas Explicativas

relativas ao negócio do objeto arbitragem, (ii) que as partes apresentem pareceres técnicos, até 11 de setembro de 2017, analisando a estrutura de capital do projeto e (iii) que os demais pareceres técnicos sejam apresentados até 11 de setembro de 2017 e que as partes falem sobre os pareceres técnicos e juntem contra pareceres até 10 de novembro de 2017.

Em 07 de agosto de 2017, as partes apresentaram suas demonstrações financeiras, e em 11 de setembro de 2017 apresentaram seus pareceres técnicos.

Em março de 2018 ocorreu nova audiência para oitiva de testemunhas e foi solicitada juntada de documentos, pelos árbitros. Em 11 de abril de 2018 o Tribunal Arbitral proferiu a Ordem Processual n. 9, fixando o valor da causa em dois bilhões de reais e determinando a complementação das custas e honorários de árbitros pelas partes. O Tribunal Arbitral ainda determinou que os próximos passos do procedimento só seriam estabelecidos após o pagamento da referida complementação.

No presente procedimento arbitral, a Eletrobras avalia como possível a probabilidade de que ela venha a perder tal litígio, de forma que nenhuma provisão foi constituída para esse fim.

Adicionalmente, caso a Eletrobras não logre êxito no procedimento arbitral em curso, a Companhia estima uma perda potencial de até R\$ 1,9 bilhão devido a onerosidade do contrato na operação de compra e venda desta energia, considerando os valores em 31 de março de 2018. Para tal estimativa foi utilizada como base o custo de capital da Eletrobras, o preço do ACL atualizado pelo IPCA, o preço referência de venda de energia no longo prazo e o percentual de participação no investimento societário da Eletrobras e suas controladas em Belo Monte.

iii. Empréstimo Compulsório: conversão dos créditos pelo valor patrimonial

Trata-se de ação proposta pela Associação Brasileira de Consumidores de Água e Energia Elétrica, que tramita na 17ª Vara Federal de Brasília, sob o número 2005.34.00.036746-4, cujo objeto consiste em se obter a devolução do empréstimo compulsório com base no valor de mercado das ações, ao invés da sistemática hoje aplicada que utiliza o valor patrimonial das mesmas.

O valor da causa inicial em R\$ 2.397.003. Em 31 de março de 2018 o valor atualizado é de R\$ 3.564.677 (R\$ 3.525.049 em 31 de dezembro de 2017).

A Companhia compreende que é cabível a conversão dos créditos em ações pelo valor patrimonial e não pelo valor de mercado, por expressa disposição legal (art. 4º da lei 7.181/83) e por configurar-se critério mais objetivo, o qual depende de diversos fatores nem sempre diretamente ligados ao desempenho da empresa.

Atualmente, o processo está em fase de julgamento da apelação da autora, junto ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, haja vista que foi declarada como parte ilegítima para a propositura da ação pelo Juízo da 17ª Vara Federal do Distrito Federal.

Ressalte-se que tal ação foi proposta em 09/07/2007 e que os acórdãos dos recursos repetitivos transitaram em julgado após 2009, motivo pelo qual o entendimento pacificado hoje é totalmente contrário à tese e pedido na inicial, motivo pelo qual, entendemos de forma conservadora que a previsão deve ser possível.

Consolidado

1) Distribuidoras

Notas Explicativas**Demanda judicial movida pela Associação Nacional de Consumidores (ANDECO)**

Trata-se de uma Ação Cível Pública, em trâmite na 18ª Vara Cível de Brasília, movida pela ANDECO em desfavor da Eletrobras Distribuição Acre, Amazonas Distribuição de Energia, Eletrobras Distribuição Alagoas, Eletrobras Distribuição Piauí, Eletrobras Distribuição Rondônia e Eletrobras Distribuição Roraima tendo atribuído à causa envolvendo a Eletrobras e suas controladas o valor de R\$ 20.448.964 na qual seu valor em contingência em 31 de março de 2018 é de R\$ 33.913.604 (31 de dezembro de 2017 de R\$ 26.419.086).

Empresa	Perdas	Dobra Legal	Contingência 31/03/2018
Eletrobras Distribuição Acre S.A.	250.570	501.140	831.116
Eletrobras Amazonas Distribuição de Energia S.A.	4.813.561	9.627.122	15.966.109
Eletrobras Distribuição Alagoas S.A.	1.948.106	3.896.212	6.461.677
Eletrobras Distribuição Piauí S.A.	1.833.144	3.666.288	6.080.359
Eletrobras Distribuição Rondônia S.A.	1.261.910	2.523.820	4.185.632
Eletrobras Distribuição Roraima S.A.	117.191	234.382	388.711
Total	10.224.482	20.448.964	33.913.604

A autora alega que, inobstante haver autorização da ANEEL, a cobrança rateada de valores de perdas não técnicas (fraudes, furtos, erros de medição, faturamento e fornecimento sem medição) é indevida e que, portanto, deverão as distribuidoras serem condenadas a ressarcir aos consumidores regulares, em dobro (dobra legal), os valores cobrados no período de 2010 a 2014, conforme seus respectivos balanços. Pleiteia, ainda, a anulação de todas as Resoluções da ANEEL que permitam a cobrança e inclusão nas faturas dos valores cobrados de perdas não técnicas.

A autora requereu o pedido liminar para suspender a cobrança, assim como as Resoluções da ANEEL que a permitem, todavia, o pedido foi indeferido. A Magistrada determinou a intimação da ANEEL quanto ao interesse para integrar a lide, a qual se manifestou positivamente, ensejando, por via de consequência, no declínio de competência e na redistribuição do efeito à Justiça Federal.

Em 08/08/2016, houve a redistribuição dos autos à 21ª Vara Federal de Brasília com despacho inicial mantendo os atos até então praticados na esfera cível e determinando a intimação da ANEEL e da União para apresentação de defesa, com posterior réplica autoral.

2) Amazonas Distribuidora**i. Contrato de Fornecimento de Gás – CIGÁS – Limitação do Volume do Gás**

No que tange aos montantes de cobertura da Conta de Consumo de Combustível (CCC) referente aos custos de geração da controlada Amazonas Distribuidora de Energia, existe a possibilidade da não neutralidade do contrato de gás devido ao Despacho Aneel nº314, de 02 de fevereiro de 2016 que fixou a quantidade de gás natural a ser reembolsada pela CCC em 2016 em patamar inferior à Quantidade Diária Contratada ("QDC") de 5.420.000 m3/dia conforme estabelecido no Contrato de Compra e Venda de Gás Natural entre a Amazonas Distribuidora e a CIGÁS/Petrobrás.

Em 2017 a ANEEL através da Resolução Homologatória nº 2.202, de 7 de março de 2017, que aprovou o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o ano de 2017, manteve a mesma limitação do reembolso referente ao volume de gás no patamar de 2016. A Companhia ingressou com Pedidos de Reconsideração junto à ANEEL em face das limitações orçamentárias impostas pela ANEEL que estão pendentes de apreciação.

Notas Explicativas

No entanto, em relação à limitação do reembolso do volume, a Companhia avalia como baixo o risco de materialização do desembolso financeiro, pois entende que a ANEEL não pode criar dispositivo que limita a cobertura do reembolso dos custos com geração definidos pela Lei 12.111/2009 e reforçados pela Lei 13.299/2016. Adicionalmente existe decisão favorável proferida em Segunda Instância em caso análogo a qual garante a Companhia o integral reembolso dos custos de geração, afastando os efeitos das limitações impostas. Em última instância, a Companhia entende que na improvável hipótese de prevalecer a limitação imposta pela ANEEL no reembolso do Volume do Gás, haveria um desequilíbrio econômico-financeiro passível de revisão do contrato de gás em referência ou ainda revisão do Preço do Gás pela ANP de forma a compensar tal desequilíbrio.

O montante envolvido na limitação do reembolso referente ao volume de gás em 31 de março de 2018 é de R\$ 737.828 (R\$ 626.478 reais em 31 de dezembro de 2017).

ii. Reembolso Óleo - Resolução Homologatória ANEEL Nº 427/2011

Com o advento da Medida Provisória nº 466/2009, posteriormente convertida na Lei 12.111/2009, a legislação setorial passou a dispor que a CCC passaria a reembolsar não apenas o custo total do combustível, mas, ainda todo o custo da geração de energia nos sistemas isolados, deduzido do custo médio da energia apurado para o ambiente regulado. Ao regulamentar a Lei nº 12.111/2009, o Decreto nº 7.246/2010 novamente não impôs ou estabeleceu qualquer limitação quanto ao reembolso integral previsto.

Contudo, ao regulamentar a Lei nº 12.111, de 2009, e o Decreto nº 7.246, de 2010, a Resolução Normativa ANEEL nº 427, de 2011, estabeleceu limitações ao reembolso dos custos de aquisição com combustíveis estabelecendo um preço de referência.

A Companhia entende que é direito líquido e certo o reembolso integral da CCC, sem qualquer limitação, nesse sentido fez-se necessário impetrar um Mandado de Segurança, a fim de garantir o reembolso previsto na Lei 12.111/2009, sem qualquer limitação.

Mediante a referida ação judicial, foi proferida Decisão em Segunda Instância a qual garante a Companhia o integral reembolso dos custos de geração, afastando os efeitos da Resolução Homologatória ANEEL nº 427/2011. Com isso, vige atualmente decisão que concedeu a segurança pleiteada, no sentido de assegurar o reembolso integral dos custos referentes ao consumo de combustíveis sem qualquer limitação. Desta forma a Companhia permanece sendo reembolsada integralmente de seus custos de geração.

A Companhia entende que é baixo o risco de perda do litígio em virtude da Decisão já proferida, decisão está reforçada pela Lei 13.299/2016 que trouxe o benefício de prover recursos para o pagamento dos reembolsos das despesas de aquisição de combustível incorridas até 30 de abril de 2016 pelas concessionárias titulares das concessões que trata a Lei 12.111/2009, comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da referida Lei.

Nesse sentido, têm-se, ainda a Nota Técnica ANEEL nº 331/2016, de 12 de setembro de 2016, que em seu item III. 2 – “Alterações na CCC”, dispõe que há necessidade de adequações da Resolução Normativa 427/2011 em virtude da Lei nº 13.299/2016, vejamos:

III.2 - Alterações na CCC

Notas Explicativas

a. Em virtude da publicação da Lei nº 13.299, de 21/6/2016, a qual alterou, dentre outros, dispositivos da Lei nº 12.111, de 9/12/2009, há que se adequar o ato normativo da ANEEL que disciplina a gestão e o processamento da CCC.

b. Assim, em vista à Resolução Normativa nº 427/2011, identifica-se a seguir os pontos a serem revistos. Em primeiro lugar e apresentando-se como item de maior impacto econômico e financeiro nas distribuidoras beneficiadas, cita-se o art. 3º da Lei nº 13.299/2016, o qual prevê o reembolso das despesas comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da Lei nº 12.111/2010, incluindo atualizações monetárias, até 30/4/2016.

Sendo assim, e considerando que a Lei 13.299/2016 garante o reembolso integral do custo com combustíveis até 30 de abril de 2016, a Companhia registrou a provisão de R\$ 100.081 referente ao valor estimado em litígio sobre a diferença do preço do óleo. Em 2017 o preço praticado estava abaixo do preço homologado, não gerando saldos a devolver. Em complemento a provisão, até 31 de março de 2018 foi registrado o montante de R\$ 1.903 para devolução ao fundo.

As informações referentes às demais contingências prováveis e possíveis e a descrição das demandas judiciais relevantes para a Companhia e suas controladas encontram-se divulgadas nas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2017, não tendo ocorrido mudanças relevantes no período.

NOTA 30 - OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas termonucleares, que se constituem em um programa de atividades exigidas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, que permite dismantelar com segurança e mínimo impacto ao meio ambiente essas instalações nucleares, ao final do ciclo operacional.

a) Descomissionamento

No exercício de 2017, foi realizado um estudo para atualização da estimativa de custos necessária para execução das atividades de descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2. O estudo concluiu por aumentar a mencionada estimativa para R\$ 4.190.415, sendo R\$ 1.923.878 para a Usina Angra 1 e R\$ 2.266.537 para a Usina Angra 2. O valor presente, correspondente, registrado no passivo é de R\$ 1.937.904. Tal estudo foi aprovado pela Diretoria Executiva da Eletronuclear em 07.11.2017 e prevê atualização a cada cinco anos. Conforme estabelecido no Pronunciamento Técnico CPC 25, a estimativa inicial dos custos de descomissionamento, referentes à desmontagem e remoção do item e de restauração dos locais nos quais as instalações estão localizadas, deve ser contabilizada como custo do empreendimento.

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

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

Notas Explicativas

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

No cálculo do ajuste a valor presente do passivo para descomissionamento é considerado o custo total estimado para o descomissionamento, descontado a uma taxa que represente o custo de capital da Companhia, desde o final da vida útil econômica de cada usina até a data do balanço.

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

A taxa de desconto atual aprovada para o sistema Eletrobras é de 5,88% ao ano.

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

Usina	31/03/2018			31/12/2017
	Estimativa	Ajuste a Valor	Estimativa a	Valor
	Total de Custo	Presente	Valor Presente	Presente
Angra 1	1.923.878	(615.650)	1.308.228	1.289.674
Angra 2	2.266.537	(1.636.861)	629.676	620.746
Total	4.190.415	(2.252.511)	1.937.904	1.910.420

Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear usado

Usina	31/03/2018			31/12/2017
	Estimativa	Ajuste a Valor	Estimativa a	Valor
	Total de Custo	Presente	Valor Presente	Presente
Angra 1	248.138	(36.080)	212.058	209.050
Angra 2	416.545	(60.567)	355.978	350.930
Total	664.683	(96.647)	568.036	559.980

Total das Obrigações para Desmobilização de Ativos

Usina	31/03/2018			31/12/2017
	Estimativa	Ajuste a Valor	Estimativa a	Valor
	Total de Custo	Presente	Valor Presente	Presente
Angra 1	2.172.016	(651.730)	1.520.286	1.498.724
Angra 2	2.683.082	(1.697.428)	985.654	971.676
Total	4.855.098	(2.349.158)	2.505.940	2.470.400

O saldo do passivo para descomissionamento a valor presente, incluídos os rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado em 31 de março de 2018, é de R\$ 2.505.940 (R\$ 2.470.400, em 31 de dezembro de 2017).

NOTA 31 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

Os recursos são oriundos do Tesouro Nacional sendo destinados aos projetos abaixo:

Notas Explicativas



	CONTROLADORA e CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017
Aportes da União para Futuro Aumento de Capital	3.418.065	3.364.553
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	250.289	246.371
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	4.225	4.159
UHE de Xingó	11.871	11.686
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.858	1.829
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	11.016	10.843
Aporte		
	<u>3.697.326</u>	<u>3.639.441</u>

NOTA 32 – CONTRATOS ONEROSOS

	CONSOLIDADO		
	SALDO EM 31/12/2017	(REVERSÕES)/ COMPENSAÇÃO	SALDO EM 31/03/2018
Transmissão			
LT Recife II - Suape II	50.197	-	50.197
LT Camaçari IV - Sapeaçu	124.104	-	124.104
Outros	10.286	-	10.286
	<u>184.587</u>	<u>-</u>	<u>184.587</u>
Geração			
Funil	126.861	(3.093)	123.768
Coaracy Nunes	232.052	-	232.052
Angra 3	1.388.843	(203.519)	1.185.324
Outros	146.884	(32.259)	114.625
	<u>1.894.640</u>	<u>(238.871)</u>	<u>1.655.769</u>
	<u>2.079.227</u>	<u>(238.871)</u>	<u>1.840.356</u>
Total do Passivo Circulante	12.048	-	12.048
Total do Passivo Não Circulante	2.067.179	(238.871)	1.828.308
TOTAL	<u>2.079.227</u>	<u>(238.871)</u>	<u>1.840.356</u>

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO		
	SALDO EM 31/12/2016	(REVERSÕES)/ COMPENSAÇÃO	SALDO EM 31/03/2017
Transmissão			
LT Recife II - Suape II	41.463	380	41.843
LT Camaçari IV - Sapeaçu	114.501	145	114.646
Outros	10.521	(3.604)	6.917
	<u>166.485</u>	<u>(3.079)</u>	<u>163.406</u>
Geração			
Jirau	-	2.276	2.276
Funil	63.424	(2.442)	60.982
Coaracy Nunes	370.581	-	370.581
Marimbondo	235.806	(6.367)	229.439
Angra 3	1.350.241	(220.381)	1.129.860
Outros	487.013	21.591	508.604
	<u>2.507.065</u>	<u>(205.323)</u>	<u>2.301.742</u>
Distribuição			
Ceal	7.809	-	7.809
Cepisa	65.382	(16.345)	49.037
Ceron	191.325	(44.201)	147.124
Boa Vista	2.223	3.798	6.021
Amazonas D	812.694	(53.971)	758.723
	<u>1.079.433</u>	<u>(110.719)</u>	<u>968.714</u>
	<u>3.752.983</u>	<u>(319.121)</u>	<u>3.433.862</u>
Total do Passivo Circulante	1.093.678	(110.719)	982.959
Total do Passivo Não Circulante	2.659.305	(208.402)	2.450.903
TOTAL	<u>3.752.983</u>	<u>(319.121)</u>	<u>3.433.862</u>

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 31 de março de 2018, R\$ 422.980 (R\$ 458.332 em 31 de dezembro de 2017) decorrem de contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei 12.783/13, pelo fato da tarifa determinada apresentar um desequilíbrio em relação aos atuais custos de operação e manutenção. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes do programa de redução de custos e/ou revisão tarifária.

NOTA 33 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados, principalmente, a contratos de compra de energia elétrica e combustível são:

33.1- Compra de energia

Notas Explicativas



Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Amazonas D	765.072	805.526	843.492	885.666	930.113	1.333.694
CGTEE	228.948	224.822	224.822	220.696	220.696	220.696
Chesf	297.160	297.970	198.690	198.690	197.020	2.219.270
Chuí IX	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	27.011
Eletrosul	425.925	403.944	401.767	387.287	372.725	3.682.727
Furnas	735.278	790.180	786.848	778.158	659.841	3.632.728
Hermenegildo I	3.941	3.941	3.941	3.941	3.941	102.468
Hermenegildo II	3.435	3.435	3.435	3.435	3.435	89.300
Hermenegildo III	3.061	3.061	3.061	3.061	3.061	79.586
Total	2.463.859	2.533.918	2.467.095	2.481.973	2.391.871	11.387.481

33.2- Fornecedores de combustíveis

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Amazonas D	3.389.790	3.552.036	3.701.736	3.868.314	4.042.388	29.211.293
CGTEE	89.946	89.946	89.946	89.946	89.946	179.892
Eletronuclear	60.086	85.188	119.381	-	63.795	8.872.271
Total	3.539.822	3.727.170	3.911.063	3.958.260	4.196.129	38.263.456

A controlada Eletronuclear que possui contratos assinados com as Indústrias Nucleares Brasileiras - INB para aquisição de Combustível Nuclear para produção de energia elétrica, destinadas as recargas das usinas UTN Angra 1 e UTN Angra 2, bem como a carga inicial e futuras recargas de UTN Angra 3.

Na controlada Amazonas existe o compromisso de longo prazo referente à compra de gás natural para fins de geração de termoeletrônica com a Companhia de Gás Natural do Amazonas – CIGÁS. O prazo final do contrato é 30/11/2030.

33.3- Venda de Energia

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Amazonas GT	602.736	480.105	342.028	342.028	342.028	1.083.246
CGTEE	474.699	474.699	474.699	474.699	474.699	949.398
Chesf	652.300	652.020	691.000	691.000	693.870	7.420.940
Chuí IX	11.574	11.088	11.109	10.545	9.848	79.489
Eletronorte	205.491	205.491	205.491	205.491	205.491	3.702.221
Eletronuclear	3.316.446	3.316.446	3.316.446	3.316.446	3.316.446	-
Eletrosul	498.378	406.392	404.157	402.985	402.028	6.189.205
Furnas	2.769.302	1.713.030	1.711.360	1.711.360	1.711.360	26.929.041
Hermenegildo I	38.257	36.610	36.682	34.770	32.408	261.166
Hermenegildo II	37.684	36.121	36.190	34.376	32.135	259.201
Hermenegildo III	32.370	31.024	31.083	29.521	27.591	222.782
Total	8.639.237	7.363.026	7.260.245	7.253.221	7.247.904	47.096.689

33.4- Compromissos socioambientais

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Eletronorte	370	370	370	370	-	-
Eletronuclear	49.919	50.190	49.170	47.323	44.226	46.277
Total	50.289	50.560	49.540	47.693	44.226	46.277

Angra 3

Termos de compromissos assumidos com os Municípios de Angra dos Reis, Rio Claro e Paraty, nos quais, a Eletronuclear se compromete a celebrar convênios específicos de portes socioambientais vinculados a UTN Angra 3, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo IBAMA.

Notas Explicativas**Tucuruí**

Em decorrência de exigências legais, relacionadas às obras de expansão da Usina Hidrelétrica Tucuruí e da elevação da cota do seu reservatório, de 72 para 74 metros, houve necessidade de se efetivar o processo de licenciamento desse empreendimento junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente (Sema), do Estado do Pará, tendo sido definido por aquele órgão, como condicionante para liberação da Licença de Instalação (LI), que a Eletronorte implantasse diversos programas de mitigação e compensações socioambientais.

33.5- Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2019	2020	2021	2022
Chesf	660.134	-	-	-
Eletronuclear	495.339	144.734	2.138	-
Eletrosul	191.585	208.002	100.516	92.083
Total	1.347.058	352.736	102.654	92.083

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de equipamentos para substituição no ativo imobilizado, principalmente, das usinas Angra 1, Angra 2 e Angra 3, necessários à manutenção operacional desses ativos.

A Companhia continua avaliando a continuidade do projeto da Usina Nuclear Angra 3, o qual poderá impactar nos compromissos de aquisição de imobilizado e intangível.

33.6- Aquisição de insumos

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
CGTEE	29.352	29.352	29.352	29.352	29.352	58.704
Total	29.352	29.352	29.352	29.352	29.352	58.704

A controlada CGTEE adquire cal para controle das emissões de resíduos das suas usinas.

33.7- Compromissos – Empreendimentos controlados em conjunto

Os valores dos compromissos dos empreendimentos controlados em conjunto estão apresentados a seguir pela proporção das participações das companhias.

33.7.1 - Aquisição de imobilizado

A Companhia possui contratos de aquisição de bens do imobilizado junto a fornecedores relativo à participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), conforme apresentado abaixo:

Empresas	2019
Eletronorte	
CCBM	19.560
ELM	36.613
CMBM	8.722
Total	64.895

33.7.2 - Uso do bem público

Notas Explicativas



Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Norte Energia S.A	21.700	20.000	14.433	14.433	14.433	185.180
SINOP	1.692.485	1.558.888	1.435.837	1.322.499	1.322.499	12.289.699
Total	1.714.185	1.578.888	1.450.270	1.336.932	1.336.932	12.474.879

33.7.3 - Aporte de capital

A Companhia possui compromissos futuros firmados relativo à participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), relativos a adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC, conforme apresentado abaixo:

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Norte Energia S.A.	30.498					
Complexo Famosa	-	62.010	64.516	66.999	-	-
Teles Pires	39.318	39.629	35.528	31.688	-	-
Novos Negócios	35.299	155.491	225.308	235.201	-	-
Complexo Eólico Baleia	-	71.030	73.900	76.745	-	-
Complexo Eólico Punaú	-	90.197	93.841	97.454	-	-
Holding Brasil Ventos	200.423	83.395	140.592	242.630	-	-
Complexo Eólico Itaguaçu Da Bahia	105.181	126.940	241.416	377.970	-	-
Complexo Eólico Pindaí I	123.052	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí II	36.315	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí III	16.315	-	-	-	-	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	19.956	-	-	-	-	-
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	33.613	-	-	-	-	-
ESBR Participações S.A.	40.400	-	-	-	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	55.679	-	-	-	-	-
Companhia Energética SINOP S.A.	102.150	-	-	-	-	-
Paraíso	19.975	30.098	-	-	-	-
Leilão Transmissão 004/2014 - Lote A	220.641	-	-	-	-	-
Total	1.078.815	658.790	875.101	1.128.687	-	-

NOTA 34 – PROVISÃO PARA PASSIVO A DESCOBERTO

Em 31 de março de 2018, a Companhia mantém registrado um passivo a descoberto de R\$ 21.962.169 (R\$ 21.656.617 em 31 de dezembro de 2017). A movimentação das empresas que apresentam passivo a descoberto está demonstrada a seguir:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2017	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Adoção inicial IFRS 9	Equivalência patrimonial	Classificação - mantido para venda	Saldo em 31/03/2018
MUTUAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA							
Amazonas	11.936.535	-	-	79.824	1.259.829	-	13.276.188
CGTEE	3.523.129	-	-	-	174.715	-	3.697.844
Eletro nuclear	5.142.907	-	6.576	-	(161.346)	-	4.988.137
ED Alagoas	1.054.046	-	1	-	41.166	(1.095.213)	-
TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO	21.656.617	-	6.577	79.824	1.314.364	(1.095.213)	21.962.169

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/03/2017
MUTUAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA						
ED Piauí	1.221.736	-	-	-	91.778	1.313.514
ED Roraima	609.313	-	-	-	49.767	659.080
Amazonas	9.334.631	-	-	-	707.727	10.042.358
ED Acre	264.769	-	-	-	54.831	319.600
ED Rondonia	1.295.918	-	-	-	110.546	1.406.464
CGTEE	2.352.887	-	-	-	235.526	2.588.413
Eletro nuclear	4.507.800	-	(2.006)	-	(147.431)	4.358.362
ED Alagoas	573.774	-	-	-	69.122	642.896
TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO	20.160.828	-	(2.006)	-	1.171.866	21.330.688

34.1 - Empresas de Distribuição:

- (a) Distribuição Alagoas - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todos os municípios do Estado de Alagoas mediante o Contrato de Concessão 07/2001-ANEEL. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A controlada, em 31 de março de 2018, apresenta capital circulante líquido

Notas Explicativas

negativo de R\$ 117.979 (negativo de R\$ 295.439 em 31 de dezembro de 2017), prejuízos acumulados de R\$ 1.768.294 (R\$ 1.715.446 em 31 de dezembro de 2017) e passivo a descoberto de R\$ 1.106.892 (R\$ 1.054.046 em 31 de dezembro de 2017) e depende do suporte financeiro da Companhia.

- (b) Amazonas Distribuidora – tem como atividades principais a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Amazonas. A Amazonas Distribuidora tem geração própria (2.203,9 MW*) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A controlada apresenta, em 31 de março de 2018, capital circulante líquido negativo de R\$ 6.780.411 (negativo de R\$ 5.854.170 em 31 de dezembro de 2017), prejuízos acumulados de R\$ 17.879.724 (R\$ 16.540.071 em 31 de dezembro de 2017) e passivo a descoberto de R\$ 13.276.190 (R\$ 11.936.535 em 31 de dezembro de 2017). Em 1º de julho de 2015, a controlada iniciou o processo de desverticalização, no qual as atividades de geração e transmissão de energia elétrica foram segregadas de sua atividade de distribuição (vide Nota 1).

(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

34.2 – Empresas de Geração e Transmissão:

- (a) Eletrobras Termonuclear S.A. - controlada integral da Companhia, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, e a realização de serviços de engenharia correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. A Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW*, bem como construção da usina Angra 3. A partir de 1º de janeiro de 2013, a energia elétrica gerada pela controlada foi rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para o cálculo das cotas-partes anuais referentes à energia das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e as condições para a comercialização dessa energia na forma do art.11, da Lei nº 12.111/2009. A controlada, em 31 de março de 2018, apresenta um capital circulante líquido negativo de R\$ 258.594 (R\$ 504.766 negativo em 31 de dezembro de 2017), prejuízos acumulados de R\$ 11.334.312 (R\$ 11.495.803 em 31 de dezembro de 2017) e passivo a descoberto de R\$ 4.992.630 (R\$ 5.147.539 em 31 de dezembro de 2017) e depende do suporte financeiro da Companhia.
- (b) Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) – tem por principal objeto social realizar estudos, projetos, construções e operações das instalações dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A Companhia detém concessão de geração para as seguintes usinas termelétricas: Usina Presidente Médici, Fases A e B (que estão desativadas), localizada no município de Candiota; Usina de São Jerônimo, localizada no município de São Jerônimo; e Usina NUTEPA, localizada no Município de Porto Alegre, todas no Estado do Rio Grande do Sul. A investida apresenta em 31 de março de 2018 um capital circulante líquido negativo de R\$ 1.738.989 (R\$ 1.568.186 negativo em 31 de dezembro de 2017).
- (c) A CGTEE apresentou em 31 de março de 2018 um prejuízo acumulado de R\$ 4.433.508, ante um prejuízo acumulado de R\$ 4.261.372 em 31 de dezembro de 2017. O resultado determinou um passivo a descoberto na mesma data de R\$ 3.698.212 (R\$ 3.523.481 em 31 de dezembro de 2017).

Notas Explicativas



(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

NOTA 35 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
PASSIVO CIRCULANTE				
Folha de Pagamento	-	1.525	130.710	287.372
Provisão de férias	35.211	29.629	389.580	389.933
Encargos sobre férias	7.497	6.345	123.367	133.196
Provisão 13º salário	15.241	12.118	54.613	15.775
Encargos sobre 13º salário	1.964	4.594	49.708	43.459
Contribuição Previdenciária	44.386	46.952	45.817	48.128
PID / PREQ	13.841	6.799	191.433	101.539
Outros	2.208	-	186.128	172.558
	<u>120.348</u>	<u>107.962</u>	<u>1.171.356</u>	<u>1.191.960</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
Outros	-	-	279.209	258.614
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>279.209</u>	<u>258.614</u>
TOTAL	<u>120.348</u>	<u>107.962</u>	<u>1.450.565</u>	<u>1.450.574</u>

NOTA 36 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO**Capital Social**

O Capital Social da Companhia, em 31 de março de 2018, é de R\$ 31.305.331(R\$ 31.305.331 em 31 de dezembro de 2017) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais têm direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos, às taxas anuais de 8% para as ações de classe "A" (subscritas até 23 de junho de 1969) e 6% para as de classe "B" (subscritas a partir de 24 de junho de 1969), calculados sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O Capital Social está representado por 1.352.634.100 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 31 de março de 2018, conforme a seguir:

ACIONISTA	31/03/2018							
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	554.395.652	51,00	-	-	1.544	0,00	554.397.196	40,99
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
Banco Clássico	67.951.100	6,25	-	-	-	-	67.951.100	5,02
American Depositary Receipts – ADR's	26.049.518	2,40	-	-	12.950.233	4,88	38.999.751	2,88
Outros	222.350.812	20,45	146.920	100,00	215.531.333	81,20	438.029.065	32,38
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100,00</u>	<u>146.920</u>	<u>100,00</u>	<u>265.436.883</u>	<u>100,00</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>

Notas Explicativas

Eletrobras

31/12/2017

ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	554.395.652	51,00	-	-	1.544	0,00	554.397.196	40,99
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
Banco Clássico	68.750.800	6,32	-	-	-	-	68.750.800	5,08
American Depositary Receipts – ADR's	27.781.555	2,56	-	-	14.470.255	5,45	42.251.810	3,12
Outros	219.819.075	20,22	146.920	100,00	214.011.311	80,63	433.977.306	32,08
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100,00</u>	<u>146.920</u>	<u>100,00</u>	<u>265.436.883</u>	<u>100,00</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>

Do total das 493.226.954 ações em poder dos minoritários, 266.226.161, ou seja, 53,98% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 146.882.316 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 119.343.817 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 26.049.518 ações ordinárias e 12.950.233 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depositary Receipts – ADR's* e são negociadas na bolsa de valores de Nova Iorque (NYSE).

NOTA 37 – RESULTADO POR AÇÃO**(a) Básico**

O resultado básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias emitidas durante o período, excluindo as ações ordinárias compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria. Ações preferenciais possuem prioridade na distribuição de dividendos mínimos. Entretanto, sua participação em direitos sobre lucro, uma vez que a distribuição dos dividendos mínimos foram realizados, é equivalente a ações ordinárias. Assim, o resultado por ação preferencial é calculado pelo método aplicado as ações ordinárias.

31/03/2018				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	25.585	3	6.247	31.836
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	0,02	0,02	0,02	
31/03/2017				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	1.119.993	151	273.481	1.393.625
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	1,03	1,03	1,03	

(b) Diluído

Notas Explicativas



Para calcular o resultado diluído por ação, a Companhia deve presumir o exercício de opções, bônus de subscrição e semelhantes diluidores da companhia. Os valores presumidos provenientes desses instrumentos devem ser considerados como tendo sido recebidos da emissão de ações ordinárias ao preço médio de mercado das ações ordinárias durante o período. Em 31 de março de 2018, as 16.047.865 ações ordinárias potenciais dilutivas, referentes ao Empréstimo Compulsório, foram incluídas no cálculo da média ponderada do número de ações preferenciais devido ao efeito dilutivo em 2017 e 2018, conforme apresentado abaixo.

31/03/2018					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	25.285	3	373	6.174	31.836
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	16.048	265.437	1.368.682
% de ações em relação ao total	79,42%	0,01%	1,17%	19,39%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	0,02	0,02	0,02	0,02	

31/03/2017					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	1.107.596	150	15.426	270.454	1.393.625
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	15.140	265.437	1.367.774
% de ações em relação ao total	79,48%	0,01%	1,11%	19,41%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	1,02	1,02	1,02	1,02	

NOTA 38 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/03/2017	31/03/2018	31/03/2017 (reclassificado)
RECEITAS OPERACIONAIS				
Geração				
Suprimento de energia para companhias de distribuição	867.262	833.177	3.435.478	3.314.134
Suprimento de energia para consumidores finais	-	-	520.138	685.174
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	449.207	396.301
Receita de Operação e Manutenção de Concessões Renovadas	-	-	532.924	563.903
Receita de Construção de Usinas Renovadas	-	-	4.225	6.356
Atualizações da taxa de retorno - Geração	-	-	-	-
Efeito Financeiro de Itaipu	86.690	49.438	86.690	49.438
	<u>953.952</u>	<u>882.615</u>	<u>5.028.662</u>	<u>5.015.306</u>
Transmissão				
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	821.194	746.557
Receita de Operação e Manutenção	-	-	67.281	63.780
Receita de Construção	-	-	194.132	174.100
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	261.404	240.860
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE	-	-	1.194.425	1.552.501
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.538.436</u>	<u>2.777.798</u>
Distribuição				
Fornecimento/Suprimento de Energia Elétrica	-	-	2.412.625	2.360.206
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	77.871	108.915
Receita de Construção	-	-	135.303	141.611
CVA e outros itens financeiros	-	-	44.374	(31.632)
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.670.173</u>	<u>2.579.100</u>
Outras receitas	<u>12.224</u>	<u>8.627</u>	<u>435.491</u>	<u>443.977</u>
	<u>966.176</u>	<u>891.242</u>	<u>10.672.762</u>	<u>10.816.181</u>
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(581.807)	(615.427)
(-) PASEP e COFINS	(33.241)	(18.626)	(979.601)	(787.490)
(-) Encargos setoriais	-	-	(516.654)	(543.412)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(2.119)	(7.808)
	<u>(33.241)</u>	<u>(18.626)</u>	<u>(2.080.181)</u>	<u>(1.954.137)</u>
Receita operacional líquida	<u>932.935</u>	<u>872.616</u>	<u>8.592.581</u>	<u>8.862.044</u>

Notas Explicativas

**NOTA 39 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/03/2017	31/03/2018	31/03/2017
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	1.246.437	1.454.194	-	-
Investimentos em coligadas				
Equivalência patrimonial	159.800	161.025	181.533	229.177
	159.800	161.025	181.533	229.177
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	1.172	10.349	1.172	10.349
Dividendos	5.280	2.619	5.280	2.619
Rendimentos de capital - ITAIPU	63.911	57.500	63.911	57.500
	70.363	70.468	70.363	70.468
Alienação de Investimentos	2.946	1.525.147	2.946	1.525.147
	1.479.546	3.210.834	254.842	1.824.792

NOTA 40 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/03/2017	31/03/2018	31/03/2017
Pessoal	114.437	112.874	1.758.961	1.601.576
Material	419	517	73.654	54.881
Serviços	53.342	28.226	577.727	581.329
	168.198	141.617	2.410.342	2.237.786

NOTA 41 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/03/2017	31/03/2018	31/03/2017
Energia comprada para revenda				
Suprimento	-	-	1.227.106	1.300.104
Comercialização na CCEE	173.317	158.032	539.776	591.802
Proinfa	698.928	698.476	711.356	703.703
Outros	7.527	4.362	14.070	6.688
	879.772	860.870	2.492.308	2.602.297

Notas Explicativas

**NOTA 42 - PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/03/2017 (reclassificado)	31/03/2018	31/03/2017 (reclassificado)
Garantias	(13.598)	12.546	(13.598)	12.546
Contingências	204.462	236.622	512.397	351.242
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	291.616	93.665
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	5.448	4.560	35.136	5.042
Passivo a descoberto em Controladas	1.869.567	1.173.491	-	-
Contratos Onerosos	-	-	(301.055)	(319.121)
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos	-	21.768	7.296	19.743
Impairment	-	(463)	174.471	270.346
Ajuste a Valor de Mercado	88	(91)	88	(91)
TFRH	-	-	150.167	84.696
Outras	166.450	93.978	224.560	81.625
	<u>2.232.417</u>	<u>1.542.411</u>	<u>1.081.078</u>	<u>599.693</u>

NOTA 43 – ATIVOS MANTIDOS PARA VENDA E VENDA DE CONTROLADA**43.1 – Alienação de controle acionário de controladas**

Em 08 de novembro de 2017 o Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI) aprovou a Resolução nº 20 contendo as condições mínimas e preços para alienação pela Eletrobras das ações representativas da sua participação acionária no capital social das empresas Companhia Energética de Alagoas, Companhia Energética do Piauí, Companhia de Eletricidade do Acre, Amazonas Distribuidora de Energia S.A., Boa Vista Energia S.A. e Centrais Elétricas de Rondônia S.A.

A Eletrobras considerou o Pronunciamento Técnico – CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda, e avaliou que, em 31 de março de 2018, as distribuidoras Companhia Energética do Piauí, Companhia de Eletricidade do Acre, Boa Vista Energia S.A., Centrais Elétricas de Rondônia S.A e Companhia Energética de Alagoas atingiram os critérios de classificação como mantidos para venda. Para a distribuidora Amazonas Distribuidora de Energia S.A. ainda existem condicionantes que ainda não permitem tal classificação (maiores detalhes na nota explicativa 2).

Esta classificação de ativos mantidos para venda não foi considerada como operação descontinuada, pois a Companhia ainda tem atividades não classificadas como mantidas para venda no segmento de distribuição com a distribuidora citada acima.

A descrição dos ativos bem como os fatos e circunstâncias que conduziram à alienação esperada estão detalhadamente descritos na nota explicativa 2. A Companhia ressalta que está comprometida com um plano de venda das controladas e que um programa consistente de identificação de compradores já está sendo conduzido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Desta forma, a Companhia espera que a venda seja concluída até 31 de julho de 2018.

Os principais ativos e passivos das controladas classificados como mantidos para venda em 31 de março de 2018 estão demonstrados a seguir:

Notas Explicativas



	Eletrobras	Ceal	Cepisa	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	Não mantidos para venda e Eliminações	Total dos ativos e passivos mantidos para venda
	31/03/2018	31/03/2018	31/03/2018	31/03/2018	31/03/2018	31/03/2018	31/03/2018	31/03/2018
Caixa e equivalentes de caixa	-	31.247	10.464	19.511	9.559	9.626	-	80.407
Clientes	-	724.347	605.831	282.260	171.167	119.195	-	1.902.800
Financiamentos e empréstimos	1.506.162	-	-	-	-	-	-	1.506.162
Tributos e contribuições sociais	-	16.629	28.197	25.344	10.205	27.809	-	108.184
Direito de Ressarcimento	-	12.464	15.400	3.892.063	287.916	276.681	(4.421.820)	62.704
Ativo financeiro	-	927.857	871.717	1.226.106	434.283	222.114	-	3.682.077
Ativo Imobilizado	-	30.817	43.657	29.001	9.865	16.543	-	129.883
Ativo Intangível	-	24.111	102.688	75.277	43.267	17.529	-	262.872
Outros ativos	-	589.888	583.858	464.241	106.983	119.196	(1.512.839)	351.327
Total ativos da controlada classificados como mantidos para venda	1.506.162	2.357.360	2.261.812	6.013.803	1.073.245	808.693	(5.934.659)	8.086.416
Fornecedores	-	160.186	154.056	6.037.217	564.586	1.008.497	(630.675)	7.293.867
Empréstimos e financiamentos	-	2.058.147	2.422.093	1.434.397	516.814	351.956	(5.657.348)	1.126.059
Tributos e contribuições sociais	-	188.634	304.748	72.280	207.180	22.739	-	795.581
Provisão para passivo a descoberto em investidas	6.455.851	-	-	-	-	-	(6.455.851)	-
Provisões de contingências	-	447.503	280.350	285.357	120.388	61.252	-	1.194.850
Contrato Oneroso	-	-	-	95.575	5.802	16.725	-	118.102
AFAC	-	183.004	351.642	-	78.339	90.922	-	703.907
Outros passivos	-	415.096	370.961	456.644	103.044	121.833	(3.345.201)	(1.877.623)
Passivos da controlada associados a ativos classificados como mantidos para venda	6.455.851	3.452.570	3.883.850	8.381.470	1.596.153	1.673.924	(16.089.075)	9.354.743

	Eletrobras	Cepisa	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	Não mantidos para venda e Eliminações	Total dos ativos e passivos mantidos para venda
	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017
Caixa e equivalentes de caixa	-	11.547	18.532	10.401	5.358	-	45.838
Clientes	-	682.826	284.384	189.610	123.630	-	1.280.450
Financiamentos e empréstimos	1.482.907	-	-	-	-	-	1.482.907
Tributos e contribuições sociais	-	27.401	29.507	9.704	22.893	-	89.505
Direito de Ressarcimento	-	19.562	3.963.217	304.530	289.250	(4.421.820)	154.739
Ativo financeiro	-	854.482	1.198.009	429.813	217.846	-	2.700.150
Ativo Imobilizado	-	85.934	69.526	34.040	26.708	-	216.208
Ativo Intangível	-	49.066	23.390	14.392	5.712	-	92.560
Outros ativos	-	617.906	419.517	104.554	113.584	(1.492.039)	236.478
Total ativos da controlada classificados como mantidos para venda	1.482.907	2.348.724	6.006.082	1.097.044	804.981	(5.913.859)	5.825.879
Fornecedores	-	203.335	3.415.498	519.003	969.416	(548.881)	4.558.371
Empréstimos e financiamentos	-	2.322.825	1.365.157	508.244	312.254	(3.800.527)	707.953
Tributos e contribuições sociais	-	269.221	77.016	225.606	29.021	-	600.864
Provisão para passivo a descoberto em investidas	4.805.946	-	-	-	-	(4.805.946)	-
Provisões de contingências	-	169.613	261.876	122.060	61.252	-	614.801
Contrato Oneroso	-	-	167.257	-	2.876	-	170.133
AFAC	-	346.357	-	77.115	89.975	(513.447)	-
Outros passivos	-	434.648	2.878.215	129.564	121.317	(2.585.196)	978.548
Passivos da controlada associados a ativos classificados como mantidos para venda	4.805.946	3.745.999	8.165.019	1.581.592	1.586.111	(12.253.997)	7.630.670

NOTA 44- INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

44.1 - Gestão do Risco de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

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

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

Notas Explicativas



CONSOLIDADO	
31/03/2018	31/12/2017
43.697.611	45.121.791
7.250.837	8.048.472
36.446.774	37.073.319
42.675.420	42.752.532
79.122.194	79.825.851
46%	46%

44.2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os saldos contábeis de certos ativos e passivos financeiros representam uma aproximação razoável do valor justo. A Companhia usa a seguinte classificação para enquadrar os seus instrumentos financeiros:

ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	CONTROLADORA			
	Classificação 31/03/2018	Classificação 31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
Custo Amortizado			35.667.472	34.800.437
Clientes	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	451.537	532.812
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	32.127.612	31.178.312
Ativo Financeiro - Itaipu	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	2.817.113	2.820.172
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	Mantidos Até o Vencimento	271.210	269.141
Valor Justo			5.500.397	6.482.517
Caixa e equivalentes de caixa	Valor justo por Meio de Resultado	Empréstimos e Recebíveis	6.979	161.326
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo por Meio de Resultado	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	4.153.060	5.059.957
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes	Disponíveis para venda	1.338.644	1.261.234
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo por Meio de Resultado	Valor justo	1.714	-
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Custo Amortizado			25.307.298	26.297.584
Fornecedores	Custo Amortizado	Custo Amortizado	392.574	514.752
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	Custo Amortizado	22.626.874	23.652.514
Obrigações de ressarcimento	Custo Amortizado	Custo Amortizado	1.512.103	1.346.660
Passivo Financeiro - Itaipu	Custo Amortizado	Custo Amortizado	775.747	783.658
Valor Justo			-	2.175
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo por Meio de Resultado	Valor justo	-	2.175

Notas Explicativas



		CONSOLIDADO		
	Classificação 31/03/2018	Classificação 31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
<u>Custo Amortizado</u>			77.874.078	79.153.017
Clientes	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	4.458.119	5.124.744
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	10.881.579	10.266.851
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	7.559.535	8.076.826
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	16.356.666	16.282.980
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	37.655.726	38.238.015
Ativo Financeiro - Valores a receber Parcela A	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	624.264	832.013
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	Mantidos Até o Vencimento	338.189	331.588
<u>Valor Justo</u>			10.434.707	12.093.889
Caixa e equivalentes de caixa	Valor justo por Meio de Resultado	Empréstimos e Recebíveis	598.649	792.252
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo por Meio de Resultado	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	6.313.999	6.924.632
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo por Meio de Resultado	Valor justo	419.636	426.231
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes	Disponíveis para venda	1.498.673	1.418.659
Ativo Financeiro - Distribuição	Valor justo por Meio de Resultado	Disponíveis para venda	1.603.750	2.532.115
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
<u>Custo Amortizado</u>			65.540.772	67.431.966
Fornecedores	Custo Amortizado	Custo Amortizado	17.635.923	18.239.097
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	Custo Amortizado	43.697.611	45.121.791
Debêntures	Custo Amortizado	Custo Amortizado	274.032	268.022
Debêntures (Banco Amazônia)	Custo Amortizado	Custo Amortizado	206.883	202.757
Obrigações de Ressarcimento	Custo Amortizado	Custo Amortizado	2.605.545	2.455.176
Arrendamento Mercantil	Custo Amortizado	Custo Amortizado	1.053.374	1.077.820
Concessões a Pagar UBP	Custo Amortizado	Custo Amortizado	67.404	67.303
<u>Valor Justo</u>			47.956	42.060
Instrumentos Financeiros Derivativos	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	Valor justo	47.956	39.885
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	Valor justo	-	2.175

44.2.1 - Técnicas de avaliação e informações usadas

- 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.
- 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.
- Ativos financeiros da concessão: são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão. Os ativos financeiros de geração e transmissão e Valores a receber – parcela A são classificados como custo amortizado, enquanto o ativo financeiro - Distribuidoras é classificado como valor justo por meio do resultado.
- Derivativos: são mensurados pelo valor justo e seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado ou no patrimônio líquido, dependendo do tipo de cada designação do derivativo em *hedge accounting*.
- Direito de Ressarcimento: São ativos financeiros que representam o direito de reembolso da CCC, relativos aos custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, incluindo os custos relativos à contratação de energia e de potência associada à geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica, aos encargos do setor elétrico e impostos e, ainda, aos investimentos realizados. São classificados como custo amortizado.

Notas Explicativas

- f) Investimentos em Participações Societárias: refere-se a investimentos permanentes em outras sociedades.
- g) Fornecedores: são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.
- h) Debêntures: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de taxa de juros efetiva. A Companhia acredita que esses instrumentos aproximam-se dos seus valores justos.
- i) Empréstimos e financiamentos: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva.
- j) Arrendamento mercantil: O valor nominal utilizado no cálculo dos passivos originados pelos referidos contratos foi encontrado tomando como referência o valor fixado para a contratação de potência mensal contratada, multiplicada pela capacidade instalada (60 a 65 MW) e pela quantidade de meses de vigência do contrato.
- k) Obrigações de ressarcimento: referem-se aos valores de adiantamentos e tributos (ICMS, PIS e COFINS) a serem devolvidos ao Fundo CCC.
- l) Demais instrumentos financeiros: os valores justos são similares aos seus valores contábeis, uma vez que: (i) possuem prazo de recebimento/pagamento médio inferior a 60 dias; e (ii) são concentrados em títulos de renda fixa, remunerados a taxa de CDI.

Notas Explicativas**44.2.1 – Estimativa de valor justo:**

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

	CONTROLADORA			
	31/03/2018			
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Custo Amortizado	-	32.850.359	2.817.113	35.667.472
Clientes	-	451.537	-	451.537
Empréstimos e financiamentos	-	32.127.612	-	32.127.612
Ativo Financeiro - Itaipu	-	-	2.817.113	2.817.113
Títulos e Valores Mobiliários	-	271.210	-	271.210
Valor Justo	4.160.039	1.340.358	-	5.500.397
Caixa e equivalentes de caixa	6.979	-	-	6.979
Títulos e Valores Mobiliários	4.153.060	-	-	4.153.060
Investimentos (Participações Societárias)	-	1.338.644	-	1.338.644
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	-	1.714	-	1.714
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Custo Amortizado	-	25.307.298	-	25.307.298
Fornecedores	-	392.574	-	392.574
Empréstimos e financiamentos	-	22.626.874	-	22.626.874
Obrigações de ressarcimento	-	1.512.103	-	1.512.103
Passivo Financeiro - Itaipu	-	775.747	-	775.747

Notas Explicativas



	CONTROLADORA			
	31/12/2017			
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Custo Amortizado	-	31.980.265	2.820.172	34.800.437
Clientes	-	532.812	-	532.812
Empréstimos e financiamentos	-	31.178.312	-	31.178.312
Ativo Financeiro - Itaipu	-	-	2.820.172	2.820.172
Títulos e Valores Mobiliários	-	269.141	-	269.141
Valor Justo	1.422.560	5.059.957	-	6.482.517
Caixa e equivalentes de caixa	161.326	-	-	161.326
Investimentos (Participações Societárias)	1.261.234	-	-	1.261.234
Títulos e Valores Mobiliários	-	5.059.957	-	5.059.957
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Custo Amortizado	-	26.297.584	-	26.297.584
Fornecedores	-	514.752	-	514.752
Empréstimos e financiamentos	-	23.652.514	-	23.652.514
Obrigações de ressarcimento	-	1.346.660	-	1.346.660
Passivo Financeiro - Itaipu	-	783.658	-	783.658
Valor Justo	-	2.175	-	2.175
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	2.175	-	2.175

Notas Explicativas



CONSOLIDADO				
31/03/2018				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Custo Amortizado	-	77.874.079	-	77.874.079
Clientes	-	4.458.119	-	4.458.119
Empréstimos e financiamentos	-	10.881.580	-	10.881.580
Direitos de Ressarcimento	-	7.559.535	-	7.559.535
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	-	16.356.666	-	16.356.666
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	-	37.655.726	-	37.655.726
Ativo Financeiro - Valores a receber Parcela A	-	624.264	-	624.264
Títulos e Valores Mobiliários	-	338.189	-	338.189
Valor Justo	2.097.322	8.337.385	-	10.434.707
Caixa e equivalentes de caixa	598.649	-	-	598.649
Títulos e Valores Mobiliários	-	6.313.999	-	6.313.999
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	419.636	-	419.636
Investimentos (Participações Societárias)	1.498.673	-	-	1.498.673
Ativo Financeiro - Distribuição	-	1.603.750	-	1.603.750
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Custo Amortizado	-	65.540.772	-	65.540.772
Fornecedores	-	17.635.923	-	17.635.923
Empréstimos e financiamentos	-	43.697.611	-	43.697.611
Debêntures	-	274.032	-	274.032
Debêntures (Banco Amazônia)	-	206.883	-	206.883
Obrigações de Ressarcimento	-	2.605.545	-	2.605.545
Arrendamento Mercantil	-	1.053.374	-	1.053.374
Concessões a Pagar UBP	-	67.404	-	67.404
Valor Justo	-	47.956	-	47.956
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	47.956	-	47.956

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO			
	31/12/2017			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Custo Amortizado	-	71.076.191	8.076.826	79.153.017
Clientes	-	5.124.744	-	5.124.744
Empréstimos e financiamentos	-	10.266.851	-	10.266.851
Direitos de Ressarcimento	-	-	8.076.826	8.076.826
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	-	16.282.980	-	16.282.980
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	-	38.238.015	-	38.238.015
Ativo Financeiro - Valores a receber Parcela A	-	832.013	-	832.013
Títulos e Valores Mobiliários	-	331.588	-	331.588
Valor Justo	1.418.659	10.675.230	-	12.093.889
Caixa e equivalentes de caixa	-	792.252	-	792.252
Investimentos (Participações Societárias)	1.418.659	-	-	1.418.659
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	2.532.115	-	2.532.115
Títulos e Valores Mobiliários	-	6.924.632	-	6.924.632
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	426.231	-	426.231
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Custo Amortizado	-	67.431.966	-	67.431.966
Fornecedores	-	18.239.097	-	18.239.097
Empréstimos e financiamentos	-	45.121.791	-	45.121.791
Debêntures	-	268.022	-	268.022
Debêntures (Banco Amazônia)	-	202.757	-	202.757
Obrigações de Ressarcimento	-	2.455.176	-	2.455.176
Arrendamento Mercantil	-	1.077.820	-	1.077.820
Concessões a Pagar UBP	-	67.303	-	67.303
Passivo Financeiro - Geração e Transmissão	-	-	-	-
Valor Justo	-	42.060	-	42.060
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	39.885	-	39.885
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	-	2.175	-	2.175

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

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

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

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia e suas controladas é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos



Notas Explicativas

patrimoniais classificados como valor justo por meio de resultado ou através de outros resultados abrangentes anteriormente classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde está disponível e confia o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2.

Se uma ou mais informações relevantes não estiver baseada em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares.
- O valor justo de *swaps* de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.
- O valor justo dos contratos de câmbio futuros é determinado com base nas taxas de câmbio futuras na data do balanço, com o valor resultante descontado ao valor presente.

Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, que são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes, e o risco de crédito das contrapartes das operações de *swaps*.

44.3 - Gestão de Riscos Financeiros:

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

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

Notas Explicativas



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

44.3.1 - Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio. A Companhia apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade nos seus resultados bem como em seu fluxo de caixa. A Companhia apresenta relevante exposição entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com Itaipu Binacional.

Nesse contexto foi aprovada a Política de *hedge* Financeiro da Companhia. O objetivo da atual política é monitorar e mitigar a exposição às variáveis de mercado que impactem ativos e passivos da Companhia e de suas controladas, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis destas variáveis em suas demonstrações financeiras e informações financeiras intermediárias.

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

Junto com a política foi aprovada a criação do Comitê de *hedge* Financeiro no âmbito da Diretoria Financeira, que tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de *hedge* a serem apresentados à Diretoria Executiva da Companhia.

Levando-se em conta as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela Companhia, a política aprovada elenca uma escala de prioridades. Primeiramente, a solução estrutural, e, apenas nos casos residuais, seriam adotadas operações com instrumentos financeiros derivativos.

As operações com derivativos financeiros, quando realizadas seguem a política de hedge da companhia e não podem caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

(a) Composição dos saldos em moeda estrangeira e análise de sensibilidade:

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 2017 e 2018 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook 86*, publicado pela OECD (*The Organisation Economic Co-operation and Development*).

Foram realizadas análises de sensibilidade dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, que apresentam exposição à taxa de câmbio e que poderiam trazer perdas materiais à Companhia, em quatro diferentes cenários, tendo como base o cenário provável acima mencionado: dois considerando a apreciação das moedas e outros dois considerando a depreciação dessas das moedas.

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

Notas Explicativas



(a.1) Risco de apreciação das taxas de câmbio:

			CONTROLADORA				
			Saldo em 31/03/2018		Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD	Empréstimos obtidos	3.246.447	10.788.593	270.104	(2.359.518)	(4.989.140)	
	Empréstimos concedidos	2.577.295	8.566.414	(215.977)	1.871.632	3.959.241	
	Ativo financeiro - ITAIPU	614.166	2.041.366	(51.467)	446.008	943.482	
Impacto no resultado - USD				2.660	(41.878)	(86.417)	
EURO	Empréstimos obtidos	59.012	240.940	2.532	(57.070)	(116.673)	
	Empréstimos concedidos	57.977	236.835	(2.609)	55.948	114.504	
	Impacto no resultado - EURO			(77)	(1.123)	(2.169)	
IENE	Empréstimos obtidos	1.115.182	34.849	1.394	(6.970)	(15.334)	
	Empréstimos concedidos	4.969.546	155.348	(6.262)	31.010	68.282	
	Impacto no resultado - IENE			(4.868)	24.040	52.948	
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				(2.285)	(18.961)	(35.637)	

			CONSOLIDADO				
			Saldo em 31/03/2018		Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD	Empréstimos obtidos	3.352.950	11.142.524	278.965	(2.436.924)	(5.152.814)	
	Empréstimos concedidos	2.478.592	8.238.344	(207.706)	1.799.953	3.807.613	
	Ativo financeiro - ITAIPU	614.166	2.041.366	(51.467)	446.008	943.482	
	Impacto no resultado - USD			19.792	(190.963)	(401.719)	
EURO	Empréstimos obtidos	59.012	240.940	2.532	(57.070)	(116.673)	
	Impacto no resultado - EURO			2.532	(57.070)	(116.673)	
IENE	Empréstimos obtidos	1.115.182	34.849	1.394	(6.970)	(15.334)	
	Impacto no resultado - IENE			1.394	(6.970)	(15.334)	
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				23.718	(255.003)	(533.725)	

(1) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
USD	3,240	4,050	4,860
EURO	4,040	5,050	6,060
IENE	0,030	0,038	0,045

Notas Explicativas



(a.2) Risco de depreciação das taxas de câmbio:

			CONTROLADORA				
			Saldo em 31/03/2018		Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD	Empréstimos obtidos	3.246.447	10.788.593	270.104	2.899.727	5.529.349	
	Empréstimos concedidos	2.577.295	8.566.414	(215.977)	(2.303.587)	(4.391.196)	
	Ativo financeiro - ITAIPU	614.166	2.041.366	(51.467)	(548.942)	(1.046.417)	
	Impacto no resultado - USD			2.660	47.198	91.736	
EURO	Empréstimos obtidos	59.012	240.940	2.532	62.134	121.736	
	Empréstimos concedidos	57.977	236.835	(2.609)	(61.165)	(119.722)	
	Impacto no resultado - EURO			(77)	968	2.014	
IENE	Empréstimos obtidos	1.115.182	34.849	1.394	9.758	18.122	
	Empréstimos concedidos	4.969.546	155.348	(6.262)	(43.533)	(80.805)	
	Impacto no resultado - IENE			(4.868)	(33.775)	(62.683)	
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				(2.285)	14.391	31.067	
			CONSOLIDADO				
			Saldo em 31/03/2018		Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD	Empréstimos obtidos	3.352.950	11.142.524	278.965	2.994.855	5.710.745	
	Empréstimos concedidos	2.478.592	8.238.344	(207.706)	(2.215.366)	(4.223.025)	
	Ativo financeiro - ITAIPU	614.166	2.041.366	(51.467)	(548.942)	(1.046.417)	
	Impacto no resultado - USD			19.792	230.548	441.303	
EURO	Empréstimos obtidos	59.012	240.940	2.532	62.134	121.736	
Impacto no resultado - EURO				2.532	62.134	121.736	
IENE	Empréstimos obtidos	1.115.182	34.849	1.394	9.758	18.122	
Impacto no resultado - IENE				1.394	9.758	18.122	
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				23.718	302.439	581.161	
(1) Premissas adotadas:				Provável	-25%	-50%	
USD				3,240	2,430	1,620	
EURO				4,040	3,030	2,020	
IENE				0,030	0,023	0,015	

44.3.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia de contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados à taxa Libor.

A Companhia monitora a sua exposição à taxa Libor e contrata operações de derivativos para minimizar esta exposição, conforme Política de *Hedge* Financeiro.

Notas Explicativas**(a) Composição dos saldos por indexador e análise de sensibilidade**

A composição da dívida por indexador, seja em moeda nacional ou em moeda estrangeira, está detalhada na nota 22, item a.

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 31 de março de 2018 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook 86*, publicado pela OECD (*The Organisation Economic Co-operation and Development*).

Foram realizadas análises de sensibilidade dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, e que poderiam trazer perdas materiais à Companhia, em quatro diferentes cenários, tendo como base o cenário provável acima mencionado: dois considerando a apreciação dos indexadores e outros dois considerando a depreciação desses indexadores.

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

Em todos os cenários foi utilizada a cotação provável do dólar para converter para reais o efeito no resultado dos riscos atrelados à oscilação da LIBOR. Nesta análise de sensibilidade está sendo desconsiderado qualquer efeito cambial em decorrência de eventual apreciação ou depreciação do cenário provável da cotação do dólar. O impacto da apreciação e da depreciação do cenário provável da cotação do dólar estão apresentados no item (44.3.1 (a)) desta nota.

(a.1) LIBOR

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31/03/2018		Efeito no resultado - receita (despesa)	
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (+25%) ¹
					Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	422.217	1.403.364	(3.378.917)	(4.223.646)
	Derivativo	275.000	914.045	2.200.770	2.750.963
	Total			(1.178.147)	(1.472.684)

		CONSOLIDADO			
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31/03/2018		Efeito no resultado - receita (despesa)	
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (+25%) ¹
					Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	528.701	1.757.295	(4.231.086)	(5.288.857)
	Derivativo	275.000	914.045	2.200.770	2.750.963
	Total			(2.030.316)	(2.537.895)

(¹) Premissas adotadas:

	31/12/2017	Provável	25%	50%
USD	3,3238	3,2400	4,0500	4,8600
LIBOR	n/a	2,4700	3,0875	3,7050

Notas Explicativas



(a.2) Indexadores nacionais

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA		
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Saldo em 31/03/2018	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI Empréstimos obtidos	4.952.666	(309.542)	(386.927)	(464.312)
Impacto no resultado - CDI		(309.542)	(386.927)	(464.312)
IGPM Empréstimos concedidos	229.780	9.904	12.379	14.855
Impacto no resultado - IGPM		9.904	12.379	14.855
IPCA Empréstimos concedidos	6.490.082	225.855	282.319	338.782
Impacto no resultado - IPCA		225.855	282.319	338.782
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES		(73.783)	(92.229)	(110.675)

		CONSOLIDADO		
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Saldo em 31/03/2018	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI Empréstimos obtidos	11.558.895	(722.431)	(903.039)	(1.083.646)
Impacto no resultado - CDI		(722.431)	(903.039)	(1.083.646)
TJLP Empréstimos obtidos	8.100.612	(550.032)	(687.539)	(825.047)
Debêntures emitidas	206.883	(14.047)	(17.559)	(21.071)
Impacto no resultado - TJLP		(564.079)	(705.099)	(846.118)
IGPM Arrendamento Mercantil	1.053.374	(45.400)	(56.751)	(68.101)
Empréstimos concedidos	227.957	9.825	12.281	14.737
Impacto no resultado - IGPM		(35.575)	(44.469)	(53.363)
SELIC Empréstimos obtidos	653.087	(40.818)	(51.022)	(61.227)
Impacto no resultado - SELIC		(40.818)	(51.022)	(61.227)
IPCA Empréstimos obtidos	322.962	11.239	14.049	16.859
Debêntures emitidas	274.032	9.536	11.920	14.304
Impacto no resultado - IPCA		20.775	25.969	31.163
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES		(1.342.128)	(1.677.660)	(2.013.192)

(1) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
CDI	6,25%	7,81%	9,38%
IPCA	3,48%	4,35%	5,22%
TJLP	6,79%	8,49%	10,19%
IGPM	4,31%	5,39%	6,47%
SELIC	6,25%	7,81%	9,38%

- risco de depreciação das taxas de juros:

Notas Explicativas

Eletrobras

CONTROLADORA				
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (-25%) ¹	Cenário III (-50%) ¹
Saldo em 31/03/2018				
CDI Empréstimos obtidos	4.952.666	(309.542)	(232.156)	(154.771)
Impacto no resultado - CDI		(309.542)	(232.156)	(154.771)
IPCA Empréstimos concedidos	6.490.082	225.855	169.391	112.927
Impacto no resultado - IPCA		225.855	169.391	112.927
IGPM Empréstimos concedidos	229.780	9.904	7.428	4.952
Impacto no resultado - IGPM		9.904	7.428	4.952
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES		(73.783)	(55.337)	(36.892)

CONSOLIDADO				
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (-25%) ¹	Cenário III (-50%) ¹
Saldo em 31/03/2018				
CDI Empréstimos obtidos	11.558.895	(722.431)	(541.823)	(361.215)
Impacto no resultado - CDI		(722.431)	(541.823)	(361.215)
TJLP Empréstimos obtidos	8.100.612	(550.032)	(412.524)	(275.016)
Debêntures emitidas	206.883	(14.047)	(10.536)	(7.024)
Impacto no resultado - TJLP		(564.079)	(423.059)	(282.039)
IGPM Arrendamento Mercantil	1.053.374	(45.400)	(34.050)	(22.700)
Empréstimos concedidos	227.957	9.825	7.369	4.912
Impacto no resultado - IGPM		(35.575)	(26.682)	(17.788)
SELIC Empréstimos obtidos	653.087	(40.818)	(30.613)	(20.409)
Impacto no resultado - SELIC		(40.818)	(30.613)	(20.409)
IPCA Empréstimos obtidos	322.962	11.239	8.429	5.620
Debêntures emitidas	274.032	18.607	13.955	9.303
Impacto no resultado - IPCA		29.846	22.384	14.923
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES		(1.333.057)	(999.793)	(666.529)

(1) Premissas adotadas:

	Provável	-25%	-50%
CDI	6,25%	4,69%	3,13%
IPCA	3,48%	2,61%	1,74%
TJLP	6,79%	5,09%	3,40%
IGPM	4,31%	3,23%	2,16%
SELIC	6,25%	4,69%	3,13%

Para reduzir o risco nas exposições do fluxo de caixa da dívida de taxa variável emitida, a Companhia contratou *swaps* de alteração nas taxas de juros e designou como *hedge accounting*. De acordo com os contratos de *swap* de taxa de juros, a Companhia concorda em trocar a diferença entre os valores de taxas de juros prefixadas e pós fixadas calculados a partir do valor notional acordado, mitigando o risco de alteração nas taxas de juros sobre o valor justo da dívida emitida com taxas de juros fixa nas exposições do fluxo de caixa da dívida de taxa variável. O valor justo dos *swaps* de taxa de juros no encerramento do período

Notas Explicativas

é determinado pelo desconto dos fluxos de caixa futuros, utilizando as curvas no encerramento do período e o risco de crédito inerente para esse tipo de contrato, e está demonstrado a seguir. A taxa de juros média está baseada nos saldos a pagar em aberto no encerramento do período.

A tabela a seguir demonstra o valor do principal e os prazos remanescentes dos contratos de *swap* de taxa de juros em aberto no fim do período do relatório:

Tipo	Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos	
					31/03/2018	31/12/2017
Libor X Pre-tax	03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(550)	(1.238)
Libor X Pre-tax	04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(1.164)	(2.567)
Libor X Pre-tax	09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	500	300
Libor X Pre-tax	10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	533	332
Libor X Pre-tax	11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	1.601	998
	TOTAL	275.000			920	(2.175)
Ativo Circulante					2.634	1.630
Passivo Circulante					(1.714)	(3.805)

As operações classificadas como *hedge* de fluxo de caixa geraram no período um resultado abrangente negativo de R\$ 2.379 (resultado abrangente positivo de R\$ 1.444 em 31 de março de 2017).

Com a designação dos swaps para contabilização de *hedge*, no período findo em 31 de março de 2018, a Companhia reconheceu R\$ 560 como despesas financeiras referentes aos swaps (R\$ 1.654 em 31 de março de 2017).

A relação entre as dívidas designadas em relações de *hedge* e os desembolsos futuros dos contratos indexados à libor, segue a seguinte distribuição no tempo:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Valor protegido / Desembolsos futuros (%)	31,11%	51,22%	33,11%	0%	0%	0%

44.3.3 - Risco de preços – *commodities*

A controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Parte da receita desses contratos de longo prazo está associada ao pagamento de um prêmio atrelado ao preço internacional do alumínio, cotado na *London Metal Exchange* (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais do prêmio.

O prêmio pode ser considerado como um componente de um contrato híbrido (combinado), que inclui um contrato não derivativo que o abriga, de forma que o fluxo de caixa do instrumento combinado, em algumas circunstâncias, varia como se fosse um derivativo isolado.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

Cliente	Datas do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 MW até 31/12/2006 e 800 MW a partir de 01/01/2007 315 MW
BHP	01/07/2004	31/12/2017	

Notas Explicativas

Esses contratos incluem o conceito de *cap and floor band* relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2.773,21/ton e US\$ 1.450,00/ton, respectivamente.

Para atribuir o valor justo da parte híbrida do contrato é necessário identificar os principais componentes que quantificam o montante faturado mensalmente. As principais variáveis do contrato são: a quantidade de energia vendida (MWh), o preço atribuído à LME e o valor do câmbio do período faturado.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da *commodity* do alumínio da LME, é possível atribuir o *fair value* destes contratos. O valor da LME fechou o mês de março de 2018 cotado em US\$ 2.094/ton, o que representou uma variação positiva de 0,34% em relação ao valor verificado em dezembro de 2017, quando o preço da commodity alcançou US\$ 2.087/ton.

No mesmo período de análise, houve uma apreciação do real em relação ao dólar com a cotação passando de R\$ 3,30 para R\$ 3,29. A variação positiva no preço do alumínio contribuiu com um aumento na expectativa do valor justo para os derivativos compensando a desvalorização do dólar no período.

O ganho apurado nesta operação com derivativos no período de março de 2018 é de R\$ 9.229 (ganho de R\$ 197.458 em 31 de dezembro de 2017) e está apresentado no resultado financeiro.

(a) Análise de sensibilidade sobre os derivativos embutidos indexados ao preço do alumínio

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

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

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

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

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

Saldo em 31/03/2018	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
417.002	904.061	1.067.353

Notas Explicativas**44.3.4 - Risco de crédito**

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

A Companhia, através de suas controladas, atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias. No segmento de distribuição, a Companhia, através de suas controladas, faz um acompanhamento dos níveis de inadimplência através da análise das especificidades dos seus clientes.

O risco de crédito relacionado aos recebíveis de clientes (vide nota 7) está concentrado nas atividades de distribuição, no montante de R\$ 783.111 ou 17% (R\$ 1.564.755 ou 28% em 31 de dezembro de 2017) do saldo em aberto ao final do exercício de 31 de dezembro de 2017, e tendo como principal característica o alto grau de pulverização por contemplar um volume de vendas significativo a consumidores da classe residencial.

Em relação aos recebíveis de empréstimos concedidos (vide nota 8), exceto pela operação financeira com a controlada em conjunto Itaipu, cujo risco de crédito é baixo em função da inclusão dos custos dos empréstimos na tarifa de comercialização de energia da controlada em conjunto, conforme definido nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai, a concentração de risco de crédito com qualquer outra contraparte individualmente não foi superior a 5% do saldo em aberto em nenhum período.

As disponibilidades excedentes de caixa são aplicadas em fundo extra mercado exclusivos, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, havendo exposição a risco de crédito menor em relação aos demais instrumentos.

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

Operações com derivativos, quando realizadas no mercado de balcão, contêm riscos de contraparte que, diante dos problemas apresentados pelas instituições financeiras em 2008 e 2009, se mostram relevantes. Com o intuito de mitigar esse risco, a Companhia instituiu uma norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Esta norma define critérios em relação a porte, rating e expertise no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar operações com a Companhia. Atualmente, a Companhia seleciona semestralmente as 20 melhores instituições financeiras baseadas nos critérios mencionados como instituições credenciadas a efetuarem operações de derivativos com a Companhia. Além disso, a empresa desenvolveu metodologia de controle de exposição às instituições credenciadas que define limites ao volume de operações a serem realizadas com cada uma delas.

A Companhia monitora o risco de crédito de suas operações de swap, segundo o CPC 46 (IFRS 13), mas não contabiliza este risco de descumprimento (*non-performance*) no saldo de valor justo de cada derivativo porque, com base na exposição líquida ao risco de crédito, a Companhia pode contabilizar o seu portfólio de swaps dado uma transação não forçada entre

Notas Explicativas

as partes na data de avaliação. A Companhia considera o risco de descumprimento apenas para a análise do teste retrospectivo para cada relação designada para Contabilidade de *Hedge*.

Adicionalmente, a Companhia está exposta ao risco de crédito com relação a garantias financeiras concedidas a Bancos pela Controladora. A exposição máxima da Companhia corresponde ao valor máximo que a Companhia terá de pagar caso a garantia seja executada.

44.3.5 - Risco de liquidez

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

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos do Sistema Eletrobras por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que o Sistema Eletrobras deve quitar as respectivas obrigações e inclui os respectivos juros contratuais relacionados, quando aplicável.

	CONTROLADORA 31/03/2018				
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	4.406.050	8.547.392	11.896.023	2.634.986	27.484.452
Fornecedores	392.574	-	-	-	392.574
Empréstimos e financiamentos	2.501.373	8.547.392	11.896.023	2.634.986	25.579.775
Obrigações de Ressarcimento	1.512.103	-	-	-	1.512.103
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	1.714	-	-	-	1.714
Instrumentos Financeiros Derivativos	1.714	-	-	-	1.714

	CONTROLADORA 31/12/2017				
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	5.016.378	7.177.889	12.163.365	4.965.353	29.322.984
Fornecedores	514.752	-	-	-	514.752
Empréstimos e financiamentos	3.154.966	7.177.889	12.163.365	4.965.353	27.461.572
Obrigações de Ressarcimento	1.346.660	-	-	-	1.346.660
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	2.175	-	-	-	2.175
Instrumentos Financeiros Derivativos	2.175	-	-	-	2.175

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO 31/03/2018				
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	18.869.666	17.322.108	22.075.259	20.793.644	79.060.678
Fornecedores	10.092.342	1.302.806	2.544.440	3.696.336	17.635.924
Empréstimos e financiamentos	7.072.995	14.327.949	19.052.864	16.763.706	57.217.515
Debêntures	41.362	335.303	26.229	78.021	480.915
Obrigações de Ressarcimento	1.512.103	1.093.442	-	-	2.605.545
Arrendamento Mercantil	146.982	257.220	440.947	208.225	1.053.374
Concessões a Pagar UBP	3.882	5.388	10.779	47.356	67.405
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	1.953	46.003	-	-	47.956
Instrumentos Financeiros Derivativos	1.953	46.003	-	-	47.956

	CONSOLIDADO 31/12/2017				
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	19.495.221	16.848.882	20.617.858	22.863.703	79.825.663
Fornecedores	10.443.752	2.681.872	2.504.559	2.608.914	18.239.097
Empréstimos e financiamentos	7.325.949	12.521.043	17.811.981	19.856.515	57.515.487
Debêntures	183.432	287.347	-	-	470.779
Obrigações de Ressarcimento	1.392.542	1.062.634	-	-	2.455.176
Arrendamento Mercantil	145.324	290.648	290.648	351.200	1.077.820
Concessões a Pagar UBP	4.222	5.338	10.670	47.074	67.304
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	2.466	39.594	-	-	42.060
Instrumentos Financeiros Derivativos	2.466	39.594	-	-	42.060

44.4 – Derivativos embutidos relacionados a debêntures conversíveis em ações

A controlada Eletronorte firmou contrato de emissão de debêntures, em junho de 2011, e liberação de recursos a partir de 2013, junto ao Banco da Amazônia S.A. (BASA), a qual administra os recursos do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), com a finalidade de captação de recursos para implementação de projeto.

Nesse contrato, por possuir cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da Companhia, a critério da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - SUDAM, limitados a 50% das debêntures emitidas, é possível atribuir um valor ao montante que seria atribuído a SUDAM em caso desta conversão.

Para apuração do valor, foi realizado o cálculo do *valuation* da antiga investida, na apuração do valor da sua ação, e o cálculo do valor presente do contrato, assim utilizando métricas para determinação do valor do derivativo.

A perda apurado no período findo em 31 de março de 2018 é de R\$ 6.356 (ganho de R\$ 733 em 31 de março de 2017) e está apresentado na demonstração do resultado do exercício.

44.4.1 – Análise de sensibilidade

Foram realizadas análises de sensibilidade do contrato de debêntures, por possuírem cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da controlada Eletronorte.

Na análise a seguir foram considerados cenários para a TJLP com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável

Notas Explicativas

para 2017 e 2018 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 informações financeiras intermediárias passam a refletir o valor justo da operação em cada data avaliada.

Desta forma, foi sensibilizada para o contrato uma variação sobre a expectativa de realização da TJLP.

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

	Saldo em 31 de março	Cenário I (-25%) Índices e preços	Cenário II (-50%) Índices e preços	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
2018	46.242	39.625	32.814	52.439	58.090

O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação, para presumir a conversão de todas as ações ordinárias potenciais diluídas. A Companhia tem apenas uma categoria de ações ordinárias potenciais diluídas: dívida conversível (empréstimo compulsório). Pressupõe-se que a dívida conversível foi convertida em ações ordinárias e que o lucro líquido é ajustado para eliminar a despesa financeira menos o efeito fiscal.

NOTA 45 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

As informações por segmento de negócios, correspondentes a 31 de março de 2018 e 31 de março 2017, são as seguintes:

	31/03/2018							
	Geração			Transmissão				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	46.019	4.272.830	436.571	298.209	2.069.605	2.054.040	(584.693)	8.592.581
Custos e Despesas Operacionais	(666.544)	(2.960.839)	(480.301)	(241.827)	(1.090.345)	(3.204.601)	574.550	(8.069.907)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(620.525)	1.311.991	(43.730)	56.382	979.260	(1.150.561)	(10.143)	522.674
Resultado Financeiro	1.418.718	(404.249)	(25.838)	(93.849)	(184.253)	(727.964)	10.143	(7.292)
Resultado de Participações Societárias	254.842	-	-	-	-	-	-	254.842
Imposto de renda e contribuição social	(492.994)	(217.706)	(34.842)	9.900	53.142	(31.586)	-	(714.086)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	560.041	690.036	(104.410)	(27.567)	848.149	(1.910.111)	-	56.138

* A Companhia procedeu, em 31 de março de 2018, com a rerepresentação das linhas de Resultado de Participações Societárias e Custos e Despesas Operacionais, do segmento Administração, de forma líquida de eliminações de receita de equivalência patrimonial e despesa de passivo a descoberto (de subsidiárias nas DFs individuais), respectivamente, para melhor retratar os resultados consolidados da Companhia de acordo com o IFRS 8. O mesmo procedimento foi efetuado de forma consistente para o período findo em 31 de março de 2017.

Notas Explicativas

A coluna de eliminação apresenta os ajustes ocorridos entre os segmentos Companhia, conciliando os saldos divulgados por cada segmento. Os valores acima apresentados estão substancialmente relacionados ao custo de energia comprada para revenda e ao custo de encargos sobre uso da rede elétrica. As eliminações referentes a receitas e despesas com juros são apresentadas na tabela abaixo. Não existem reconciliações provenientes de diferenças de prática contábil.

Receitas e Despesas de juros por segmento:

	31/03/2018					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	1.767.917	613	750	-	(530.906)	1.238.374
Despesa de Juros	(352.918)	(346.456)	(224.509)	(651.888)	469.045	(1.106.726)
Total	1.414.999	(345.843)	(223.759)	(651.888)	(61.861)	131.648
	31/03/2017					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	933.076	-	-	-	(722.603)	210.473
Despesa de Juros	(638.470)	(462.570)	(302.738)	(914.916)	759.439	(1.559.255)
Total	294.606	(462.570)	(302.738)	(914.916)	36.836	(1.348.782)

Receita de consumidores externos por segmento:

	31/03/2018			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	3.435.478	-	-	3.435.478
Fornecimento de Energia Elétrica	520.138	-	2.412.625	2.932.763
Energia Elétrica de Curto Prazo	449.207	-	77.871	527.078
CVA e outros itens financeiros	-	-	44.374	44.374
Efeito Financeiro de Itaipu	86.690	-	-	86.690
Receita de operação e manutenção	532.924	888.475	-	1.421.399
Receita de construção	4.225	194.132	135.303	333.660
Financeira - Retorno do Investimento	-	261.404	-	261.404
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE	-	1.194.425	-	1.194.425
Total da receita bruta	5.028.662	2.538.436	2.670.173	10.237.271
	31/03/2017			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	3.314.134	-	-	3.314.134
Fornecimento de Energia Elétrica	685.174	-	2.360.206	3.045.380
Energia Elétrica de Curto Prazo	396.301	-	108.915	505.216
CVA e outros itens financeiros	-	-	(31.632)	(31.632)
Efeito Financeiro de Itaipu	49.438	-	-	49.438
Receita de operação e manutenção	563.903	810.337	-	1.374.240
Receita de construção	6.356	174.100	141.611	322.067
Financeira - Retorno do Investimento	-	240.860	-	1.793.361
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE	-	1.552.501	-	-
Total da receita bruta	5.015.306	2.777.798	2.579.100	10.372.204

Notas Explicativas



Receita Intersegmento:

31/03/2018				
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	76.594	-	76.594
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	153.825	-	153.825
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	137.065	137.065
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	52.521	52.521
Receita de juros do segmento de geração	148.302	-	-	148.302
Receita de juros do segmento de transmissão	153.837	-	-	153.837
Receita de juros do segmento de distribuição	228.767	-	-	228.767
Total	530.906	230.419	189.586	950.911

31/03/2017				
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	101.842	-	101.842
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	226.174	-	226.174
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	70.519	70.519
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	18.700	18.700
Receita de juros do segmento de geração	184.965	-	-	184.965
Receita de juros do segmento de transmissão	237.782	-	-	237.782
Receita de juros do segmento de distribuição	299.856	-	-	299.856
Total	722.603	328.016	89.219	1.139.838

Adição a ativos não circulantes por segmento:

31/03/2018				
	Administração	Geração	Distribuição	Total
Imobilizado	12.923	315.914	-	328.837
Intangível	4.017	22.193	1.333	27.543
Total	16.940	338.107	1.333	356.380

31/03/2017				
	Administração	Geração	Distribuição	Total
Imobilizado	15.249	342.232	-	357.481
Intangível	5.596	1.652	3.779	11.027
Total	20.845	343.884	3.779	368.508

Ativos não circulantes por segmento:

31/03/2018					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Ativos não circulantes					
Imobilizado	1.651.403	25.149.740	-	827.002	27.628.145
Intangível	395.309	181.125	82.959	30.816	690.209
Total	2.046.712	25.330.865	82.959	857.818	28.318.354

31/12/2017					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Ativos não circulantes					
Imobilizado	1.697.310	25.427.101	-	841.426	27.965.837
Intangível	402.739	185.521	83.837	77.665	749.762
Total	2.100.049	25.612.622	83.837	919.091	28.715.599

Notas Explicativas**Itens não-caixa por segmento:**

	31/03/2018				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	36.789	404.618	878	24.050	466.335
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(238.871)	-	(62.184)	(301.055)
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	-	203.519	-	(29.048)	174.471
Total	36.789	369.266	878	(67.182)	339.751

	31/03/2017				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	50.946	344.102	-	66.305	461.353
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(205.323)	(3.079)	(110.719)	(319.121)
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(463)	220.381	93.525	(43.097)	270.346
Total	50.483	359.160	90.446	(87.511)	412.578

NOTA 46 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Companhia é a União que detém 51% das ações ordinárias da Companhia (Vide Nota 36).

As transações da Companhia com suas subsidiárias, controladas e sociedades de propósito específico são realizadas a preços e condições definidos entre as partes, que levam em consideração as condições que poderiam ser praticadas no mercado com partes não relacionadas, quando aplicável. Dentre as principais operações ocorridas com as partes relacionadas, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos nas condições citadas e/ou de acordo com a legislação específica sobre o assunto.

Notas Explicativas



NATUREZA DA OPERAÇÃO		CONTROLADORA					
		31/03/2018			31/12/2017		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Fumas	Empréstimos e financiamentos	3.359.372	-	-	3.420.567	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	55.597	-	-	54.727	-	-
	Dividendo a receber	303.430	-	-	298.680	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	85.208	-	-	123.039
		3.718.399	-	85.208	3.773.974	-	123.039
CHESF	Empréstimos e financiamentos	947.446	-	-	839.159	-	-
	Dividendo a receber	30.956	-	-	30.471	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	30.179	-	-	24.072
		978.402	-	30.179	869.630	-	24.072
Eletronorte	Empréstimos e financiamentos	2.233.545	-	-	2.233.824	-	-
	Dividendo a receber	1.117.390	-	-	1.099.896	-	-
	Outros Ativos	1.457.108	-	-	1.515.998	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	65.048	-	-	73.295
	Outras Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-
		4.808.043	-	65.048	4.849.718	-	73.295
Eletrosul	Empréstimos e financiamentos	941.411	-	-	933.787	-	-
	Dividendo a receber	82.703	-	-	81.408	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	25.539	-	-	69.451
	Outras Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-
		1.024.114	-	25.539	1.015.195	-	69.451
CGTEE	Empréstimos e financiamentos	3.155.335	-	-	3.076.311	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	806.175	-	-	781.789	-	-
	Dividendo a receber	93.006	-	-	91.550	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	95.428	-	-	190.925
	Outras Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-
		4.054.516	-	95.428	3.949.650	-	190.925
Eletronuclear	Empréstimos e financiamentos	1.656.413	-	-	1.679.790	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	696.855	-	-	661.567	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	33.932	-	-	43.841
		1.656.413	696.855	33.932	1.679.790	661.567	43.841
ED Alagoas	Empréstimos e financiamentos	1.815.006	-	-	1.776.678	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	183.003	-	-	180.142	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	42.761	-	-	55.029
		1.998.009	-	42.761	1.956.820	-	55.029
ED Piauí	Empréstimos e financiamentos	2.061.313	-	-	2.016.396	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	351.642	-	-	346.357	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	72.891	-	-	64.154
		2.412.954	-	72.891	2.362.752	-	64.154
Amazonas D	Empréstimos e financiamentos	2.670.740	-	-	2.595.084	-	-
	Outros ativos	13.131	-	-	12.985	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	131.241	-	-	129.189	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	89.704	-	-	90.324
		2.815.112	-	89.704	2.737.259	-	90.324
Amazonas Energia - GT	Empréstimos e financiamentos	2.068.217	-	-	2.011.696	-	-
	Outros ativos	552.065	-	-	545.928	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	33.788	-	-	67.409
		2.620.282	-	33.788	2.557.624	-	67.409

Notas Explicativas



NATUREZA DA OPERAÇÃO		CONTROLADORA					
		31/03/2018			31/12/2017		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ED Rondônia	Empréstimos e financiamentos	1.197.537	-	-	1.178.796	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	24.941	-	-	62.433
		1.197.537	-	24.941	1.178.796	-	62.433
Eletropar	Dividendo a receber	7.921	-	-	7.797	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Outras Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-
		7.921	-	-	7.797	-	-
Eletroacre	Empréstimos e financiamentos	451.825	-	-	442.788	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	78.340	-	-	77.115	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	11.076	-	-	13.815
		530.165	-	11.076	519.903	-	13.815
ED Roraima	Empréstimos e financiamentos	194.745	-	-	190.280	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	91.404	-	-	89.975	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	5.609	-	-	6.955
		286.149	-	5.609	280.255	-	6.955
Itaipu	Empréstimos e financiamentos	8.282.275	-	-	8.699.591	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	1.654	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	-	-	-	-
	Despesas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	(236.156)	-	-	74.403
		8.282.275	-	(236.156)	8.701.245	-	74.403
Eletros	Contribuições a pagar - patrocinador	-	24.151	-	-	28.830	-
	Provisões	-	578.666	-	-	578.666	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(6.420)	-	-	33.156
	Taxas	-	-	(597)	-	-	2.644
		-	602.817	(7.017)	-	607.496	35.800
Energisa MT	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-	-
	Dividendo a receber	3.039	-	-	3.039	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	-	-	-	5.848
		3.039	-	-	3.039	-	5.848
EMAE	Dividendo a receber	12.753	-	-	12.753	-	-
		12.753	-	-	12.753	-	-
CTEEP	Empréstimos e financiamentos	101	-	-	111	-	-
		101	-	-	111	-	-
CEMAR	Empréstimos e financiamentos	127.540	-	-	132.001	-	-
	Dividendo a receber	30.962	-	-	30.962	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	2.868	-	-	3.050
		158.502	-	2.868	162.963	-	3.050
Lajeado Energia	Dividendo a receber	39.705	-	-	55.896	-	-
		39.705	-	-	55.896	-	-
CEB Lajeado	Dividendo a receber	9.800	-	-	9.800	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	-	-	-	-
		9.800	-	-	9.800	-	-
Paulista Lajeado	Dividendo a receber	2.666	-	-	2.666	-	-
		2.666	-	-	2.666	-	-
CEEE-D	Empréstimos e financiamentos	19.186	-	-	20.222	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	336	-	-	407
		19.186	-	336	20.222	-	407

Notas Explicativas

Eletrobras

		CONSOLIDADO					
NATUREZA DA OPERAÇÃO		31/03/2018			31/12/2017		31/03/2017
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Norte Brasil Transmissora	Outros ativos	122	-	-	122	-	-
	Outros passivos	-	916	-	-	992	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.283)	-	-	(3.600)
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	-
		122	916	(2.283)	122	992	(3.600)
ETAU	Outras contas a receber	12	-	-	40	-	-
	JCP / Dividendos a receber	3.163	-	-	3.163	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	240	-	-	256
	Outras receitas	-	-	(5)	-	-	3
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(7)	-	-	(11)
		3.175	-	228	3.203	-	248
ESBR	Clientes	14.843	-	-	14.846	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	734.400	-	-	734.400	-	-
	Fornecedores	-	13.916	-	-	-	-
	Energia comprada para revenda	-	15.062	-	-	19.660	-
	Despesa Energia comprada	-	-	(84.167)	-	-	(42.208)
	Receita de uso de Energia Elétrica	-	-	13.289	-	-	13.619
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(42.208)
		749.243	28.978	(70.878)	749.246	19.660	(70.797)
Costa Oeste	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2)	-	-	(3)
		-	-	(2)	-	-	(3)
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Receitas de prestação de serviços	-	-	914	-	-	874
	Outras receitas	-	-	22	-	-	22
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(11)	-	-	(21)
		-	-	925	-	-	875
TDG	Contas a receber	231	-	-	231	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	101.000	-	-	101.000	-	-
	Fornecedores	-	80	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	692	-	-	915
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(236)	-	-	(342)
		101.231	80	456	101.231	-	573
Bom Jesus Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	49	-	-
	Outras Receitas	-	-	491	-	-	167
		-	-	491	49	-	167
Cachoeira Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	49	-	-
	Outras Receitas	-	-	439	-	-	119
		-	-	439	49	-	119
Pitimbu Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	49	-	-
	Outras Receitas	-	-	1.021	-	-	155
		-	-	1.021	49	-	155
São Caetano Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	49	-	-
	Outras Receitas	-	-	608	-	-	211
		-	-	608	49	-	211
São Caetano I Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	49	-	-
	Outras Receitas	-	-	400	-	-	139
		-	-	400	49	-	139
São Galvão Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	54	-	-	74	-	-
	Outras Receitas	-	-	765	-	-	251
		54	-	765	74	-	251
Banda de Couro	Clientes	12	-	-	12	-	-
	Energia comprada para revenda	-	-	-	-	-	(1.719)
		12	-	-	12	-	(1.719)
Eólica Ibirapuitã S.A.	Outros ativos	25	-	-	25	-	-
		25	-	-	25	-	-
Energia dos Ventos V	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	4.910	-	-
	Outras Provisões	-	-	-	-	12.996	-
		-	-	-	4.910	12.996	-
Energia dos Ventos VI	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	7.249	-	-
	Outras Provisões	-	-	-	-	17.936	-
		-	-	-	7.249	17.936	-
Energia dos Ventos VII	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	7.249	-	-
	Outras Provisões	-	-	-	-	18.201	-
		-	-	-	7.249	18.201	-
Energia dos Ventos VIII	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	4.910	-	-
	Outras Provisões	-	-	-	-	12.680	-
		-	-	-	4.910	12.680	-
Energia dos Ventos IX	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	4.910	-	-
	Outras Provisões	-	-	-	-	12.929	-
		-	-	-	4.910	12.929	-

Notas Explicativas

Eletrobras

		CONSOLIDADO					
		31/03/2018			31/12/2017		31/03/2017
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Manaus Transmissão	Dividendos / JCP a receber	2.545	-	-	1.993	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	415	-	-	415	-	-
	Outros ativos	1.067	-	-	1.067	-	-
	Contribuição Normal	-	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	735	-	-	-	-
	Outros passivos	-	558	-	-	597	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(3.017)	-	-	(4.586)
		4.027	1.293	(3.017)	3.475	597	(4.586)
Madeira Energia	Outras contas a receber	363.344	-	-	358.084	-	-
	Receitas Financeiras	-	-	5.261	-	-	-
		363.344	-	5.261	358.084	-	-
IE Madeira	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	20.737	-	-
	Fornecedores	-	2.256	-	-	1.327	-
	Contas a pagar	-	402	-	-	411	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	75
	Outras despesas (receitas)	-	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(8.952)	-	-	(13.488)
	Despesas financeiras	-	-	(10)	-	-	-
		-	2.658	(8.962)	20.737	1.738	(13.413)
Manaus Construção	Dividendos / JCP a receber	9.178	-	-	9.229	-	-
		9.178	-	-	9.229	-	-
STN	Contas a receber	38	-	-	309	-	-
	Dividendos / JCP a receber	10.620	-	-	7.839	-	-
	Fornecedores	-	538	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	347	-	-	8.984
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.599)	-	-	(2.422)
		10.658	538	(1.252)	8.148	-	6.562
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	Dividendos / JCP a receber	1.306	-	-	1.241	-	-
	Outros ativos	354	-	-	371	-	-
	Fornecedores	-	474	-	-	-	-
	Outros passivos	-	463	-	-	397	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.077	-	-	983
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1.633)
	Despesa Energia comprada	-	-	-	-	-	(1.996)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.374)	-	-	-
		1.660	937	(1.297)	1.612	397	(2.646)
EAPSA - Energética Águas da Pedra S.A.	Clientes	417	-	-	317	-	-
	Dividendos / JCP a receber	5.143	-	-	4.675	-	-
	Outros ativos	58	-	-	193	-	-
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	395	-	-	-
		5.618	-	395	5.185	-	-
Sete Gameleiras	Clientes	15	-	-	15	-	-
	Dividendos / JCP a receber	835	-	-	1.290	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	66
		850	-	-	1.305	-	66
S. Pedro do Lago	Clientes	15	-	-	15	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.044	-	-	1.290	-	-
		1.059	-	-	1.305	-	-
Pedra Branca	Clientes	15	-	-	15	-	-
	Contas a Receber	-	-	-	33	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.113	-	-	2.035	-	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	33	-	-	-
		1.128	-	33	2.083	-	-
Brasventos Miassaba	Clientes	181	-	-	177	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	1.312	-	-
	Outros ativos	21	-	-	93	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	4	-	-	4
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	560	-	-	198
		202	-	564	1.582	-	202
Brasventos Eolo	Clientes	154	-	-	151	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	73	-	-
	Outros ativos	18	-	-	80	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	478	-	-	173
		172	-	482	304	-	173
Enerpeixe	Clientes	602	-	-	590	-	-
	Dividendos / JCP a receber	15.878	-	-	15.878	-	-
	Fornecedores	-	404	-	-	-	2
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	632
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1.342	-	-	-
	Compra de Energia Elétrica	-	-	(1.247)	-	-	-
		16.480	404	95	-	-	-
Transleste	Dividendos / JCP a receber	4.519	-	-	1.250	-	-
	Fornecedores	-	119	-	-	122	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(272)	-	-	(403)
		4.519	119	(272)	1.250	122	(403)
Transudeste	Clientes	16	-	-	16	-	-
	Outras Contas a receber	15	-	-	15	-	-
	Dividendos / JCP a receber	979	-	-	979	-	-
	Fornecedores	-	74	-	-	75	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	45	-	-	45
	Outras Receitas	-	-	49	-	-	46
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(169)	-	-	(250)
		1.010	74	(75)	1.010	75	(159)

Notas Explicativas



		CONSOLIDADO					
		31/03/2018			31/12/2017		31/03/2017
NATUREZA DA OPERAÇÃO		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Transrape	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	1.413	-	-
	Fornecedores	-	73	-	-	73	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(167)	-	-	(251)
		-	73	(167)	1.413	73	(251)
Centroeste	Outras Contas a Receber	66	-	-	66	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.154	-	-	1.154	-	-
	Fornecedores	-	39	-	-	40	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	192	-	-	230
	Outras receitas	-	-	26	-	-	25
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(116)	-	-	(172)
		1.220	39	102	1.220	40	83
Baguari	Clientes	51	-	-	50	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	315	-	-	315	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	115	-	-	54
		366	-	115	365	-	54
Retiro Baixo	Dividendos / JCP a receber	2.535	-	-	2.535	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.225	-	-	1.225	-	-
	Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-
		3.760	-	-	3.760	-	-
Serra Facão Energia	Outras contas a Receber	-	-	-	101	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	21
		-	-	-	101	-	21
Chapecoense	Outras Contas a receber	740	-	-	740	-	-
	Dividendos / JCP a receber	25.674	-	-	25.674	-	-
		26.414	-	-	26.414	-	-
INAMBARI	Outras receitas (despesas)	-	-	-	-	-	(14)
		-	-	-	-	-	(14)
Transenergia Renovável	Dividendos / JCP a receber	6.851	-	-	6.851	-	-
	Fornecedores	-	43	-	-	45	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(130)	-	-	(188)
		6.851	43	(130)	6.851	45	(188)
MGE Transmissão	Clientes	16	-	-	16	-	-
	Dividendos / JCP a receber	7.576	-	-	7.576	-	-
	Fornecedores	-	82	-	-	84	-
	Outras receitas	-	-	49	-	-	48
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(243)	-	-	(332)
	Outras despesas	-	-	-	-	-	161
		7.592	82	(194)	7.592	84	(445)
Goiás Transmissão	Dividendos / JCP a receber	21.050	-	-	22.030	-	-
	Fornecedores	-	136	-	-	138	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(402)	-	-	35
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(565)
		21.050	136	(402)	22.030	138	(530)
Trans. São Paulo	Dividendos / JCP a receber	848	-	-	848	-	-
	Fornecedores	-	37	-	-	37	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	20
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(71)	-	-	(80)
		848	37	(71)	848	37	(60)
Caldas Novas	Clientes	16	-	-	16	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	38	-	-
	Dividendos / JCP a receber	3.626	-	-	3.626	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	2	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	77	-	-	225
	Outras receitas	-	-	47	-	-	46
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(6)	-	-	(8)
		3.642	2	118	3.680	2	263
IE Garanhuns	Fornecedores	-	(288)	-	-	-	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	62	-	-	693
		-	(288)	62	-	-	693
Luziânia Niquelândia Transmissora	Fornecedores	-	10	-	-	10	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	92	-	-	89
	Outras receitas	-	-	22	-	-	21
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(30)	-	-	(46)
		-	10	84	-	10	64

Notas Explicativas



		CONSOLIDADO					
NATUREZA DA OPERAÇÃO		31/03/2018			31/12/2017		31/03/2017
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	Dividendos / JCP a receber	1.385	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	352	-	-	166
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	63
	Outras Receitas	-	-	12	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(21)	-	-	-
		1.385	-	343	-	-	229
Norte Energia (Belo Monte)	Cientes	5.992	-	-	5.326	-	-
	Outros ativos	-	-	-	8.959	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	3.954	-	-
	Outros Passivos	-	7.729	-	-	1.030	-
	Receita de Prestação de Serviços	-	-	-	-	-	18.051
		-	-	-	-	-	4.440
		5.992	7.729	-	18.239	1.030	22.491
AETE	Outros ativos	190	-	-	190	-	-
	Outros passivos	-	104	-	-	109	-
	Receita de Prestação de Serviços	-	-	490	-	-	493
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	80	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(342)	-	-	(546)
		190	104	228	190	109	(53)
Brasnorte	Outros ativos	13	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	58	-	-	61	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	39	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(188)	-	-	-
		13	58	(149)	-	61	-
TME - Transmissora Matogrossense de Energia	Outros ativos	11	-	-	11	-	-
	Outros passivos	-	161	-	-	179	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	32	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(396)	-	-	(619)
		11	161	(364)	11	179	(619)
Transnorte	Outros ativos	57	-	-	57	-	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	170	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(19)	-	-	(84)
		57	-	151	57	-	(84)
		-	-	-	-	-	-
CTEEP	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	-	-	-	-
		101	-	-	111	-	-
EMAE	Dividendos / JCP a receber	12.753	-	-	12.753	-	-
		12.753	-	-	12.753	-	-
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Outras contas a receber	11	-	-	11	-	-
	Fornecedores	-	87	-	-	68	-
	Outras contas a pagar	-	28	-	-	27	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(267)	-	-	(493)
		11	115	(267)	11	95	(493)
CEPEL	Despesas Operacionais	-	-	-	-	-	(3.376)
		-	-	-	-	-	(3.376)
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Dividendos / JCP a receber	7.093	-	-	7.093	-	-
	AFAC	-	-	-	2.082	-	-
	Fornecedores	-	400	-	-	405	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(923)	-	-	(293)
		7.093	400	(923)	9.175	405	(293)
Fronteira Oeste (FOTE)	Outras Contas a Receber	84	-	-	90	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	40.017	-	-	37.467	-	-
	Receitas de prestação de serviço	-	-	265	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	21	-	-	7
		40.101	-	286	37.557	-	7
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Cientes	190	-	-	95	-	-
	Outras contas a receber	337	-	-	337	-	-
	Fornecedores	-	74	-	-	28	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	44
	Outras receitas	-	-	95	-	-	36
		-	-	(112)	-	-	(21)
		527	74	(17)	432	28	59
MATA DE SANTA GENEBRA	Dividendos / JCP a receber	3.250	-	-	3.251	-	-
		3.250	-	-	3.251	-	-

Notas Explicativas

Eletrobras

		CONSOLIDADO					
		31/03/2018			31/12/2017		31/03/2017
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Lagoa Azul Transmissora	Clientes	7	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	12	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	715	-	-	249	-	-
	Fornecedores	-	10	-	-	10	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	62	-	-	24
	Outras receitas	-	-	117	-	-	-
	Encargos de Uso da Rede	-	-	(29)	-	-	(46)
		734	10	150	249	10	(22)
Eólica Itaguaçu da Bahia SPE S.A	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Outras provisões	-	-	-	-	-	-
Itaguaçu da Bahia Energias Renováveis	Adiantamento para futuro aumento de capital	73.157	-	-	72.814	-	-
	Outras Provisões	-	714	-	-	633	-
		73.157	714	-	72.814	633	-
Belo Monte Transmissora SPE S.A	Outras Contas a Receber	770	-	-	553	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	1.019	-
	Dividendos / JCP a receber	3.954	-	-	-	-	-
	Fornecedores	(1.716)	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	542	-	-	838
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(8.744)	-	-	-
	Despesas Financeiras	-	-	-	-	-	(525)
		3.008	-	(8.202)	553	1.019	313
Itaipu	Empréstimos e financiamentos	8.282.275	-	-	8.699.591	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	1.654	-	-
	Despesas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	(236.156)	-	-	74.403
		8.282.275	-	(236.156)	8.701.245	-	74.403
Santo Antônio Energia	Clientes	32.964	-	-	33.525	-	-
	Outras contas a receber	682	-	-	682	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	37.515	-	-	19.910
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-
	Receita Venda de Energia Elétrica	-	-	16.486	-	-	-
		33.646	-	54.001	34.207	-	19.910
Eletros	Contribuições a pagar - patrocinador	-	24.151	-	-	28.830	-
	Provisões	-	578.666	-	-	578.666	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(6.420)	-	-	33.156
	Taxas	-	-	(597)	-	-	2.644
		-	602.817	(7.017)	-	607.496	35.800
Energisa MT	Dividendos / JCP a receber	3.039	-	-	3.039	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	5.848
		3.039	-	-	3.039	-	5.848
CEMAR	Empréstimos e financiamentos	127.540	-	-	132.001	-	-
	Dividendos / JCP a receber	30.962	-	-	30.962	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	2.868	-	-	3.050
		158.502	-	2.868	162.963	-	3.050
Lajeado Energia	Dividendos / JCP a receber	39.705	-	-	55.896	-	-
		39.705	-	-	55.896	-	-
CEB Lajeado	Dividendos / JCP a receber	9.800	-	-	9.800	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		9.800	-	-	9.800	-	-
Paulista Lajeado	Dividendos / JCP a receber	2.666	-	-	2.666	-	-
		2.666	-	-	2.666	-	-
CEEE-D	Empréstimos e financiamentos	19.186	-	-	20.222	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	336	-	-	407
		19.186	-	336	20.222	-	407
CELG Geração e Transmissão - CELG GT	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	1.828
		-	-	-	-	-	1.828
Foz do Chapecó	Clientes	949	-	-	923	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	27
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2.798	-	-	1.330
		949	-	2.798	923	-	1.357
Tijoa Participações e Investimentos S.A	Clientes	947	-	-	1.023	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	142	-	-	39
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2.789	-	-	1.124
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
		947	-	2.931	1.023	-	1.163
CSE Centro de Soluções	Outras contas a receber	-	-	-	144	-	-
		-	-	-	144	-	-
Empresa de Energia São Manuel S.A.	Clientes	11	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	140	-	-	15	-	-
	Fornecedores	-	(10.978)	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	828	-	-	759
	Compra de Energia Elétrica	-	-	(25.882)	-	-	-
		151	(10.978)	(25.054)	15	-	759
Energia Olímpica S.A.	Dividendos / JCP a receber	428	-	-	428	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
		428	-	-	428	-	-

Notas Explicativas

Eletrobras

		CONSOLIDADO					
		31/03/2018			31/12/2017		31/03/2017
NATUREZA DA OPERAÇÃO		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Cia Hidrel Teles Pires	Clientes	7.064	-	-	6.972	-	-
	Fornecedores	-	8.772	-	-	11.422	-
	Energia Comprada para Revenda	-	(9.317)	-	-	111.578	-
	Receita de venda de energia elétrica	-	-	-	-	-	10.051
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	15.736	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(16.209)
	Despesas de Energia Comprada para Revenda	-	-	(54.126)	-	-	-
		7.064	(545)	(38.390)	6.972	123.000	(6.158)
Vamcruz Participações S.A.	Dividendos / JCP a receber	2.130	-	-	1.382	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	9.800	-	-	9.800	-	-
		11.930	-	-	11.182	-	-
Rei dos Ventos	Outros ativos	17	-	-	82	-	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	4	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	131	-	-	153
		17	-	135	82	-	153
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Clientes	159	-	-	156	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	364	-	-
	Outras Receitas	-	-	361	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	173
		159	-	361	520	-	173
CHAPADA DO PIAUÍ I S.A.	Receita de prestação de serviços	-	-	-	-	-	585
		-	-	-	-	-	585
BARAÚNAS I	Clientes	13	-	-	13	-	-
	Dividendos / JCP a receber	26	-	-	26	-	-
		39	-	-	39	-	-
Baraúnas II	Fornecedores	-	102	-	-	-	-
	Energia comprada para revenda	-	-	(355)	-	-	(1.406)
		-	102	(355)	-	-	(1.406)
MUSSAMBÊ	Dividendos / JCP a receber	143	-	-	143	-	-
		143	-	-	143	-	-
MORRO BRANCO I	Dividendos / JCP a receber	62	-	-	62	-	-
		62	-	-	62	-	-
Brasil Ventos Energia S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	44.960	-	-	4.797	-	-
	Outras provisões	72.215	-	-	-	-	-
		117.175	-	-	4.797	-	-
Centrais Eolica Famosa I S.A.	Outras Receitas	-	367	-	-	582	236
		-	367	-	-	582	236
Centrais Eolica Pau Brasil S.A.	Outras Receitas	-	-	398	-	-	101
		-	-	398	-	-	101
Centrais Eolica São Paulo S.A.	Outras Receitas	-	-	409	-	-	168
		-	-	409	-	-	168
Centrais Eolica Rosada S.A.	Outras Receitas	-	-	614	-	-	126
		-	-	614	-	-	126
Punaú I Eólica S.A.	Outras Receitas	-	-	808	-	-	71
		-	-	808	-	-	71
Camaúba I Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	118	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	648	-	-	53
		-	118	648	-	-	53
Camaúba II Eólica S.A.	Outras Receitas	-	-	652	-	-	34
		-	-	652	-	-	34
Camaúba III Eólica S.A.	Outras Receitas	-	-	391	-	-	49
		-	-	391	-	-	49
Camaúba V Eólica S.A.	Outras Receitas	-	-	529	-	-	43
		-	-	529	-	-	43
Cervantes I Eólica S.A.	Outras Receitas	-	-	982	-	-	64
		-	-	982	-	-	64
Cervantes II Eólica S.A.	Outras Receitas	-	-	346	-	-	39
		-	-	346	-	-	39

Notas Explicativas

**NOTA 47 - REMUNERAÇÃO DO PESSOAL CHAVE**

A remuneração do pessoal chave da Companhia (diretores e conselheiros) é como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2018	31/03/2017	31/03/2018	31/03/2017
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	1.288	1.526	8.555	9.807
Salários e encargos sociais	466	428	2.135	1.965
Outros	803	125	1.562	1.275
	<u>2.557</u>	<u>2.079</u>	<u>12.252</u>	<u>13.047</u>

As rescisões decorrentes do Plano de demissão voluntária de empregados que ocupam cargo na Diretoria Executiva foram registradas em despesa de pessoal (Vide nota 40).

NOTA 48 - EVENTOS SUBSEQUENTES48.1 Ação coletiva (*class action*)

Em 02 de maio de 2018 a Companhia informou aos seus acionistas e ao mercado em geral que assinou um Memorando de Entendimentos ("Acordo") para entrar em um acordo com relação a ação coletiva fundamentada na legislação de valores mobiliários americana ("Ação") em curso contra a Companhia no Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova York (SDNY) ("Corte").

O Acordo tem como objetivo encerrar todas as ações em curso iniciadas pelos investidores que adquiriram ações ordinárias e preferenciais da Eletrobras representadas por American Depositary Shares (ADS) durante o período alegado na Ação. O Acordo, o qual está sujeito à aprovação pela Corte conforme descrito abaixo, elimina o risco de um julgamento adverso durante a instrução do processo, o que, como a Eletrobras informou anteriormente, poderia ter um efeito material adverso na Companhia e em sua situação financeira.

Segundo o Acordo, a Ação terminará mediante o pagamento de US\$14.75 milhões para os membros da classe da ação coletiva. O Acordo está sujeito à aprovação pela Corte e, segundo as regras da Corte, os membros da classe da ação coletiva terão direito a se opor e não aderir ao acordo.

O Acordo não representa reconhecimento de ato ilegal ou culpa pela Eletrobras, e a Eletrobras continua a negar as alegações e acusações feitas na Ação. Devido aos riscos de um julgamento por um júri e as particularidades processuais e das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos, a Eletrobras acredita que esse Acordo é no melhor interesse da Companhia e de seus acionistas.

Esse Acordo será submetido em breve para revisão preliminar e aprovação pela Corte. Se a aprovação preliminar for concedida, os membros da classe da ação coletiva serão notificados sobre os termos do Acordo e seus direitos segundo as regras da Corte. Após a Corte considerar quaisquer objeções dos membros da classe da ação coletiva e conduzir uma instrução para determinar a razoabilidade do acordo proposto, a Corte decidirá se concederá ou não a aprovação final (maiores detalhes na nota 29).

Notas Explicativas**48.2 Alienação de ações de subsidiárias na INTESA**

Em 19 de abril de 2018 foi realizada a alienação das ações da SPE Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA pertencentes à Eletronorte e CHESF para a Eletrobras Holding. A controladora passou a deter 49% das ações da supracitada SPE.

48.3 Acordo sobre o fornecimento de óleo e gás

A Eletrobras e a Petrobras, bem como Petrobras Distribuidora S.A., mantiveram negociações nos últimos meses, também com envolvimento da Companhia de Gás do Amazonas – CIGÁS, relacionadas a dívidas e obrigações em razão de fornecimento de óleo e gás para as empresas de distribuição controladas pela Eletrobras na região norte do país.

Em 27 de abril de 2018, o Conselho de Administração da Eletrobras, aprovou as condições do acordo a ser firmado com a Petrobras, Petrobras Distribuidora S.A. e a CIGÁS.

Em 30 de abril de 2018, os instrumentos contratuais referentes ao acordo negociado com a Petrobras e Petrobras Distribuidora S.A., foram assinados. O acordo é relativo a parte das dívidas decorrentes de fornecimento de óleo e gás natural para a geração de energia no norte do país, no valor aproximado de R\$ 17 bilhões. Vale destacar que desse valor, cerca de R\$ 12,2 bilhões são créditos da Petrobras e R\$ 4,6 bilhões da Petrobras Distribuidora S.A.

O acordo contempla a recomposição de garantias nos Contratos de Confissão de Dívida (“CCDs”) celebrados em 31 de dezembro 2014, cujo valor atualizado é de R\$ 10,7 bilhões, os quais passarão a contar com uma nova estrutura de garantias reais e um aumento da garantia fidejussória prestada pela Eletrobras até a efetiva privatização das distribuidoras.

Ainda em 30 de abril de 2018, foram celebrados, novos CCDs no valor de R\$ 6,1 bilhões relativos às dívidas não contempladas nos CCDs firmados em 2014, com garantia prestada pela Eletrobras, sendo R\$ 4,5 bilhões em garantias com condição de eficácia em caso de privatização, que deverão ser quitados em 36 (trinta e seis) prestações mensais atualizadas por taxas de mercado.

A Eletrobras se comprometeu a assumir aproximadamente R\$ 11 bilhões do valor total negociado, por intermédio de Instrumentos de Assunção de Dívida (“IADs”), que contam com garantias reais oferecidas pela Eletrobras, condicionados à efetiva privatização das distribuidoras.

Além dos CCDs e IADs mencionados acima, também foram celebrados um Termo Aditivo aos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural e um Termo de Cessão de Direitos e Obrigações do Contrato da Amazonas Distribuidora para a Amazonas Geração e Transmissão.

Em relação à dívida acumulada pela Amazonas Distribuidora com a Petrobras, em virtude do fornecimento de gás natural no âmbito do Estado do Amazonas, permanece em discussão, em ação de cobrança, uma parcela não incluída nessas negociações, no montante aproximado de R\$ 3 bilhões (maiores detalhes na nota 29).

Notas Explicativas**48.4 Inclusão da Eletrobras no Plano Nacional de Desestatização**

Em 19 de abril de 2018 foi assinado e publicado no Diário Oficial da União ("DOU") o Decreto nº 9.351 que inclui a Eletrobras no Plano Nacional de Desestatização ("PND"). O projeto de lei 9.463/18 ainda precisa ser aprovado pelo Congresso Nacional para início dos procedimentos necessários à contratação dos estudos pertinentes.

48.5 Transferência de SPEs entre a Eletronorte e a Eletrobras

Em 16 de abril de 2018, a controlada Eletronorte e a Eletrobras assinaram o contrato de transferência de ações e a liquidação de dívidas das SPEs abaixo. O montante da dívida liquidada é de R\$ 401.789.

SPEs - Transmissão	Participação - Eletronorte	Número de ações ordinárias	Capital em 31 de dezembro de 2017	Percentual da Eletronorte no capital da SPE
Integração Transmissora de Energia S.A - INTESA	37.00%	62.900.000	419.796	155.325
Brasnorte Transmissora de Energia S.A	49.71%	94.974.773	248.495	123.527
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A	24.50%	24.802.913	102.199	25.039
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	24.50%	33.570.311	153.991	37.728
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	24.50%	22.930.675	98.364	24.099
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A. (AETE)	49.00%	21.299.713	73.615	36.071
TOTAL			1.096.460	401.789

Notas Explicativas



Wilson Ferreira Júnior

Presidente

Armando Casado de Araujo

*Diretor Financeiro e de Relações
com Investidores*

Antônio Varejão de Godoy

Diretor de Geração

Lucia Maria Martins Casasanta

Diretora de Conformidade

José Antônio Muniz Lopez

Diretor de Transmissão

Luiz Henrique Hamann

Diretor de Distribuição

Rodrigo Vilella Ruiz

Contador
CRC-RJ 088488/9 O

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR

Aos Administradores e Acionistas da
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Brasília - Distrito Federal

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras ("Companhia") identificadas como controladora e consolidado, contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 31 de março de 2018, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração dessas informações financeiras intermediárias de acordo com o CPC 21(R1) Demonstração Intermediária e a IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board - IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, consequentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e a IAS 34, emitida pelo IASB aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Ênfases

(i) Continuidade operacional de empresas controladas e controladas em conjunto

Conforme mencionado nas Notas 15 e 35, as controladas de distribuição e as controladas de geração Eletrobras Termonuclear SA (Eletronuclear), Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) e Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. apresentam perdas contínuas em suas operações, capital de giro negativo e/ou passivo a descoberto, e as controladas em conjunto Madeira Energia S.A., Norte Energia S.A., e Teles Pires Participações S.A. apresentam capital de giro negativo relevante em 31 de março de 2018.

Conforme descrito na Nota Explicativa nº 2 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, por decisão da 170ª. Assembleia Geral Extraordinária - AGE da Eletrobras em 8 de fevereiro de 2018, foi aprovada a venda das ações de titularidade da Eletrobras das controladas distribuidoras de energia Companhia Energética do Piauí - CEPISA; Companhia Energética de Alagoas - CEAL; Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE; Centrais Elétricas de Rondônia S.A - CERON; Boa Vista Energia S.A; e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. - AmD, em leilão de desestatização associado à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas dessas controladas e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, até 31 de julho de 2018, bem como o atendimento de certas condições precedentes em relação à AmD. A 170ª. AGE deliberou ainda pela dissolução e liquidação da(s) respectiva(s) Distribuidora(s) em caso de não cumprimento das condicionantes previstas para a privatização até o prazo estabelecido pela citada AGE, o que também deverá ocorrer conforme a 169ª AGE da Eletrobras, caso não seja garantido pela ANEEL e/ou pelo Poder Concedente, o direito à prestação de serviços de distribuição, de forma temporária, até a efetiva transferência do controle acionário limitado a 31 de julho de 2018, mediante remuneração adequada.

A continuidade operacional das controladas e controladas em conjunto mencionadas acima depende da manutenção do suporte financeiro por parte de terceiros, da Companhia e/ou demais acionistas e/ou do sucesso em leilão de desestatização. Nossa conclusão não está ressalvada em função desses assuntos.

(ii) Adoção dos novos normativos contábeis aplicáveis no Brasil

Conforme descrito na nota explicativa 3.1.3, a Companhia está em processo de consulta técnica contábil junto à Comissão de Valores Mobiliários - CVM em relação a classificação dos ativos financeiros de transmissão nos montantes de R\$ 7.604.962 (R\$ 7.223.756 em 31 de dezembro de 2017) e R\$ 41.739.246 (R\$ 42.137.752 em 31 de dezembro de 2017), respectivamente no ativo circulante e não circulante, para as quais a sua avaliação inicial resultou na mensuração ao custo amortizado, em função da adoção do pronunciamento técnico CPC 48 (IFRS 9) - Instrumentos Financeiros. A Companhia não dispõe de uma mensuração dos impactos que poderiam afetar suas informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas incluídas nas informações trimestrais acima

referidas para o período findo em 31 de março de 2018, caso sua interpretação inicial de mensuração desses ativos pelo custo amortizado não seja entendida como apropriada ao final desse processo de consulta.

Nossa conclusão não contém modificação em relação a esse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas relativas às demonstrações do valor adicionado (DVA), referentes ao período de 3 meses findo em 31 de março de 2018, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, apresentadas como informação suplementar para fins da IAS 34, foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais - ITR da Companhia. Para a formação de nossa conclusão, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as informações financeiras intermediárias e registros financeiros, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 15 de maio de 2018

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Danilo Siman Simões
Contador CRC 1MG058180/O-2 T-SP

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e concordamos com as Demonstrações Financeiras da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, relativas ao período findo em 31 de março de 2018.

Rio de Janeiro, 15 de maio de 2018.

Diretoria Executiva Eletrobras

Wilson Ferreira Junior- Presidente

Armando Casado de Araujo - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Antonio Muniz Lopes - Diretor de Transmissão

Antônio Varejão de Godoy – Diretor de Geração

Luiz Henrique Hamann- Diretor de Distribuição

Lucia Maria Martins Casasanta- Diretora de Conformidade

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes da Companhia – KPMG, emitido sobre as Demonstrações Financeiras da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, relativas ao período findo em 31 de março de 2018.

Rio de Janeiro, 15 de maio de 2018.

Diretoria Executiva Eletrobras

Wilson Ferreira Junior – Presidente

Armando Casado de Araujo – Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Antonio Muniz Lopes – Diretor de Transmissão

Antônio Varejão de Godoy – Diretor de Geração

Luiz Henrique Hamann – Diretor de Distribuição

Lucia Maria Martins Casasanta – Diretora de Conformidade