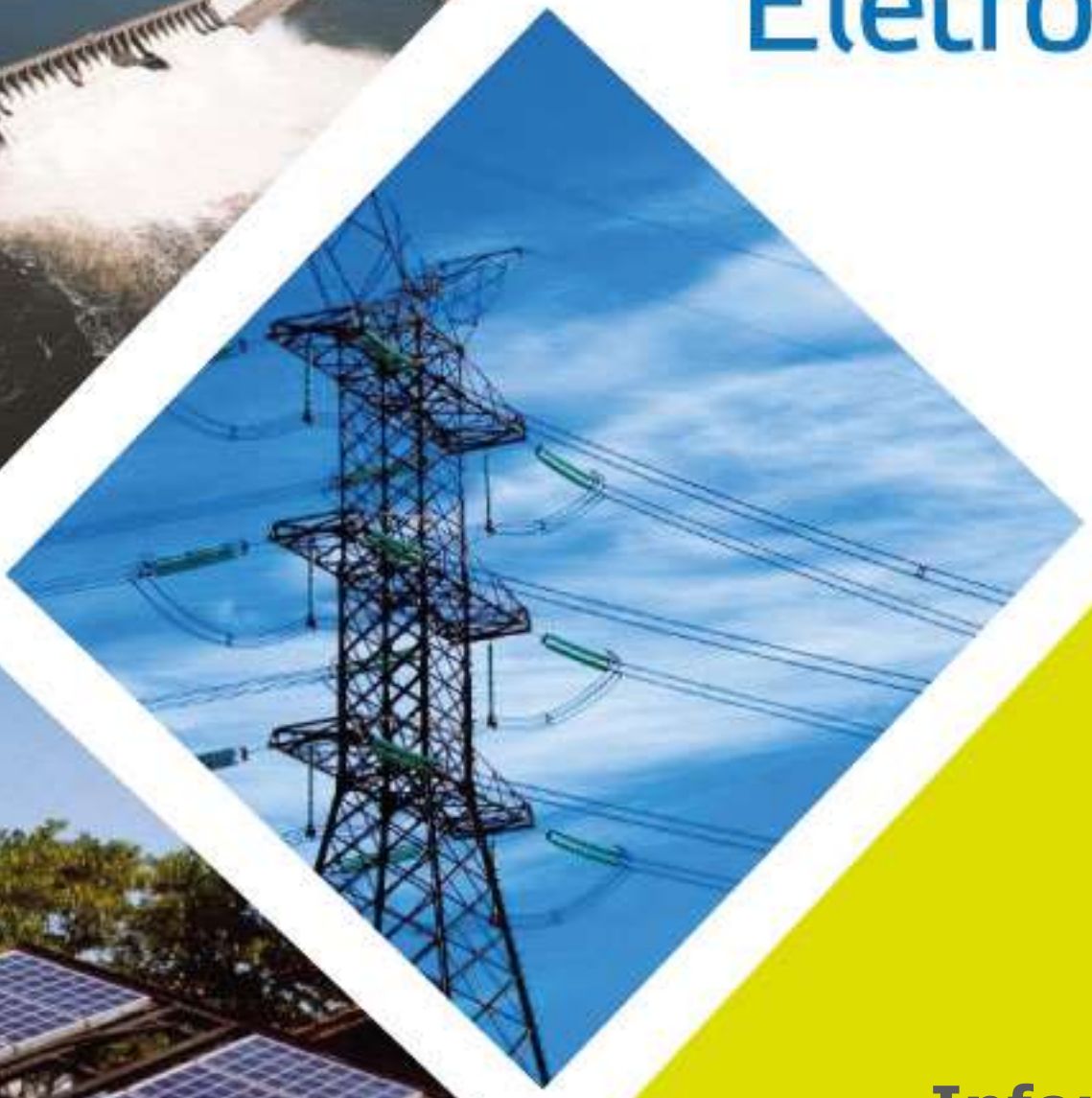

Eletrobras

Informe aos Investidores

Anexos I, II e III

4T17

Sumário

I. Informações Financeiras das Empresas Controladas

II. Análises Financeiras das Empresas Controladas

III. Informações Operacionais

Teleconferência em Português
27 de março de 2018
2:00 PM (GMT)
1:00 PM (Nova York)
5:00 PM (Londres)
Telefone: (11) 3137-8037

Conference Call in English
March 27, 2017
2:00 PM (GMT)
1:00 PM (New York time)
5:00 PM (London time)
Phone: (11) 3137-8037

Fale com o RI:
Ombudsman-ri@eletrobras.com
www.eletrobras.com.br/ri
Tel: (55) (21) 2514-6333

Preparação dos Relatórios:

Superintendente de Relações com Investidores
Paula Prado Rodrigues Couto

Departamento de Conformidade de Mercado de Capitais
Bruna Reis Arantes
Fernando D'Angelo Machado
Luiz Gustavo Braga Parente
Mariana Lera de A. Cardoso

Conheça o **Ombudsman de RI** da Eletrobras, plataforma exclusiva para o recebimento e encaminhamento de **sugestões, reclamações**, **elogios** e **solicitações** de manifestantes no que tange ao **mercado de valores mobiliários** no nosso website de Relações com Investidores

Índice de Governança Corporativa Trade IGCT

NÍVEL 1 BM&FBOVESPA
ELET3 & ELET6

EBR & EBR.B LISTED NYSE

LATIBEX XELTO & XELTB

IG SEST NÍVEL 1

Pacto Global Rede Brasileira

Disclaimer:
Este material contém cálculos que podem não produzir uma soma ou resultado preciso devido a arredondamentos realizados

Disclaimer:
Este material contém cálculos que podem não produzir uma soma ou resultado preciso devido a arredondamentos realizados.

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

DESCRIÇÃO	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletropar	Eletronuclear	CGTEE	Amazonas GT
ATIVO 31/12/2017								
CIRCULANTE								
Disponibilidades	23.473	181.262	20.324	19.908	1.868	1.064	59.984	10.560
Clientes (Consumidores e revendedores)	963.104	534.242	254.422	856.794	0	359.210	98.388	481.200
Financiamentos e empréstimos	338	32	0	0	0	0	0	0
Títulos e valores mobiliários	243.344	47.456	374.255	793.378	95.841	277.951	0	25.314
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	106.538	14.084	7.205	0	595	0	0	0
Ativos fiscais diferidos (Impostos e contribuições)	31.549	17.244	7.167	341.837	68	18.842	1.890	5.649
Imposto de Renda e Contribuição Social	355.081	71.084	1.452	0	0	5.985	0	0
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	209.327	0	0	0	0
Direito de ressarcimento	0	0	0	0	0	0	13.279	0
Cauções e depósitos vinculados	0	26.934	102.038	0	0	0	0	48.334
Almoxarifado (Estoque)	27.841	67.347	34.043	123.190	0	83.331	20.814	9.669
Estoque de combustível nuclear	0	0	0	0	0	465.152	0	0
Ativo Financeiro	3.327.582	2.210.158	677.698	1.370.805	0	0	0	138.292
Risco Hidrológico	82.393	0	2.007	12.640	0	0	0	7.490
Outros	364.024	443.015	190.520	591.422	8.293	64.146	4.019	7.059
TOTAL DO CIRCULANTE	**5.525.267**	**3.612.858**	**1.671.131**	**4.319.301**	**106.665**	**1.275.681**	**198.374**	**733.567**
NÃO CIRCULANTE								
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	0	0	0	0	0	0	0	0
Ativo Financeiro - Itaipu (Controladora)	0	0	0	0	0	0	0	0
Conta de Consumo de Combustível - CCC (Controladora)	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	0	0	0	0	0	0	0	0
Clientes (Consumidores e revendedores)	0	13.397	0	279.382	0	0	0	0
Financiamentos e empréstimos - principal	422	0	0	0	0	0	0	0
Títulos e valores mobiliários	0	958	42	87	0	0	0	0
Ativos fiscais diferidos (Impostos e contribuições)	0	196.496	2.087	33.904	0	0	24.495	0
Imposto de Renda e Contribuição Social	0	0	0	878.434	0	0	0	0
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	216.904	0	0	0	0
Direito de ressarcimento	0	0	0	0	0	0	32.713	0
Cauções e depósitos vinculados	887.247	660.351	161.423	415.978	0	88.633	15.444	103.061
Ativo Financeiro	18.981.581	11.627.797	2.782.420	8.732.521	0	831.008	0	145.630
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (Geração)	1.252.773	745.498	0	0	0	0	0	0
Adiantamentos para participação societária	76.755	478.000	404.667	416	0	0	0	0
Risco Hidrológico	154.598	0	20.572	149.962	0	0	0	0
Outros	540.910	90.422	138.981	2.489.418	0	633.095	197.368	9.071
TOTAL DO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	**21.894.286**	**13.812.919**	**3.510.192**	**13.197.006**	**0**	**1.552.736**	**270.020**	**257.762**
INVESTIMENTOS	**6.102.218**	**5.644.173**	**2.429.357**	**5.099.181**	**136.655**	**0**	**0**	**0**
IMOBILIZADO	**5.173.253**	**1.449.885**	**2.522.385**	**6.515.915**	**14**	**5.919.528**	**704.025**	**1.943.631**
INTANGÍVEL	**141.080**	**57.888**	**141.076**	**80.316**	**18**	**67.445**	**1.967**	**5.868**
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	**33.310.837**	**20.964.865**	**8.603.010**	**24.892.418**	**136.687**	**7.539.709**	**976.012**	**2.207.261**
TOTAL DO ATIVO	**38.836.104**	**24.577.723**	**10.274.141**	**29.211.719**	**243.352**	**8.815.390**	**1.174.386**	**2.940.828**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

DESCRIÇÃO	ED Alagoas	ED Rondonia	ED Piaui	ED Acre	ED Roraima	Amazonas D
ATIVO 31/12/2017						
CIRCULANTE						
Disponibilidades	71.014	18.532	11.547	10.401	5.358	77.563
Clientes (Consumidores e revendedores)	458.776	266.909	451.421	142.860	107.326	687.576
Financiamentos e empréstimos	0	0	0	0	0	0
Títulos e valores mobiliários	719	25.778	761	0	0	6.143
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	0	0	0	0	0	0
Ativos fiscais diferidos (Impostos e contribuições)	15.807	24.215	19.102	7.974	14.488	1.075
Imposto de Renda e Contribuição Social	0	0	0	602	0	0
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	0	0	0
Direito de ressarcimento	15.258	303.296	19.562	66.164	106.683	1.198.291
Cauções e depósitos vinculados	0	0	0	483	0	0
Almoxarifado (Estoque)	8.771	17.600	13.326	2.238	3.584	104.025
Valores a Receber Lei 12.783/2013	0	0	0	0	0	0
Ativo Regulatório (Parcela A - CVA)	364.609	68.706	501.025	67.428	61.054	204.407
Ativo Financeiro	0	0	0	0	0	0
Outros	40.693	52.433	81.324	24.682	10.614	240.235
TOTAL DO CIRCULANTE	**975.647**	**777.469**	**1.098.068**	**322.832**	**309.107**	**2.519.315**
NÃO CIRCULANTE	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	0	0	0	0	0	0
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	0	0	0	0	0	0
Clientes (Consumidores e revendedores)	301.155	17.475	231.405	46.750	16.304	117.248
Financiamentos e empréstimos - principal	0	0	0	0	0	0
Títulos e valores mobiliários	0	0	0	0	0	0
Ativos fiscais diferidos (Impostos e contribuições)	4.269	5.292	8.299	1.730	8.405	1.373.891
Imposto de Renda e Contribuição Social	0	0	0	0	0	0
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	0	0	0
Direito de ressarcimento	0	3.659.921	0	238.366	182.567	2.395.465
Cauções e depósitos vinculados	82.947	152.721	19.734	7.467	33.366	384.108
Valores a Receber Lei 12.783/2013	0	0	0	0	0	0
Ativo Financeiro	0	0	0	0	0	623.923
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (Distribuição)	930.146	1.198.009	854.482	429.813	217.846	1.601.969
Adiantamentos para participação societária	0	0	0	0	0	0
Ativo Regulatório (Parcela A - CVA)	0	98.026	0	0	0	548.536
Outros	8.738	2.447	1.590	0	4.966	0
TOTAL DO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	**1.327.255**	**5.133.891**	**1.115.510**	**724.126**	**463.454**	**7.045.140**
INVESTIMENTOS	**168**	**1.806**	**146**	**1.654**	**0**	**17.968**
IMOBILIZADO	**30.354**	**69.526**	**85.934**	**34.040**	**26.708**	**1.185.412**
INTANGÍVEL	**24.386**	**23.390**	**49.066**	**14.392**	**5.712**	**136.016**
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	**1.382.163**	**5.228.613**	**1.250.656**	**774.212**	**495.874**	**8.384.536**
TOTAL DO ATIVO	**2.357.810**	**6.006.082**	**2.348.724**	**1.097.044**	**804.981**	**10.903.851**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

DESCRIÇÃO	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletropar	Eletronuclear	CGTEE	Amazonas GT
ATIVO 31/12/2016								
CIRCULANTE								
Disponibilidades	35.220	140.399	36.843	8.992	499	15.323	56.007	23.622
Clientes (Consumidores e revendedores)	729.397	336.115	207.965	1.173.997	0	266.715	95.501	200.006
Financiamentos e empréstimos	572	827	0	0	0	0	0	0
Títulos e valores mobiliários	665.790	19.696	54.807	277.086	54.382	14.921	0	77.693
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	105.888	62.548	8.259	0	2.006	0	0	0
Ativos fiscais diferidos (Impostos e contribuições)	34.817	5.599	8.098	246.540	3.193	16.080	4.171	417
Imposto de Renda e Contribuição Social	84.534	99.838	15.235	0	0	116.621	0	0
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	127.808	0	0	0	0
Direito de ressarcimento	0	0	0	0	0	0	39.224	0
Cauções e depósitos vinculados	0	15.561	1.908	0	0	0	0	2.470
Almoxarifado (Estoque)	29.233	76.647	35.042	117.835	0	79.247	31.065	6.415
Valores a Receber Lei 12.783/2013	0	0	0	0	0	0	0	0
Estoque de combustível nuclear	0	0	0	0	0	455.737	0	0
Ativo Financeiro	1.164.416	1.314.991	310.005	784.702	0	0	0	0
Risco Hidrológico	82.393	0	2.007	12.640	0	0	0	12.495
Outros	2.932.260	2.072.221	680.169	2.749.600	60.080	964.644	225.968	323.118
TOTAL DO CIRCULANTE	**3.281.786**	**2.391.069**	**855.882**	**3.314.950**	**61.562**	**1.034.728**	**228.851**	**329.899**
NÃO CIRCULANTE								
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO								
Ativo Financeiro - Itaipu (Controladora)	0	0	0	0	0	0	0	0
Conta de Consumo de Combustível - CCC (Controladora)	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	0	0	0	0	0	0	0	0
Clientes (Consumidores e revendedores)	569.146	368	736.492	177.788	0	0	0	0
Financiamentos e empréstimos - principal	760	0	0	0	0	0	0	0
Títulos e valores mobiliários	0	1.639	42	258	0	0	0	0
Ativos fiscais diferidos (Impostos e contribuições)	0	187.637	4.167	36.563	0	0	24.780	0
Imposto de Renda e Contribuição Social	0	0	0	839.708	0	0	0	0
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	100.965	0	0	0	0
Direito de ressarcimento	0	0	0	0	0	0	0	0
Cauções e depósitos vinculados	825.378	1.120.173	144.919	449.997	0	88.546	10.061	78.600
Ativo Financeiro	20.053.613	10.882.202	3.127.559	8.875.863	0	675.269	0	0
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (Geração)	1.219.934	726.355	0	0	0	0	0	0
Adiantamentos para participação societária	98.987	456.355	1.061.904	670	0	0	0	0
Risco Hidrológico	251.130	0	22.580	183.200	0	0	0	767
Outros	559.773	234.611	210.731	2.264.198	1.482	496.004	178.707	9.071
TOTAL DO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	**23.578.721**	**13.609.340**	**5.308.394**	**12.929.210**	**1.482**	**1.259.819**	**213.548**	**88.438**
INVESTIMENTOS	**6.292.227**	**5.291.992**	**2.504.708**	**4.293.873**	**154.379**	**0**	**0**	**0**
IMOBILIZADO	**5.723.725**	**1.506.582**	**2.932.739**	**6.790.543**	**28**	**5.215.112**	**1.126.206**	**1.982.813**
INTANGÍVEL	**124.103**	**60.670**	**197.744**	**86.618**	**19**	**65.146**	**2.293**	**5.357**
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	**35.718.776**	**20.468.584**	**10.943.585**	**24.100.244**	**155.908**	**6.540.077**	**1.342.047**	**2.076.608**
TOTAL DO ATIVO	**39.000.562**	**22.859.653**	**11.799.467**	**27.415.194**	**217.470**	**7.574.805**	**1.570.898**	**2.406.507**

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

DESCRIÇÃO	ED Alagoas	ED Rondonia	ED Piaui	ED Acre	ED Roraima	Amazonas D
ATIVO 31/12/2016						
CIRCULANTE						
Disponibilidades	21.804	18.706	5.200	16.006	35.598	71.343
Clientes (Consumidores e revendedores)	313.949	248.349	379.675	85.139	62.011	609.707
Financiamentos e empréstimos	0	0	0	0	0	0
Títulos e valores mobiliários	14.709	2.039	8	0	0	28.706
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	0	0	0	0	0	0
Ativos fiscais diferidos (Impostos e contribuições)	12.625	27.665	17.440	7.045	5.094	22.495
Imposto de Renda e Contribuição Social	0	0	0	598	0	0
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	0	0	0
Direito de ressarcimento	73.126	253.308	124.431	103.458	92.288	897.600
Cauções e depósitos vinculados	0	0	0	481	0	0
Almoxarifado (Estoque)	8.822	16.864	12.884	2.226	1.348	122.987
Valores a Receber Lei 12.783/2013	0	0	0	0	0	0
Ativo Regulatório (Parcela A - CVA)	65.585	54.523	132.800	104.265	2.361	77.062
Ativo Financeiro	0	0	0	0	0	0
Outros	35.723	32.831	60.636	50.809	20.861	185.907
TOTAL DO CIRCULANTE	**546.343**	**654.285**	**733.074**	**370.027**	**219.561**	**2.015.807**
NÃO CIRCULANTE	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	0	0	0	0	0	0
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	0	0	0	0	0	0
Clientes (Consumidores e revendedores)	313.947	16.829	209.391	41.902	9.229	105.791
Financiamentos e empréstimos - principal	0	0	0	0	0	0
Títulos e valores mobiliários	0	0	0	0	0	0
Ativos fiscais diferidos (Impostos e contribuições)	4.264	6.534	7.668	1.897	10.100	1.421.804
Imposto de Renda e Contribuição Social	0	0	0	0	0	0
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	0	0	0
Direito de ressarcimento	0	3.488.797	0	243.030	202.128	3.573.069
Cauções e depósitos vinculados	60.119	127.064	16.272	7.377	20.360	413.730
Valores a Receber Lei 12.783/2013	0	0	0	0	0	0
Ativo Financeiro	0	0	0	0	0	0
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (Distribuição)	845.035	1.120.953	865.133	420.227	194.721	1.489.167
Adiantamentos para participação societária	0	0	0	0	0	0
Ativo Regulatório (Parcela A - CVA)	22.131	0	0	0	0	0
Outros	564	2.447	1.437	0	3.356	638.958
TOTAL DO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	**1.246.060**	**4.762.624**	**1.099.901**	**714.433**	**439.894**	**7.642.519**
INVESTIMENTOS	**168**	**1.806**	**146**	**0**	**0**	**17.107**
IMOBILIZADO	**28.127**	**28.044**	**33.624**	**8.633**	**20.104**	**1.222.243**
INTANGÍVEL	**4.984**	**27.336**	**10.279**	**31.081**	**5.344**	**140.765**
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	**1.279.339**	**4.819.810**	**1.143.950**	**754.147**	**465.342**	**9.022.634**
TOTAL DO ATIVO	**1.825.682**	**5.474.095**	**1.877.024**	**1.124.174**	**684.903**	**11.038.441**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

DESCRIÇÃO	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletropar	Eletronuclear	CGTEE	Amazonas GT
PASSIVO 31/12/2017								
CIRCULANTE								
Fornecedores	343.057	423.355	100.165	553.696	0	716.906	84.581	382.775
Financiamentos e empréstimos - principal	2.568.674	1.075.526	474.377	857.779	0	526.201	735.024	800.046
Financiamentos e empréstimos - encargos	137.052	15.349	13.412	51.898	0	38.891	232.749	36.950
Debêntures	0	153.094	0	22.658	0	0	0	0
Tributos e contribuições sociais	200.643	128.751	64.812	123.541	101	76.318	64.966	256.884
Imposto de Renda e Contribuição Social	358.454	87.539	5.791	0	0	0	0	14.656
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	291	0	0	0	0
Obrigações de ressarcimento	0	0	0	0	0	0	0	0
Adiantamento de clientes (Venda antecipada de energia)	0	0	0	78.891	0	0	0	0
Remuneração aos acionistas (dividendos a pagar)	300.000	30.600	81.506	1.106.363	9.315	0	93.894	0
Obrigações estimadas	261.690	213.923	94.575	303.011	407	97.256	21.588	26.375
Provisões para contingências	0	0	0	0	300	0	462.703	0
Benefício pós emprego (Prev. Complementar)	9.677	151.616	655	0	0	3.069	0	0
Arrendamento Mercantil	0	0	0	0	0	0	0	0
Contratos Onerosos	0	0	0	12.048	0	0	0	0
Concessões a pagar - UBP	1.722	0	2.500	0	0	0	0	0
Encargos Setoriais (taxas regulamentares)	53.872	144.579	39.223	308.118	0	29.395	28.916	15.101
Outros	197.393	186.887	156.688	705.414	9.322	292.411	42.135	53.023
TOTAL DO CIRCULANTE	**4.432.234**	**2.611.219**	**1.033.704**	**4.123.708**	**19.445**	**1.780.447**	**1.766.556**	**1.585.810**
NÃO CIRCULANTE								
Remuneração aos acionistas (dividendos a pagar)	0	0	0	0	0	0	0	0
Fornecedores	0	0	0	0	0	0	16.555	0
Financiamentos e empréstimos - principal	7.511.677	1.000.346	2.333.251	3.888.330	0	7.991.446	2.054.865	1.174.740
Debêntures	0	0	0	180.099	0	0	0	0
Tributos e contribuições sociais	227.286	21.137	0	0	0	12.516	0	0
Imposto de Renda e Contribuição Social	4.851.662	3.150.998	467.010	0	4.408	0	0	32.895
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	39.594	0	0	0	0
Obrigações de ressarcimento	0	0	0	0	0	0	0	0
Adiantamento de clientes (Venda antecipada de energia)	0	0	0	519.391	0	0	0	0
Obrigações estimadas	112.095	20.691	13.885	25.409	0	81.732	4.231	0
Provisões para contingências	870.672	2.298.304	171.434	925.007	0	200.499	0	49.298
Provisão para passivo a descoberto em investidas	0	0	0	0	0	0	0	-446.539
Benefício pós emprego (Prev. Complementar)	165.562	973.514	85.754	31.186	0	37.046	74.005	438
Arrendamento Mercantil	0	0	0	0	0	0	0	0
Provisão contrato oneroso	204.675	184.587	0	289.074	0	1.388.843	0	0
Concessões a pagar - UBP	34.495	0	28.587	0	0	0	0	0
Encargos Setoriais (taxas regulamentares)	307.428	361.790	0	0	0	0	0	0
Obrigações para desmob. de ativos (Desc. de usinas nucl.)	0	0	0	0	0	2.470.400	0	0
Adiantamentos para futuro aumento de capital	55.194	0	0	0	0	0	781.654	0
Outros	24.725	98.765	191.679	2.836.950	18.462	0	0	544.186
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	**14.365.471**	**8.110.132**	**3.291.600**	**8.735.040**	**22.870**	**12.182.482**	**2.931.310**	**1.355.018**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital social	6.531.154	9.753.953	4.359.226	11.576.263	118.054	6.607.258	845.510	0
Reservas de capital	5.053.045	4.916.199	0	0	0	0	0	0
Reservas de lucros	10.273.773	746.160	1.601.352	4.822.675	26.316	0	0	0
Dividendo Adicional Proposto	0	0	54.360	0	31.239	0	0	0
Lucros/Prejuízos acumulados	0	0	0	0	0	-11.495.803	-4.258.776	0
Outros Resultados abrangentes	-1.820.420	-1.576.803	-51.203	-45.967	25.428	-258.994	-110.214	0
Participação de acionistas não controladores	847	16.863	-14.898	0	0	0	0	0
TOTAL DO PATRIMÔNIO LIQUIDO	**20.038.399**	**13.856.372**	**5.948.837**	**16.352.971**	**201.037**	**-5.147.539**	**-3.523.480**	**0**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**38.836.104**	**24.577.723**	**10.274.141**	**29.211.719**	**243.352**	**8.815.390**	**1.174.386**	**2.940.828**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

DESCRIÇÃO	ED Alagoas	ED Rondonia	ED Piaui	ED Acre	ED Roraima	Amazonas
PASSIVO 31/12/2017						
CIRCULANTE						
Fornecedores	176.042	2.286.301	203.335	256.898	552.573	7.481.245
Financiamentos e empréstimos - principal	482.290	315.172	636.165	95.559	57.887	277.776
Financiamentos e empréstimos - encargos	0	326	99.091	438	0	10.166
Debêntures	0	0	0	0	0	0
Tributos e contribuições sociais	88.196	68.129	227.779	103.250	29.021	57.582
Imposto de Renda e Contribuição Social	214	0	0	0	0	7.775
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	0	0	0
Obrigações de ressarcimento	45.882	13.203	0	0	0	0
Adiantamento de clientes (Venda antecipada de energia)	0	0	0	0	0	0
Remuneração aos acionistas (dividendos a pagar)	0	0	0	0	0	0
Obrigações estimadas	23.497	24.223	38.066	6.298	13.821	53.580
Provisões para contingências	204.000	0	0	0	0	0
Benefício pós emprego (Prev. Complementar)	0	1.748	8.258	174	0	0
Arrendamento Mercantil	0	0	0	0	0	145.324
Contratos Onerosos	0	167.257	0	0	0	0
Encargos Setoriais (taxas regulamentares)	31.430	29.762	16.271	31.575	0	77.546
Passivo Regulatório (Parcela A - CVA)	198.997	61.385	249.336	58.159	0	86.542
Outros	20.538	29.618	44.888	33.030	29.926	175.949
TOTAL DO CIRCULANTE	**1.271.086**	**2.997.124**	**1.523.189**	**585.381**	**683.228**	**8.373.485**
NÃO CIRCULANTE						
Fornecedores	0	1.129.197	0	262.105	416.843	7.764.759
Financiamentos e empréstimos - principal	1.479.046	1.049.659	1.587.569	412.247	254.367	2.793.256
Debêntures	0	0	0	0	0	0
Tributos e contribuições sociais	65.588	8.887	41.442	122.356	0	0
Imposto de Renda e Contribuição Social	0	0	0	0	0	0
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	0	0	0
Obrigações de ressarcimento	0	153.745	0	0	24.197	1.062.634
Adiantamento de clientes (Venda antecipada de energia)	0	0	0	0	0	0
Obrigações estimadas	0	0	0	0	0	571
Provisões para contingências	297.475	261.876	169.613	122.060	61.252	1.273.220
Provisão para passivo a descoberto em investidas	0	0	0	0	0	446.539
Benefício pós emprego (Prev. Complementar)	54.468	0	0	225	2.263	1.076
Arrendamento Mercantil	0	0	0	0	0	932.496
Provisão contrato oneroso	0	0	0	0	2.876	0
Concessões a pagar - UBP	0	0	0	0	0	0
Encargos Setoriais (taxas regulamentares)	29.205	57.344	67.279	0	0	0
Adiantamentos para futuro aumento de capital	180.142	0	346.357	77.115	89.975	130.969
Passivo Regulatório (Parcela A - CVA)	0	0	0	0	0	0
Outros	34.844	2.507.187	10.550	103	51.110	61.383
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	**2.140.768**	**5.167.895**	**2.222.810**	**996.211**	**902.883**	**14.466.903**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	734.754	1.325.369	1.272.747	475.789	684.204	4.610.171
Reservas de capital	0	0	0	0	0	0
Reservas de lucros	0	0	0	0	0	0
Dividendo Adicional Proposto	0	0	0	0	0	0
Lucros/Prejuízos acumulados	-1.715.446	-3.482.557	-2.625.369	-959.779	-1.462.227	-16.540.071
Outros Resultados abrangentes	-73.352	-1.749	-44.653	-558	-3.107	-6.637
Participação de acionistas não controladores	0	0	0	0	0	0
TOTAL DO PATRIMÔNIO LIQUIDO	**-1.054.044**	**-2.158.937**	**-1.397.275**	**-484.548**	**-781.130**	**-11.936.537**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**2.357.810**	**6.006.082**	**2.348.724**	**1.097.044**	**804.981**	**10.903.851**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

DESCRIÇÃO	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletropar	Eletronuclear	CGTEE	Amazonas GT
PASSIVO 31/12/2016								
CIRCULANTE	0	0	0	0	0	0	0	0
Fornecedores	340.397	313.138	127.488	547.870	0	879.286	170.016	33.292
Financiamentos e empréstimos - principal	1.540.775	911.942	750.863	892.913	0	300.646	371.145	397.927
Financiamentos e empréstimos - encargos	168.055	15.031	205.454	51.474	0	26.281	6.818	43
Debêntures	0	0	0	12.442	0	0	0	0
Tributos e contribuições sociais	289.619	108.562	39.300	109.502	163	79.903	17.492	123.039
Imposto de Renda e Contribuição Social	65.499	7.621	222	25.167	68	0	0	20.797
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	332	0	0	0	0
Obrigações de ressarcimento	0	0	0	0	0	0	0	0
Adiantamento de clientes (Venda antecipada de energia)	0	0	0	60.504	0	0	0	0
Remuneração aos acionistas (dividendos a pagar)	300.000	0	90.644	973	8.465	0	85.432	0
Obrigações estimadas	176.315	218.630	85.432	339.681	348	86.463	14.781	22.764
Provisões para contingências	0	0	0	0	300	0	326.364	0
Benefício pós emprego (Prev. Complementar)	9.032	27.727	6.833	0	0	2.853	0	0
Arrendamento Mercantil	0	0	0	0	0	0	0	0
Contratos Onerosos	0	0	0	14.245	0	0	0	0
Concessões a pagar - UBP	1.676	0	2.466	0	0	0	0	0
Encargos Setoriais (taxas regulamentares)	76.435	72.717	46.669	299.617	0	12.221	167	6.218
Outros	446.539	339.822	297.514	859.736	2.696	275.029	36.618	33.695
TOTAL DO CIRCULANTE	**3.414.342**	**2.015.190**	**1.652.885**	**3.214.456**	**12.040**	**1.662.682**	**1.028.833**	**637.775**
NÃO CIRCULANTE								
Remuneração aos acionistas (dividendos a pagar)	0	0	0	0	0	0	0	0
Fornecedores	0	0	0	168.867	0	0	16.555	0
Financiamentos e empréstimos - principal	9.235.237	1.277.036	3.482.177	4.175.765	0	7.391.903	2.302.480	1.336.505
Debêntures	0	0	0	188.933	0	0	0	0
Tributos e contribuições sociais	505.290	20.477	0	135.016	0	18.173	0	0
Imposto de Renda e Contribuição Social	4.604.284	3.052.301	313.109	0	15.352	0	0	0
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	43.685	0	0	0	0
Obrigações de ressarcimento	0	0	0	0	0	0	0	0
Adiantamento de clientes (Venda antecipada de energia)	0	0	0	592.215	0	0	0	0
Obrigações estimadas	31.419	37.050	2.822	7.162	0	60.467	818	0
Provisões para contingências	857.374	1.839.391	143.911	810.087	0	165.818	0	58.588
Provisão para passivo a descoberto em investidas	0	0	311.009	0	0	0	0	-158.036
Benefício pós emprego (Prev. Complementar)	148.585	1.391.907	269.396	16.303	0	34.912	71.699	477
Arrendamento Mercantil	0	0	0	0	0	0	0	0
Provisão contrato oneroso	652.457	279.907	0	376.700	0	1.350.241	0	0
Concessões a pagar - UBP	35.099	0	28.238	0	0	0	0	0
Encargos Setoriais (taxas regulamentares)	131.833	344.254	0	0	0	0	19.777	0
Obrigações para desmob. de ativos (Desc. de usinas nucl.)	0	0	0	0	0	1.402.470	0	0
Adiantamentos para futuro aumento de capital	49.777	0	3	0	0	0	483.857	0
Outros	101.714	4.284	41.312	2.254.143	1.453	0	0	531.198
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	**16.353.069**	**8.246.607**	**4.591.977**	**8.768.876**	**16.805**	**10.423.984**	**2.895.186**	**1.768.732**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital social	6.531.154	9.753.953	4.359.226	11.576.263	118.054	6.607.258	845.510	0
Reservas de capital	5.053.045	4.916.199	0	0	0	0	0	0
Reservas de lucros	9.168.995	0	1.365.128	3.878.215	27.652	0	2.596	0
Dividendo Adicional Proposto	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros/Prejuízos acumulados	0	-267.407	0	0	0	-10.952.863	-3.090.917	0
Outros Resultados abrangentes	-1.502.854	-1.820.879	-184.828	-22.616	42.919	-166.256	-110.310	0
Participação de acionistas não controladores	-17.189	15.990	15.079	0	0	0	0	0
TOTAL DO PATRIMÔNIO LIQUIDO	**19.233.151**	**12.597.856**	**5.554.605**	**15.431.862**	**188.625**	**-4.511.861**	**-2.353.121**	**0**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**39.000.562**	**22.859.653**	**11.799.467**	**27.415.194**	**217.470**	**7.574.805**	**1.570.898**	**2.406.507**

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

DESCRIÇÃO	ED Alagoas	ED Rondonia	ED Piaui	ED Acre	ED Roraima	Amazonas
PASSIVO 31/12/2016						
CIRCULANTE						
Fornecedores	164.322	1.456.393	246.111	258.015	530.586	4.819.380
Financiamentos e empréstimos - principal	34.794	23.324	224.067	8.791	6.556	78.743
Financiamentos e empréstimos - encargos	0	6	78.729	0	0	9.799
Debêntures	0	0	0	0	0	0
Tributos e contribuições sociais	76.492	69.418	215.861	52.495	19.832	92.857
Imposto de Renda e Contribuição Social	293	0	0	0	0	576
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	0	0	0
Obrigações de ressarcimento	45.373	125.083	0	0	4.320	0
Adiantamento de clientes (Venda antecipada de energia)	0	0	0	0	0	0
Remuneração aos acionistas (dividendos a pagar)	0	0	0	0	0	0
Obrigações estimadas	18.392	23.483	31.733	7.209	13.741	42.298
Provisões para contingências	0	0	0	0	0	0
Benefício pós emprego (Prev. Complementar)	2.389	1.893	26.587	625	0	0
Arrendamento Mercantil	0	0	0	0	0	136.662
Contratos Onerosos	7.809	191.325	65.382	0	2.223	812.694
Encargos Setoriais (taxas regulamentares)	30.955	36.914	21.443	43.845	0	0
Passivo Regulatório (Parcela A - CVA)	115.289	74.898	88.192	69.983	9.661	103.157
Outros	20.270	28.851	52.751	18.431	28.502	160.071
TOTAL DO CIRCULANTE	**516.378**	**2.031.588**	**1.050.856**	**459.394**	**615.421**	**6.256.237**
NÃO CIRCULANTE						
Fornecedores	0	1.141.190	0	255.278	322.922	8.055.796
Financiamentos e empréstimos - principal	1.427.343	940.637	1.378.432	360.653	108.687	1.898.681
Debêntures	0	0	0	0	0	0
Tributos e contribuições sociais	87.794	4.260	187.972	98.676	0	0
Imposto de Renda e Contribuição Social	0	0	0	0	0	0
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	0	0	0	0
Obrigações de ressarcimento	0	152.339	0	146.051	60.030	1.157.893
Adiantamento de clientes (Venda antecipada de energia)	0	0	0	0	0	0
Obrigações estimadas	3.414	0	3.273	208	183	835
Provisões para contingências	109.288	172.184	128.244	8.032	48.252	1.630.712
Provisão para passivo a descoberto em investidas	0	0	0	0	0	158.036
Benefício pós emprego (Prev. Complementar)	37.805	0	0	0	1.633	1.325
Arrendamento Mercantil	0	0	0	0	0	1.032.842
Provisão contrato oneroso	0	0	0	0	0	0
Concessões a pagar - UBP	0	0	0	0	0	0
Encargos Setoriais (taxas regulamentares)	17.870	47.439	54.080	0	0	0
Adiantamentos para futuro aumento de capital	159.155	0	295.402	69.462	80.089	117.446
Passivo Regulatório (Parcela A - CVA)	6.801	0	0	0	0	0
Outros	33.607	2.280.376	503	197	56.999	63.270
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	**1.883.077**	**4.738.425**	**2.047.906**	**938.557**	**678.795**	**14.116.836**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	734.754	1.325.369	1.272.747	475.789	684.204	4.610.171
Reservas de capital	0	0	0	0	0	0
Reservas de lucros	0	0	0	0	0	0
Dividendo Adicional Proposto	0	0	0	0	0	0
Lucros/Prejuízos acumulados	-1.252.835	-2.617.163	-2.473.292	-749.161	-1.290.529	-13.939.161
Outros Resultados abrangentes	-55.692	-4.124	-21.193	-405	-2.988	-5.642
Participação de acionistas não controladores	0	0	0	0	0	0
TOTAL DO PATRIMÔNIO LIQUIDO	**-573.773**	**-1.295.918**	**-1.221.738**	**-273.777**	**-609.313**	**-9.334.632**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**1.825.682**	**5.474.095**	**1.877.024**	**1.124.174**	**684.903**	**11.038.441**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletropar	Eletronuclear	CGTEE	Amazonas GT
DRE 31/12/2017								
Receitas Operacionais	**8.847.803**	**4.926.061**	**2.082.946**	**5.972.671**	**46.536**	**2.795.223**	**519.044**	**554.494**
Geração - Suprimento (venda) de energia elétrica	3.863.380	133.849	941.205	3.006.675	0	3.187.172	589.043	559.188
Fornecimento de energia elétrica - Geração	309.790	903.894	19.722	1.320.873	0	0	0	0
Geração - Energia Elétrica de Curto Prazo	142.156	153.213	9.124	701.621	0	0	0	0
Geração - Receita de Operação e Manutenção de Usinas renovadas	845.073	1.282.634	0	15.866	0	0	0	0
Geração - Receita de construção de Usinas	32.840	19.996	0	0	0	0	0	0
Geração - Financeira - Retorno do Investimento	0	54.774	0	0	0	0	0	0
Receita de Operação e Manutenção de Linhas renovadas - Transmissão	1.453.991	1.117.292	625.953	459.286	0	0	0	0
Receita de Operação e Manutenção - Transmissão	35.945	86.790	118.770	23.442	0	0	0	524
Receita de Construção - Transmissão	160.450	600.838	84.087	65.246	0	0	0	6.826
Financeira - Retorno do Investimento - Transmissão	2.876.807	1.355.495	487.885	1.124.618	0	0	0	217.838
Outras Receitas Operacionais	376.842	44.910	55.621	363.874	46.536	0	2.595	0
Deduções a Receita Operacional	-1.249.471	-827.624	-259.421	-1.108.830	0	-391.949	-72.594	-229.882
Despesas Operacionais	**-5.953.679**	**-3.423.133**	**-1.129.374**	**-3.978.512**	**-24.313**	**-3.120.869**	**-1.194.788**	**-537.441**
Pessoal, Material e Serviços	-2.267.337	-1.520.132	-642.754	-1.693.805	-4.414	-1.028.118	-238.907	-220.313
Plano de aposentadoria extraordinária (PAE)	-254.138	-98.027	-16.533	-148.116	0	-30.891	-46.142	0
Energia comprada para revenda	-803.072	-311.103	-287.868	-550.969	0	0	-214.007	-283.597
Encargos sobre uso de rede elétrica	-559.749	-634.616	-27.034	-560.730	0	-109.789	-47.129	-35.450
Construção	-193.290	-620.834	-84.087	-65.246	0	0	0	-6.826
Custo de produção de energia elétrica	-558.268	0	0	0	0	-395.668	-29.698	21.970
Doações e Contribuições	-48.401	-11.298	0	-1.785	0	0	0	0
Depreciação e Amortização	-270.986	-96.083	-179.189	-442.517	-25	-413.149	-60.346	-56.995
Provisões operacionais	-636.584	45.397	307.768	-254.508	0	-1.032.362	-496.257	70.325
Outras	-361.854	-176.437	-199.677	-260.836	-19.874	-110.892	-62.302	-26.555
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	**2.894.124**	**1.502.928**	**953.572**	**1.994.159**	**22.223**	**-325.646**	**-675.744**	**17.053**
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS								
Receita de aplicações financeiras	32.319	32.014	55.184	100.735	5.644	6.298	4.392	3.652
Receitas de juros, comissões e taxas(financ. e empréstimos)	40.439	0	0	0	0	0	0	0
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	12.490	52.917	0	85.053	0	0	0	0
Atualizações monetárias Ativa	43.590	15.086	-4.893	283.904	0	6.687	0	16.121
Atualizações cambiais Ativa	754	0	14.035	2.158	0	14.004	23	0
Derivativos	0	0	0	237.386	0	0	0	0
Outras receitas financeiras	40.078	53.365	102.173	5.894	513	65.311	827	11.150
Encargos de dívidas - Empréstimos e Financiamentos	-977.555	-280.196	-459.551	-568.044	0	-76.847	-444.648	-248.431
Encargos de dívidas - Fornecedores	0	0	-14.113	0	0	0	0	0
Encargos sobre remuneração do acionista	0	0	-8.790	0	0	0	-8.462	0
Variação Monetária Passiva	-127.665	-24.041	-50.948	-156.514	0	-13.187	0	-18.987
Variação Cambial Passiva	-8.619	0	-45.405	-34.538	0	-41.554	0	0
Perdas com Derivativos	0	0	0	-35.797	0	0	0	0
Outras despesas financeiras	53.770	-99.394	-64.862	-174.620	-367	-108.555	-46.851	-31.120
RESULTADO FINANCEIRO	**-890.399**	**-250.249**	**-477.170**	**-254.383**	**5.790**	**-147.843**	**-494.719**	**-267.615**
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES EM CONTROLADAS	**20.701**	**-27.167**	**34.137**	**70.705**	**22.300**	**0**	**0**	**0**
RESULTADO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL, DO IMPOSTO DE RENDA	**2.024.426**	**1.225.512**	**510.539**	**1.810.481**	**50.313**	**-473.489**	**-1.170.463**	**-250.562**
Imposto de renda e Contribuição social e Receita de incentivo fiscais	**-602.402**	**-181.463**	**-163.617**	**103.366**	**-11.095**	**-69.451**	**0**	**-37.585**
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES	**1.422.024**	**1.044.049**	**346.922**	**1.913.847**	**39.218**	**-542.940**	**-1.170.463**	**-288.147**
Participação Minoritária	17.246	0	-3.741	0	0	0	0	0
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.404.778**	**1.044.049**	**343.181**	**1.913.847**	**39.218**	**-542.940**	**-1.170.463**	**-288.147**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

	ED Rondonia	ED Piaui	ED Alagoas	ED Acre	ED Roraima	Amazonas D
DRE 31/12/2017						
Receitas Operacionais	**1.307.711**	**1.703.309**	**1.743.381**	**511.614**	**430.754**	**3.547.960**
Geração - Suprimento (venda) de energia elétrica	0	0	0	0	0	0
Fornecimento de energia elétrica - Geração	0	0	0	0	0	0
Geração - Energia Elétrica de Curto Prazo	0	0	0	0	0	0
Distribuição - Fornecimento/Suprimento	1.539.516	1.390.090	1.994.009	622.951	475.159	2.906.769
Distribuição - Energia Elétrica de Curto Prazo	75.308	20.580	0	143.409	0	485.664
Receita de Construção - Distribuição	149.980	153.834	133.133	21.736	17.127	267.358
Ativo e passivo regulatório (Parcela A - CVA)	126.065	278.900	310.830	-25.013	67.083	694.980
Outras Receitas Operacionais	57.745	721.776	97.428	19.248	16.969	70.655
Deduções a Receita Operacional	-640.903	-861.871	-792.019	-270.717	-145.584	-877.466
Despesas Operacionais	**-1.869.210**	**-1.893.755**	**-2.057.803**	**-608.075**	**-522.358**	**-3.916.378**
Pessoal, Material e Serviços	-296.485	-406.580	-294.837	-112.622	-148.915	-682.374
Energia comprada para revenda	-1.156.996	-1.042.654	-1.048.126	-515.549	-288.712	-2.281.231
Encargos sobre uso de rede elétrica	-19.271	-97.244	-80.449	-7.664	0	-136.783
Construção	-149.980	-153.834	-133.133	-21.736	-17.127	-267.358
Custo de produção de energia elétrica	0	0	0	191.681	-12.799	357.818
Doações e Contribuições	-394	0	-180	0	0	0
Depreciação e Amortização	-42.194	-47.192	-45.552	-26.187	-9.966	-181.845
Provisões operacionais	-177.762	-48.300	-430.426	-55.398	-54.901	-623.521
Outras	-26.128	-97.951	-25.100	-60.600	10.062	-101.084
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	**-561.499**	**-190.446**	**-314.422**	**-96.461**	**-91.604**	**-368.418**
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS						
Receita de aplicações financeiras	2.647	1.046	5.211	2.891	960	2.175
Receitas de juros, comissões e taxas(financ. e empréstimos)	0	0	0	0	0	0
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	37.538	88.844	53.010	16.025	-67.143	76.991
Atualizações monetárias Ativa	385.351	12.832	10.127	19.890	32.816	270.748
Atualizações cambiais Ativa	0	0	0	0	0	916
Atualização de Ativo Regulatório (Parcela A - CVA)	3.756	30.317	3.825	0	1.778	1.801
Outras receitas financeiras	-5.905	7.642	-1.574	2.457	-2.157	31.875
Encargos de dívidas - Empréstimos e Financiamentos	-165.846	-250.305	-213.049	-46.025	-36.559	-329.951
Encargos de dívidas - Fornecedores	0	0	0	0	0	-1.659.722
Encargos de dívidas - Leasing	0	0	0	0	0	-320.060
Variação Monetária Passiva	-521.006	-176.281	-22.075	-158.935	-20.762	0
Variação Cambial Passiva	0	0	-309	0	0	0
Atualização de Passivo Regulatório (Parcela A - CVA)	-4.099	0	-11.989	0	-506	-4.284
Outras despesas financeiras	-77.951	-20.390	-58.795	-7.431	1.512	-303.842
RESULTADO FINANCEIRO	**-345.515**	**-306.295**	**-235.618**	**-171.128**	**-90.061**	**-2.233.353**
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES EM CONTROLADAS	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**861**
RESULTADO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL, DO IMPOSTO DE RENDA	**-907.014**	**-496.741**	**-550.040**	**-267.589**	**-181.665**	**-2.600.910**
Imposto de renda e Contribuição social e Receita de incentivo fiscais	**88.051**	**297.472**	**87.428**	**30.784**	**0**	**0**
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES	**-818.963**	**-199.269**	**-462.612**	**-236.805**	**-181.665**	**-2.600.910**
Participação Minoritária	0	0	0	0	0	0
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**-818.963**	**-199.269**	**-462.612**	**-236.805**	**-181.665**	**-2.600.910**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletropar	Eletronuclear	CGTEE	Amazonas GT
DRE 31/12/2016								
Receitas Operacionais	**19.616.741**	**12.739.690**	**3.184.113**	**8.519.295**	**388**	**2.538.406**	**634.350**	**347.958**
Geração - Suprimento (venda) de energia elétrica	3.575.677	151.109	721.294	3.007.453	0	2.894.409	714.389	567.736
Fornecimento de energia elétrica - Geração	22.594	846.687	23.193	1.120.330	0	0	0	0
Geração - Energia Elétrica de Curto Prazo	230.088	55.073	7.692	385.152	0	0	0	0
Geração - Receita de Operação e Manutenção de Usinas renovadas	836.554	1.242.112	0	15.584	0	0	0	0
Geração - Receita de construção de Usinas	-12.158	30.097	0	0	0	0	0	0
Geração - Financeira - Retorno do Investimento	0	84.449	0	0	0	0	0	0
Receita de Operação e Manutenção de Linhas renovadas - Transmissão	1.149.175	938.205	612.085	447.197	0	0	0	0
Receita de Operação e Manutenção - Transmissão	35.511	70.534	120.377	13.269	0	0	0	0
Receita de Construção - Transmissão	318.890	552.736	92.163	210.914	0	0	0	0
Financeira - Retorno do Investimento - Transmissão	14.228.062	9.437.203	1.773.270	3.967.726	0	0	0	0
Outras Receitas Operacionais	192.455	43.242	37.604	350.335	388	123	3.692	0
Deduções a Receita Operacional	-960.107	-711.757	-203.565	-998.665	0	-356.126	-83.731	-219.778
Despesas Operacionais	**-4.526.924**	**-6.236.742**	**-1.443.264**	**-4.945.552**	**-6.918**	**-6.337.527**	**-1.281.763**	**-379.331**
Pessoal, Material e Serviços	-2.042.497	-1.279.217	-576.294	-1.682.743	-4.270	-974.026	-267.629	-171.037
Energia comprada para revenda	-562.175	-342.197	-264.124	-182.468	0	0	-223.785	-39.243
Encargos sobre uso de rede elétrica	-496.049	-673.051	-26.135	-523.686	0	-93.908	-43.875	-9.098
Construção	-306.732	-582.833	-92.163	-210.914	0	0	0	0
Custo de produção de energia elétrica	-409.077	-7.803	0	-3.717	0	-371.902	-63.939	-186.232
Doações e Contribuições	-24.996	-19.517	0	-15.944	0	0	0	0
Depreciação e Amortização	-280.276	-101.753	-181.249	-461.730	-26	-397.637	-72.983	-63.246
Provisões operacionais	-95.100	-2.996.350	-274.234	-1.645.803	-1.243	-4.249.259	-554.389	9.112
Outras	-310.022	-234.021	-29.065	-218.547	-1.379	-250.795	-55.163	80.413
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	**15.089.817**	**6.502.948**	**1.740.849**	**3.573.743**	**-6.530**	**-3.799.121**	**-647.413**	**-31.373**
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS								
Receita de aplicações financeiras	88.767	58.370	37.617	100.497	8.989	3.168	7.547	15.485
Receitas de juros, comissões e taxas(financ. e empréstimos)	65.121	0	0	0	0	0	0	0
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	16.583	94.168	0	-5.661	0	0	0	0
Atualizações monetárias Ativa	186.834	47.917	60.623	476.451	0	25.909	2.621	69.054
Atualizações cambiais Ativa	-4.985	0	73.004	220.107	0	45.296	200	0
Derivativos	0	0	0	218.714	0	0	0	0
Outras receitas financeiras	80.954	81.733	107.815	42.723	0	14.061	1.439	7.261
Encargos de dívidas - Empréstimos e Financiamentos	-1.062.093	-200.688	-488.798	-632.081	0	-94.865	-416.970	-247.829
Encargos de dívidas - Fornecedores	0	0	-9.327	0	0	0	0	0
Encargos sobre remuneração do acionista	0	0	-5.418	0	0	0	-10.504	0
Variação Monetária Passiva	-288.172	-13.093	-76.575	-233.818	0	-9.622	0	-100.684
Variação Cambial Passiva	92.613	0	-24.996	-137.222	0	-95.634	-93	0
Perdas com Derivativos	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras despesas financeiras	-156.199	-53.526	-98.132	-44.416	-931	-164.868	-10.036	-24.306
RESULTADO FINANCEIRO	**-980.577**	**14.881**	**-424.187**	**5.294**	**8.058**	**-276.555**	**-425.796**	**-281.019**
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES EM CONTROLADAS	**-184.704**	**456.751**	**240.485**	**144.074**	**34.861**	**0**	**0**	**0**
RESULTADO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL, DO IMPOSTO DE RENDA	**13.924.536**	**6.974.580**	**1.557.147**	**3.723.111**	**36.389**	**-4.075.676**	**-1.073.209**	**-312.392**
Imposto de renda e Contribuição social e Receita de incentivo fiscais	**-4.473.780**	**-2.989.197**	**-448.055**	**-534.270**	**-880**	**0**	**0**	**-37.858**
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES	**9.450.756**	**3.985.383**	**1.109.092**	**3.188.841**	**35.509**	**-4.075.676**	**-1.073.209**	**-350.250**
Participação Minoritária	-18.239	0	-3.723	0	0	0	0	0
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**9.468.995**	**3.985.383**	**1.105.369**	**3.188.841**	**35.509**	**-4.075.676**	**-1.073.209**	**-350.250**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

	ED Rondonia	ED Piaui	ED Alagoas	ED Acre	ED Roraima	Amazonas D
DRE 31/12/2016						
Receitas Operacionais	**1.484.833**	**1.350.046**	**1.211.766**	**429.499**	**304.665**	**2.664.938**
Geração - Suprimento (venda) de energia elétrica	0	0	0	0	50.622	0
Fornecimento de energia elétrica - Geração	0	0	0	0	0	0
Geração - Energia Elétrica de Curto Prazo	0	0	0	0	0	0
Receita de Construção de Usinas	0	0	0	0	0	0
Distribuição - Fornecimento/Suprimento	1.660.561	1.071.731	1.801.097	572.174	320.099	2.813.907
Distribuição - Energia Elétrica de Curto Prazo	44.959	0	0	0	0	314.833
Receita de Construção - Distribuição	199.227	151.776	121.967	59.792	16.827	283.747
Ativo e passivo regulatório (Parcela A - CVA)	162.254	67.188	-119.907	18.207	-8.671	-129.406
Outras Receitas Operacionais	138.032	809.355	108.979	17.639	10.757	263.157
Deduções a Receita Operacional	-720.200	-750.004	-700.370	-238.313	-84.969	-881.300
Despesas Operacionais	**-2.069.540**	**-1.633.979**	**-1.414.399**	**-434.765**	**-484.696**	**-5.486.123**
Pessoal, Material e Serviços	-272.565	-345.069	-259.666	-100.755	-98.402	-618.580
Energia comprada para revenda	-989.185	-878.431	-839.907	-180.140	-190.305	-2.035.246
Encargos sobre uso de rede elétrica	-17.613	-90.823	-74.340	-4.641	0	-78.502
Construção	-199.227	-151.776	-121.967	-59.792	-16.827	-283.747
Custo de produção de energia elétrica	0	0	0	-58.760	-129.360	37.309
Doações e Contribuições	-311	0	-196	0	0	0
Depreciação e Amortização	-36.557	-39.024	-33.937	-17.307	-10.910	-138.869
Provisões operacionais	-415.739	69.013	-61.879	42.232	-37.170	-2.368.754
Outras	-138.343	-197.869	-22.507	-55.602	-1.722	266
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	**-584.707**	**-283.933**	**-202.633**	**-5.266**	**-180.031**	**-2.821.185**
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS						
Receita de aplicações financeiras	7.624	15	4.543	542	554	2.893
Receitas de juros, comissões e taxas(financ. e empréstimos)	0	0	0	0	0	0
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	42.778	75.253	42.241	15.149	-75.610	81.689
Atualizações monetárias Ativa	500.295	17.161	66.686	24.364	35.399	1.051.112
Atualizações cambiais Ativa	0	0	0	0	0	0
Atualização de Ativo Regulatório (Parcela A - CVA)	8.948	-5.264	17.094	0	151	15.573
Outras receitas financeiras	-46.763	9.129	-3.166	2.574	24.202	33.503
Encargos de dívidas - Empréstimos e Financiamentos	-111.687	-191.749	-184.655	-37.030	-9.040	-236.492
Encargos de dívidas - Fornecedores	0	0	0	0	0	-1.884.658
Encargos de dívidas - Leasing	0	0	0	0	0	-303.381
Variação Monetária Passiva	-693.789	-93.079	-32.757	-122.994	-65.376	-4.017
Variação Cambial Passiva	0	0	524	0	0	0
Atualização de Passivo Regulatório (Parcela A - CVA)	-9.505	0	-9.161	0	-236	-2.212
Outras despesas financeiras	-37.087	-34.294	-20.255	-21.268	0	-711.357
RESULTADO FINANCEIRO	**-339.186**	**-222.828**	**-118.906**	**-138.663**	**-89.957**	**-1.957.347**
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES EM CONTROLADAS	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**-189.281**
RESULTADO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL, DO IMPOSTO DE RENDA	**-923.893**	**-506.761**	**-321.539**	**-143.929**	**-269.988**	**-4.967.813**
Imposto de renda e Contribuição social e Receita de incentivo fiscais	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES	**-923.893**	**-506.761**	**-321.539**	**-143.929**	**-269.988**	**-4.967.813**
Participação Minoritária	0	0	0	0	0	0
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**-923.893**	**-506.761**	**-321.539**	**-143.929**	**-269.988**	**-4.967.813**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

2017	FURNAS	CHESF	ELETROSUL	ENORTE	ENUCLEAR	CGTEE	ELETROPAR	Amazonas GT
FLUXO DE CAIXA 31/12/2017								
Atividades Operacionais								
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	2.024.426	1.225.512	510.539	1.810.481	-473.489	-1.170.463	50.313	-250.562
Depreciação e amortização	270.986	96.083	179.189	442.517	413.149	64.407	25	56.995
Atualizações monetárias líquidas	84.075	8.955	55.841	-62.629	6.500	0	0	2.596
Variações cambiais líquidas	7.865	0	31.370	32.380	27.550	-23	0	0
Encargos financeiros	843.268	280.196	403.277	568.044	76.847	444.648	0	248.431
Resultado da equivalência patrimonial	-20.701	27.167	-34.137	-70.705	0	0	-22.300	0
Provisão (reversão) para passivo a descoberto	0	0	0	0	0	0	0	0
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	102.998	21.703	4.848	138.901	-3.225	0	0	0
Provisão (reversão) para contingências	14.027	515.098	27.919	144.748	34.681	136.338	0	-14.340
Provisão (reversão) para plano de readequação de quadro de pessoal (PID)	0	0	0	0	0	0	0	0
Provisão (reversão) para perdas em investimentos	457.210	248.628	0	-208.157	0	0	0	0
Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos	408.010	-763.290	-304.584	-298.857	950.960	372.873	0	-58.103
Provisão (reversão) de contratos onerosos	-447.782	-95.320	0	-89.823	38.602	0	0	0
Provisão (reversão) para perda de ativo financeiro	0	0	0	0	0	0	0	0
Encargos da Reserva Global de Reversão	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajuste a valor presente / a valor de mercado	0	0	1.976	0	89.051	0	0	0
Participação minoritária no resultado	-17.246	0	0	0	0	0	0	0
Encargos financeiros incidentes sobre a remuneração dos acionistas	0	0	8.790	0	0	8.462	0	0
Receita de Ativo Financeiro	-2.876.801	-1.410.269	-487.885	-1.124.618	0	0	0	-23.855
Instrumentos Financeiros - Resultado líquido com Derivativos	0	0	0	-273.183	0	0	0	0
Outras	-209.481	221.590	-589.368	522.567	493.967	108.613	0	86.547
(Acréscimos) decréscimos nos ativos / passivos operacionais	**635.899**	**-154.285**	**268.735**	**244.123**	**-850.708**	**20.774**	**-15.952**	**279.032**
Caixa proveniente das atividades operacionais	**1.276.753**	**221.768**	**76.510**	**1.775.789**	**803.885**	**-14.371**	**12.086**	**326.741**
Pagamento de encargos financeiros	-1.485.251	-255.833	-510.554	-400.816	-293.485	-122	0	-93.612
Pagamento de encargos da Reserva Global de Reversão	0	0	0	0	0	0	0	0
Recebimento de encargos financeiros	82	0	73	0	0	0	0	0
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	339.760	60.499	11.980	21.218	0	0	5.489	0
Recebimento de receita anual permitida (ativo financeiro)	390.272	0	1.254.917	472.746	0	0	0	0
Recebimento de indenizações do ativo financeiro (RBSE)	1.555.847	975.039	0	482.186	0	0	0	0
Pagamento de contribuição social e imposto de renda	-855.771	-1.243	-190.423	-436.767	-75.436	0	-11.095	0
Pagamento de previdência complementar	-65.947	-229.909	-6.653	-146.499	0	0	0	0
Pagamento de passivos contingentes	0	-56.185	0	0	0	0	0	0
Pagamento de Depósitos Judiciais (Cauções e depósitos vinculados)	-21.162	465.110	-120.184	34.019	-1.163	-5.383	0	-60.801
Caixa líquido das atividades operacionais	**1.134.583**	**1.179.246**	**515.666**	**1.801.876**	**433.801**	**-19.876**	**6.480**	**172.328**
Atividades de Financiamento								
Empréstimos e financiamentos obtidos	361.000	503.040	690.000	530.635	571.100	8.577	0	152.767
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	-1.197.577	-644.303	-1.002.022	-930.687	-130.221	0	0	0
Pagamento de remuneração aos acionistas	-320.603	0	-54.950	0	0	0	-8.465	0
Pagamento de refinanciamentos de impostos e contribuições - principal	-135.545	0	-7.764	0	0	-8.859	0	0
Reposição da Reserva Global de Reversão	0	0	0	0	0	0	0	0
Recebimento de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC)	0	-60.228	0	0	0	38.900	0	0
Outros	19.292	154.025	0	0	0	0	0	0
Caixa líquido das atividades de financimento	**-1.273.433**	**-47.466**	**-374.736**	**-400.052**	**440.879**	**38.618**	**-8.465**	**152.767**
Atividades de Investimento								
Concessão de empréstimos e financiamentos	0	0	0	0	0	0	0	0
Recebimento de empréstimos e financiamentos concedidos	642.005	0	0	0	0	0	0	0
Aquisição de ativo imobilizado	-93.499	-338.026	-9.875	-28.299	-542.070	-14.432	0	-138.176
Aquisição de ativo intangível	-13.354	-6.957	-5.697	0	-9.859	-333	-10	0
Aquisição de ativos de concessão	-218.929	-357.525	-84.087	-106.672	0	0	0	-199.981
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-8.084	0	-102.040	254	0	0	0	0
Aquisição / Aporte de investimentos em participações societárias	-628.504	-361.330	-39.197	-589.861	0	0	3.364	0
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	447.468	-27.079	83.447	-666.330	-337.010	0	0	0
Caixa líquido das atividades de investimento	**127.103**	**-1.090.917**	**-157.449**	**-1.390.908**	**-888.939**	**-14.765**	**3.354**	**-338.157**
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	**-11.747**	**40.863**	**-16.519**	**10.916**	**-14.259**	**3.977**	**1.369**	**-13.062**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	**35.220**	**140.399**	**36.843**	**8.992**	**15.323**	**56.007**	**499**	**23.622**
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	**23.473**	**181.262**	**20.324**	**19.908**	**1.064**	**59.984**	**1.868**	**10.560**
	-11.747	**40.863**	**-16.519**	**10.916**	**-14.259**	**3.977**	**1.369**	**-13.062**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

2017	CEAL	CERON	CEPISA	RORAIMA	EACRE	AMAZONAS
FLUXO DE CAIXA 31/12/2017						
Atividades Operacionais						
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	-550.040	-907.014	-496.741	-181.665	-267.589	-2.600.910
Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:						
Depreciação e amortização	45.552	42.194	47.192	9.966	26.187	181.845
Atualizações monetárias líquidas	11.948	135.655	3.926	0	178.825	-270.748
Variações cambiais líquidas	309	0	0	0	0	-916
Encargos financeiros	212.398	165.846	223.834	25.648	46.025	2.309.733
Resultado da equivalência patrimonial	0	0	0	0	0	-861
Provisão (reversão) para passivo a descoberto	0	0	0	0	0	288.147
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	12.595	-892	318	29.919	7.236	315.794
Provisão (reversão) para contingências	392.187	87.032	95.289	10.412	-5.975	100.766
Provisão (reversão) para plano de readequação de quadro de pessoal (PID)	0	0	0	0	0	0
Provisão (reversão) para perdas em investimentos	0	0	0	0	0	0
Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos	-32.446	-10.729	18.075	-5.437	20.165	-63.610
Provisão (reversão) de contratos onerosos	-7.808	-24.068	-65.382	653	0	-812.694
Provisão (reversão) para perda de ativo financeiro	0	0	0	0	0	0
Encargos da Reserva Global de Reversão	0	0	0	0	0	0
Ajuste a valor presente / a valor de mercado	44	0	0	0	0	0
Participação minoritária no resultado	0	0	0	0	0	0
Encargos financeiros incidentes sobre a remuneração dos acionistas	0	0	0	0	0	0
Receita de Ativo Financeiro	0	0	0	0	0	0
Instrumentos Financeiros - Resultado líquido com Derivativos	0	0	0	0	0	0
Outras	1.075.841	98.001	0	43.356	43.891	826.601
(Acréscimos) decréscimos nos ativos / passivos operacionais	**-1.261.347**	**292.745**	**-81.726**	**-94.775**	**-72.467**	**-747.734**
Caixa proveniente das atividades operacionais	**-100.767**	**-121.230**	**-255.215**	**-161.923**	**-23.702**	**-474.587**
Pagamento de encargos financeiros	-980	-12.433	-43.206	-1.621	-3.670	-32.141
Pagamento de encargos da Reserva Global de Reversão	0	0	0	0	0	0
Recebimento de encargos financeiros	0	0	0	0	0	0
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	0	0	0	0	0	0
Recebimento de receita anual permitida (ativo financeiro)	0	0	0	0	0	0
Recebimento de indenizações do ativo financeiro (RBSE)	0	0	0	0	0	0
Pagamento de contribuição social e imposto de renda	0	0	0	0	0	0
Pagamento de previdência complementar	0	0	0	0	0	0
Pagamento de passivos contingentes	0	0	-53.920	0	-20.146	0
Pagamento de Depósitos Judiciais (Cauções e depósitos vinculados)	-22.828	-17.050	-20.636	-9.891	345	67.944
Caixa líquido das atividades operacionais	**-124.575**	**-150.713**	**-372.977**	**-173.435**	**-47.173**	**-438.784**
Atividades de Financiamento						
Empréstimos e financiamentos obtidos	333.607	301.658	474.993	175.125	109.482	795.808
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	-29.564	-19.330	-36.334	-2.141	-6.878	-57.623
Pagamento de remuneração aos acionistas	0	0	0	0	0	0
Reposição da Reserva Global de Reversão	0	0	0	0	0	0
Recebimento de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC)	0	0	50.955	0	0	-2.764
Pagamento de refinanciamentos de impostos e contribuições - principal	-10.414	0	0	0	0	0
Outros	0	0	0	0	-7.653	0
Caixa líquido das atividades de financimento	**293.629**	**282.328**	**489.614**	**172.984**	**94.951**	**735.421**
Atividades de Investimento						
Concessão de empréstimos e financiamentos	0	0	0	0	0	0
Recebimento de empréstimos e financiamentos concedidos	0	0	0	0	0	0
Aquisição de ativo imobilizado	-1.878	-981	-2.590	-4.158	-1.079	-13.158
Aquisição de ativo intangível	-6.657	-1.503	-4.531	-2.506	-5.996	-12.914
Aquisição de ativos de concessão	-114.762	-129.305	-103.169	-23.126	-21.602	-264.345
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	0	0	0	0	0	0
Aquisição / Aporte de investimentos em participações societárias	0	0	0	0	-1.654	0
Outros	3.453	0	0	0	-23.052	0
Caixa líquido das atividades de investimento	**-119.844**	**-131.789**	**-110.290**	**-29.790**	**-53.383**	**-290.417**
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	**49.210**	**-174**	**6.347**	**-30.241**	**-5.605**	**6.220**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	**21.804**	**18.706**	**5.200**	**35.598**	**16.006**	**71.343**
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	**71.014**	**18.532**	**11.547**	**5.358**	**10.401**	**77.563**
	49.210	**-174**	**6.347**	**-30.240**	**-5.605**	**6.220**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

2016	FURNAS	CHESF	ELETROSUL	ENORTE	ENUCLEAR	CGTEE	ELETROPAR	Amazonas GT
FLUXO DE CAIXA 31/12/2016								
Atividades Operacionais								
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	13.924.536	6.974.580	1.557.147	3.723.111	-4.075.676	-1.073.209	36.389	-312.392
Depreciação e amortização	280.276	101.753	181.249	461.730	397.637	77.924	26	63.246
Atualizações monetárias líquidas	101.338	-34.824	15.952	-242.633	7.262	-2.621	0	31.500
Variações cambiais líquidas	-87.628	0	-48.008	-82.885	50.338	-107	0	0
Encargos financeiros	1.234.125	200.688	409.561	632.081	94.865	411.684	0	247.829
Resultado da equivalência patrimonial	184.704	-456.751	-240.485	-144.074	0	0	-34.861	0
Provisão (reversão) para passivo a descoberto	0	0	0	0	0	0	0	0
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	23.868	110.711	555	336.210	3.225	0	0	0
Provisão (reversão) para contingências	122.270	287.179	27.129	-19.016	8.276	303.451	57	3.906
Provisão (reversão) para plano de readequação de quadro de pessoal (PID	0	0	0	0	0	0	0	0
Provisão (reversão) para perdas em investimentos	270.679	278.613	0	863.860	0	0	1.186	0
Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos	26.046	2.232.115	246.550	258.644	2.885.939	236.126	0	-85.809
Provisão (reversão) de contratos onerosos	-350.441	32.895	0	142.490	1.350.241	0	0	0
Provisão (reversão) para perda de ativo financeiro	0	0	0	0	0	0	0	0
Encargos da Reserva Global de Reversão	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajuste a valor presente / a valor de mercado	0	0	2.718	0	84.083	0	0	0
Participação minoritária no resultado	18.239	0	0	0	0	0	0	0
Encargos financeiros incidentes sobre a remuneração dos acionistas	0	0	5.418	0	0	10.504	0	0
Receita de Ativo Financeiro	-14.228.062	-9.521.652	-1.773.270	-3.967.726	0	0	0	0
Instrumentos Financeiros - Resultado líquido com Derivativos	0	0	0	-218.714	0	0	0	0
Outras	-363.409	181.182	-678.993	-355.304	396.860	-4.683	0	52.209
(Acréscimos) decréscimos nos ativos / passivos operacionais	400.116	-11.573	201.594	54.696	-443.015	-34.193	-2.315	92.697
Caixa proveniente das atividades operacionais	**1.556.657**	**374.916**	**-92.883**	**1.442.470**	**760.035**	**-75.124**	**482**	**93.186**
Pagamento de encargos financeiros	-1.312.298	-182.383	-242.223	-346.909	-214.290	-28.136	0	-96.806
Pagamento de encargos da Reserva Global de Reversão	0	0	0	0	0	0	0	0
Recebimento de encargos financeiros	312	0	222	0	0	0	0	0
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societária	174.796	85.805	2.894	55.612	0	0	6.548	0
Recebimento de receita anual permitida (ativo financeiro)	271.998	-320.831	960.752	464.211	0	0	0	0
Recebimento de indenizações do ativo financeiro (RBSE)	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagamento de contribuição social e imposto de renda	-252.424	-16.720	-1.160	-539.616	-116.621	0	-880	0
Pagamento de previdência complementar	-65.734	-120.161	-6.490	0	0	0	0	0
Pagamento de passivos contingentes	0	-108.324	0	-98.289	0	0	0	0
Pagamento de Depósitos Judiciais (Cauções e depósitos vinculados)	-218.738	-59.256	2.433	43.424	-5.541	-5.014	0	-5.949
Caixa líquido das atividades operacionais	**154.569**	**-346.954**	**623.545**	**1.020.903**	**423.583**	**-108.274**	**6.149**	**-9.569**
Atividades de Financiamento								
Empréstimos e financiamentos obtidos	1.746.621	652.974	748.371	757.180	611.000	0	0	180.334
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	-843.852	-340.165	-953.013	-701.258	-160.733	-74.804	0	-20
Pagamento de remuneração aos acionistas	0	0	-3.125	0	0	0	-5.361	0
Pagamento de refinanciamentos de impostos e contribuições - principal	-102.464	0	-18.633	0	0	0	0	0
Reposição da Reserva Global de Reversão	0	0	0	0	0	0	0	0
Recebimento de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC)	0	-182.564	7	0	0	241.824	0	0
Outros	0	0	0	0	0	0	127	0
Caixa líquido das atividades de financimento	**800.305**	**130.245**	**-226.393**	**55.922**	**450.267**	**167.020**	**-5.234**	**180.314**
Atividades de Investimento								
Concessão de empréstimos e financiamentos	0	0	0	0	0	0	0	0
Recebimento de empréstimos e financiamentos concedidos	32.596	0	0	0	0	0	0	0
Aquisição de ativo imobilizado	-106.531	-238.168	-101.223	-48.233	-947.389	-6.754	-10	-185.293
Aquisição de ativo intangível	-13.051	-4.410	-4.471	-1.608	-13.383	-1.175	0	0
Aquisição de ativos de concessão	-304.595	0	-87.964	-249.661	0	0	0	0
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-75.081	0	-284.437	-80.614	0	0	0	0
Aquisição / Aporte de investimentos em participações societárias	-1.053.830	-243.662	-127.483	-1.260.622	0	0	-5.794	0
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	588.739	469.481	211.779	502.272	95.361	0	0	0
Caixa líquido das atividades de investimento	**-931.753**	**-16.759**	**-393.799**	**-1.138.466**	**-865.411**	**-7.929**	**-5.804**	**-185.293**
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	**23.121**	**-233.468**	**3.353**	**-61.641**	**8.439**	**50.817**	**-4.889**	**-14.548**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	12.099	373.867	33.490	70.633	6.884	5.190	5.388	38.170
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	35.220	140.399	36.843	8.992	15.323	56.007	499	23.622
	23.121	**-233.468**	**3.353**	**-61.641**	**8.439**	**50.817**	**-4.889**	**-14.548**

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo I - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

2016	CEAL	CERON	CEPISA	RORAIMA	EACRE	AMAZONAS
FLUXO DE CAIXA 31/12/2016						
Atividades Operacionais						
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	-321.539	-923.893	-506.761	-269.988	-143.929	-4.967.813
Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:						
Depreciação e amortização	33.937	36.557	39.024	10.910	17.307	138.869
Atualizações monetárias líquidas	-33.929	193.494	3.460	0	98.630	-1.047.095
Variações cambiais líquidas	-524	0	0	0	0	0
Encargos financeiros	184.655	111.687	197.764	9.037	37.030	2.424.531
Resultado da equivalência patrimonial	0	0	0	0	0	189.281
Provisão (reversão) para passivo a descoberto	0	0	0	0	0	158.037
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	-57.246	7.849	-91.024	0	4.612	204.728
Provisão (reversão) para contingências	13.295	17.997	73.029	0	-2.936	639.347
Provisão (reversão) para plano de readequação de quadro de pessoal (PID)	0	0	0	0	0	0
Provisão (reversão) para perdas em investimentos	0	0	0	0	0	0
Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos	40.255	11.331	-116.400	0	-54.924	63.610
Provisão (reversão) de contratos onerosos	0	191.325	65.382	0	0	812.694
Provisão (reversão) para perda de ativo financeiro	0	0	0	0	0	0
Encargos da Reserva Global de Reversão	0	0	0	0	0	0
Ajuste a valor presente / a valor de mercado	-273	0	0	0	0	0
Participação minoritária no resultado	0	0	0	0	0	0
Encargos financeiros incidentes sobre a remuneração dos acionistas	0	0	0	0	0	0
Receita de Ativo Financeiro	0	0	0	0	0	0
Instrumentos Financeiros - Resultado líquido com Derivativos	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Outras	994.081	195.644	0	38.000	2.463	954.020
(Acréscimos) decréscimos nos ativos / passivos operacionais	**-995.869**	**261.910**	**-15.098**	**130.087**	**8.127**	**801.955**
Caixa proveniente das atividades operacionais	**-143.157**	**103.901**	**-350.624**	**-81.954**	**-33.620**	**372.164**
Pagamento de encargos financeiros	0	-22.328	-1.699	-2.760	-4.764	-32.924
Pagamento de encargos da Reserva Global de Reversão	0	0	0	0	0	0
Recebimento de encargos financeiros	0	0	0	0	0	0
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	0	0	0	0	0	0
Recebimento de receita anual permitida (ativo financeiro)	0	0	0	0	0	0
Recebimento de indenizações do ativo financeiro (RBSE)	0	0	0	0	0	0
Pagamento de contribuição social e imposto de renda	0	0	0	0	0	0
Pagamento de previdência complementar	0	0	0	0	0	0
Pagamento de passivos contingentes	0	0	-23.260	0	0	0
Pagamento de Depósitos Judiciais (Cauções e depósitos vinculados)	0	-38.407	0	0	0	-632.456
Caixa líquido das atividades operacionais	**-143.157**	**43.166**	**-375.583**	**-84.714**	**-38.384**	**-293.216**
Atividades de Financiamento						
Empréstimos e financiamentos obtidos	138.209	167.482	202.010	58.378	60.161	498.287
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	-42.224	-33.402	-1.754	-3.114	-8.504	-42.734
Pagamento de remuneração aos acionistas	0	0	0	0	0	0
Reposição da Reserva Global de Reversão	0	0	0	0	0	0
Recebimento de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC)	159.155	0	295.402	80.089	56.675	117.446
Pagamento de refinanciamentos de impostos e contribuições - principal	-11.782	0	0	0	0	0
Outros	0	0	0	0	0	938
Caixa líquido das atividades de financimento	**243.358**	**134.080**	**495.658**	**135.353**	**108.332**	**573.937**
Atividades de Investimento						
Concessão de empréstimos e financiamentos	0	0	0	0	0	0
Recebimento de empréstimos e financiamentos concedidos	0	0	0	0	0	0
Aquisição de ativo imobilizado	-2.752	-3.845	-4.132	-5.562	-311	-36.017
Aquisição de ativo intangível	-7.129	-8.944	-4.183	-1.929	-2.200	-16.593
Aquisição de ativos de concessão	-92.529	-171.151	-115.769	-11.236	-69.932	-225.103
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	0	0	0	0	0	0
Aquisição / Aporte de investimentos em participações societárias	0	0	0	0	0	0
Outros	1.212	0	0	0	0	84
Caixa líquido das atividades de investimento	**-101.198**	**-183.940**	**-124.084**	**-18.727**	**-72.443**	**-277.629**
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	**-997**	**-6.694**	**-4.009**	**31.912**	**-2.495**	**3.092**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	**22.801**	**25.400**	**9.209**	**3.686**	**18.501**	**68.251**
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	**21.804**	**18.706**	**5.200**	**35.598**	**16.006**	**71.343**
	-997	**-6.694**	**-4.009**	**31.912**	**-2.495**	**3.092**

CHESF

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 88,7% superior ao apurado no 4T16, passando de um prejuízo de R$ 1.942,8 milhões no 4T16 para um lucro de R$ 220 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida apresentou, no 4T17, um aumento de 1,9% em relação ao 4T16, passando de R$ 1.184,6 milhões no 4T16 para R$ 1.207,6 milhões no 4T17. Salienta-se que as variações de cada conta de receita estão detalhas abaixo:

Receita Bruta - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Geração				
Suprimento	21.471	32.897	-34,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) decorrente do movimento nos contratos de leilões realizados no ACL - Ambiente de Contratação Livre, em função da sazonalização da compra de energia em 2017 e do reajuste anual.
Fornecimento	234.492	227.555	3,0	A variação se deve, principalmente, aos seguintes motivos: (i) ajustes nos contratos prorrogados com os consumidores industriais e reajuste anual.
Energia de Curto Prazo (CCEE)	-56.237	12.027	-567,6	A variação se deve principalmente aos seguintes motivos: (i) Em decorrência principalmente de estratégia de sazonalização e alocação de mais energia no 1º semestre de 2017, além das variações de mercado (PLD, GSF, Portfólio de contratos, etc).
Receita O&M - Usinas Renovadas Lei 12.783/2013	310.460	270.662	14,7	A variação se deve principalmente aos seguintes motivos: (i) variação do % de reajuste anual da RAG (2017 x 2016); (ii) investimentos realizados nas instalações de geração renovadas, parcialmente compensada pela: (iii) alteração na tarifa CFURH em 2017, que compõe a receita de cotas das usinas renovadas e (iii) frustração da previsão da receita financeira ocasionada pela difrença entre a taxa de remuneração utilizada na previsão e a taxa efetivamente realizada.
Receita de Construção de Geração	5.123	9.551	-46,4	Sem efeito no resultado devido a equivalente valor em despesa de construção, porém a variação se deve em razão dos investimentos realizados em usinas que tiveram sua concessão renovada.
Retorno do Investimento	12.601	84.449	-85,1	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) início do reconhecimento da atualização do ativo financeiro relativos aos novos investimentos feitos nas concessões de geração renovada, nos termos da Lei 12.783/2013, ocorrido no final de 2016.
Transmissão				
Receitas de LT Renovadas pela Lei 12.783/2013	339.164	225.998	50,1	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) a atualização da RAP - Receita Anual Permitida das concessões referentes as Linhas de Transmissão prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2012, e (ii) a investimentos relativos a reforços de linhas no sistema de transmissão.
O&M LT não renovadas	23.761	33.917	-29,9	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajuste anual da RAP - Receita Anual Permitida e (ii) investimentos relativos a reforços de linhas no sistema de transmissão, e (iii) indisponibilidades do sistema ocorridas no período e rateios de antecipação, principalmente nas LTs:JARDIM/PENEDO e ARAPIRACA III e TAUÁ-MILAGRES.
Receita de Construção de Transmissão	253.587	71.868	252,9	Sem efeito no resultado devido a equivalente valor em despesa de construção.
Receitas de retorno do investimento em transmissão	287.734	394.236	-27,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) registro da remuneração incidente sobre o referido ativo financeiro, principalmente os decorrente da RBSE, de cerca de R$ 264 milhões, sendo que a diminuição é decorrente de iníco da amorztiação do ativo com os pagamentos, portanto, a base de incidência de remuneração diminui.
Outras Receitas	10.326	6.042	70,9	A variação se deve principalmente ao seguinte motivo: (i) diminuição da prestação de serviços de manutenção.
Deduções às Receitas Operacionais	-234.900	-184.539	27,3	A variação se deve principalmente aos seguintes motivos: (i) registro de PIS/COFINS, decorrente principalmente do aumento da RAP, entre as datas comparadas; (ii) registro do ICMS, decorrente do aumento da receita de fornecimento, entre as datas comparadas
ROL	**1.207.582**	**1.184.663**	**1,9**	

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, redução de 63,5% em relação ao 4T16, passando de R$ 3.573 milhões no 4T16 para R$ 1.303 milhões no 4T17, apresentando as variações listadas abaixo:

PMSO - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	
Pessoal	**-357.069**	**-281.283**	**26,9**	A variação se deve principalmente em razão dos seguintes fatores: (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018 com efeito de 9,2% por cento a partir do 4T16, para ao período de 2016-2017 e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017. No período, houve o registro de R$ 0,6 milhão referente à provisão adicional do PAE (Plano de Aposentadoria Extraordinário). (ii) ao aumento de gastos com benefícios, no montante de R$ 3,5 milhões, (iii) redução de R$ 1,7 milhão referente a periculosidade, conforme diretrizes do PDNG 2018-2022.
Material	**-8.625**	**-7.004**	**23,1**	A variação se deve principalmente em razão dos seguintes fatores: (i) aumento dos gastos com combustíveis e lubrificantes, de R$ 0,3 milhão e (ii) aumento nos gastos com materiais de veículos/aeronaves, de R$ 1,2 milhão.
Serviços	**-63.829**	**-77.186**	**-17,3**	A variação se deve principalmente em razão dos seguintes fatores: (i) redução nos custos/despesas com manutenção e conservação de equipamentos, na ordem de R$ 0,6 milhões, e redução nos gastos com auditoria/consultoria, R$ 0,9 milhão.
Outros	**-55.880**	**-104.196**	**-46,4**	
Doações e contribuições	-2.630	-4.820	-45,4	A variação se deve principalmente ao seguinte motivo: (i) registro de ajuste do laudo atuarial - Benefícios pós emprego.
Outras despesas operacionais	-53.250	-99.376	-46,4	
TOTAL PMSO	**-485.403**	**-469.669**	**3,4**	

Custos Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	
Energia Comprada para Revenda	**-83.380**	**-71.381**	**16,8**	A variação se deve principalmente ao seguinte motivo: (i) liquidações da CCEE. (ii) reajuste de preços de contratos, a partir de jan/2017, (iii) agravamento da situação hidrológica.
Combustível	**0**	**0**	**0,0**	
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	**-155.351**	**-177.700**	**-12,6**	A variação se deve principalmente em razão dos seguintes fatores: (i) variação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) ocorrido a partir do segundo semestre de 2016.
Despesa de Construção	**-258.710**	**-81.419**	**217,8**	Sem efeito no resultado devido a equivalente valor em receita de construção.
Depreciação e Amortização	**-23.187**	**-25.912**	**-10,5**	Sem variação relevante.

Provisões Operacionais	4T17	4T16	Variação (%)	
Provisões Operacionais	**-295.235**	**-2.747.003**	**-89,3**	A variação se deve principalmente em razão dos seguintes fatores: (i) constituição de provisão de impairment/contrato oneroso em 2016, sem comparativo em 2017, pois neste exercício houve o registro de reversão ocorrido no 3T17; (ii) provisão de R$ 515 milhões em contingências, tendo como destaque a provisão GSF, no montante de R$ 358,0 milhões.

Resultado Financeiro - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	
Receitas de Aplicações Financeiras	**5.629**	**9.778**	**-42,4**	A variação se deve principalmente ao seguinte motivo: (i) redução das aplicações financeiras para cumprimento de obrigações da Companhia.
Encargos de Dívida	**-64.240**	**-77.254**	**-16,8**	A variação se deve principalmente em razão dos seguintes fatores: (i) novos financiamentos contratados após 4T16 no montante de R$ 572 milhões, junto a Eletrobras.
Acréscimo Moratório sobre energia vendida	**31.312**	**25.874**	**21,0**	A variação se deve principalmente em razão dos seguintes fatores: (i) recálculo da atualização de dívida da Rio Doce Manganês.
Variação Cambial Líquida	**0**	**0**	**-**	Não aplicável
Atualização Monetária Líquida	**-14.143**	**2.561**	**-652,2**	A variação se deve principalmente em razão dos seguintes fatores: (i) movimentação de depósitos judiciais, (ii) apropriação de encargos contratuais de dívidas com fornecedores; (iii) atualização de empréstimos obtidos, atualização de multa por atraso de aporte em SPE.
Outras Receitas/Despesas Financeiras	**-19.336**	**22.248**	**-186,9**	A variação se deve principalmente aos seguintes motivos: (i) atualização de saldo negativo de IR/CSLL, no montante de R$ 6,8 milhões; (ii) auto de infração da Aneel; (iii) a atualização de valores a ressarcir a Eletrobras, decorrentes da Lei 12.873/13 (RBNI); e (iv) correção de multa por atraso de aporte em SPEs.

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

Participações Societárias (Equivalência) - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	
Participações Societárias (Equivalência)	**-109.916**	**378.246**	**-129,1**	A variação se deve principalmente em razão do seguinte fator: (i) o resultado das SPEs geradoras tendo como destaque a variação no resultado apurado nas SPEs: ESBR Participações (ganho de R$ 353,0 milhões, no 4T16, contra ganho de R$ 7,8 milhões no 4T17). Cabe destacar o resultado negativo com a SPEs SINOP, no montante de R$ 105,0 milhões, decorrente do registro de impairment na SPE.

Imposto de Renda e CSLL - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	
Imposto de Renda e CSLL				
IR e CSLL corrente	**-97.095**	**8.986**	**-1.180,5**	A variação se deve principalmente em razão do seguinte fator: (i) aumento da receita decorrente do reconhecimento e remuneração do ativo financeiro da RBSE, conforme Portaria MME 120, a ser paga de forma diferida conforme recebimento.
IR e CSLL diferido	**98.259**	**73.979**	**32,8**	
Incentivos fiscais	**45.166**	**1.118**	**3.940**	A variação se deve principalmente em razão do seguinte fator: (i) em 2016, as operações da Companhia não resultaram em lucro exploração na Controladora. Consequentemente, não possibilitou a obtenção do incentivo fiscal no 4T16, às operações da Controladora geraram lucro da exploração no 4T17.

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

ELETRONORTE

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 288% superior ao apurado no 4T16, passando de um prejuízo de R$ 271,9 milhões no 4T16 para um lucro de R$ 511 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida apresentou, no 4T17, uma redução de 0,8% em relação ao 4T16, passando de R$ 1.540,6 milhões em 4T16 para R$ 1.528,3 milhões em 4T17. As variações de cada conta de receita estão detalhas abaixo:

Receita Bruta	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Geração				
Suprimento	**838.812**	**816.416**	**2,7**	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajuste dos preços, que é uma modalidade de faturamento fortemente impactada pelos faturamentos da Albras e a South 32, os dois maiores contratos da companhia. Estes contratos possuem particularidades como dependência de cambio, preço de alumínio no mercado internacional (LME) e prevê reembolso dos encargos setoriais até limite estabelecido em contrato.
Fornecimento	**349.496**	**296.338**	**17,9**	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajuste dos preços e por ser uma modalidade de faturamento fortemente impactada pelos faturamentos da Albras e a South 32, os dois maiores contratos da companhia. Estes contratos possuem particularidades como dependência de cambio, preço de alumínio no mercado internacional (LME) e prevê reembolso dos encargos setoriais até limite estabelecido em contrato
Energia de Curto Prazo (CCEE)	**91.776**	**104.142**	**-11,9**	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) menor aquisição na CCEE para atender os compromissos contratuais da Companhia, (ii) encerramento do contrato ACR, com volume de cerca de 1.073 MW médios, em dezembro de 2016 e parte dessa energia passou a ser comercializada no curto prazo.
Receita O&M - Usinas Renovadas Lei 12.783/2013	**3.683**	**3.886**	**-5,2**	A variação se deu, principalmente, em razão do: (i) menor disponibilidade da usina de Coaracy Nunes no 4T17.
Receita de Construção de Geração	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável.
Transmissão				
Receitas de LT não renovadas	**-5.112**	**4.245**	**-220,4**	A variação se deu, principalmente, em razão da: (i) ajuste na incorporação da Linha Verde Transmissão de Energia S.A.
O&M LT renovadas pela Lei 12.783/2013	**121.370**	**113.429**	**7,0**	A variação se deu, principalmente, em razão do: (i) reajuste de tarifa.
Receitas de retorno do investimento em transmissão	**302.326**	**300.191**	**0,7**	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) registro da remuneração incidente sobre o referido ativo financeiro, principalmente da remuneração da RBNIA (R$ 18 milhões) já que a maioria dos contratos sofreram TIR negativa
Receita de Construção de Transmissão	**18.712**	**28.154**	**-33,5**	Sem efeito no resultado devido à despesa equivalente, mas é decorrente de: (i) menores investimentos em 2016; (ii) a incorporação da Linha Verde Transmissão de Energia S.A.
Outras receitas	**96.357**	**99.377**	**-3,0**	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução na prestação de serviços compartilhamento infraestrutura.
Deduções às Receitas Operacionais	**-289.071**	**-225.536**	**-33,5**	A variação se deu, principalmente, em razão dos: (i) aumento de encargos com PIS, COFINS e PASEP, P&D que incidem diretamente no faturamento da Companhia.
ROL	**1.528.349**	**1.540.642**	**-0,8**	A variação se deu em razão dos fatores supracitados.

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, redução de 61% em relação ao 4T16, passando de uma despesa de R$ 2.415 milhões para R$ 939 milhões, apresentando às variações listadas abaixo:

PMSO	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Pessoal	-403.048	-427.602	-5,7	A variação se deve, principalmente, em razão dos seguintes fatores: (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018, com efeito de 9% por cento a partir do 4T16, referente ao período de 2016-2017, em razão de dissídio coletivo, e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017, compensados por: política de redução de custos da Companhia conforme PDNG 2018-2022.
Material	-6.844	-6.589	3,9	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) Aumento da aquisição de peças de reposição para suprimento das necessidades operacionais da companhia
Serviços	-72.295	-97.470	-25,8	A variação se deu, principalmente, em razão dos seguintes motivos: (i) encerramento do contrato de prestação de serviço de mão de obra terceirizada ocorrido em dezembro de 2016.
Outros	-69.895	-64.085	9,1	
Doações e contribuições	-363	-2.585	-86,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) obrigações legais e sociais que a companhia desenvolve principalmente em Tucuruí onde há diversos programas sociais em que a empresa participa ativamente
Outras despesas operacionais	-69.532	-61.500	13,1	
TOTAL PMSO	**-552.082**	**-595.746**	**-7,3**	A variação se deu em razão dos fatores explicados acima.

Custos Operacionais	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Energia Comprada para Revenda	**-133.957**	**-46.944**	**185,4**	A variação se deu, principalmente, em razão da: (i) necessidade de compras para cumprimento dos contratos da Companhia.
Combustível	**0**	**0**	**0,0**	Nao aplicável.
(-) Recuperação Subvenção CCC	**0**	**0**		
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	**-141.747**	**-137.525**	**3,1**	A variação se deu, principalmente, em razão do: (i) aumento da receita que está diretamente atrelada aos encargos do uso da rede elétrica.
Despesa de Construção	**-18.712**	**-28.154**	**-33,5**	A variação se deu, principalmente, em razão da: (i) decorrente da redução dos investimentos em construção e também decorrente da incorporação da Linha Verde Transmissora de Energia Elétrica -LVTE.
Despesas de Remuneração e Ressarcimento	**0**	**0**	**0,0**	Nao aplicável
Depreciação e Amortização	**-107.968**	**-124.233**	**-13,1**	A variação se deu, principalmente, em razão do: (i) decorrente da depreciação e amortização que incide sobre o imobilizado e intangível da Companhia.

Provisões Operacionais	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	30.976	**-1.482.811**	**102,1**	A variação se deu, principalmente, em razão da: (i) Em 2016 houve impairment das SPEs NBTE no valor de R$ 323 milhões, MTE R$ 202 milhões, SINOP R$ 177 milhões, BMTE 160 milhões, LVTE R$ 185 milhões. Em 2017 houve um imparment complementar nas respectivas SPEs' no montante de R$ 31 milhões, além de Taxa Pará no total de R$ 530 milhões.

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

Resultado Financeiro	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Receitas de Aplicações Financeiras	25.769	17.403	48,1	A variação se deu, principalmente, em razão dos: (i) rendimentos de aplicação financeira com Títulos e valores mobiliários
Encargos de Dívida	-110.075	-149.410	-26,3	A variação se deu, principalmente, em razão do: (i) quitação de um contrato com a eletrobras no valor de R$ 200 milhões, (ii) amortização de dívidas em outros contratos com a Holding e instituições financeiras.
Acréscimo Moratório sobre energia	20.077	-98.993	-120,3	A variação se deu, principalmente, em razão da: (i) aplicação de penalidades sobre a venda de energia pela Companhia, sendo parte significativa sobre o os créditos da Distribuidora Boa Vista Energia.
Variação Cambial Líquida	-22.259	57	-39150,9	A variação se deu, principalmente, em razão da: (i) variação da moeda americana.
Atualização Monetária Líquida	33.129	147.284	-77,5	A variação se deu, principalmente, em função de: (i) atualização da dívida da CERON que está sendo atualizada pela taxa Selic. No entanto, com a queda da Selic houve redução nas atualizações; (ii) redução do índice IPCA que indexa os contratos da Companhia.
Outras Receitas/Despesas Financeiras	-69.810	4.214	-1756,6	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) encargos com a dívida e atualização dos dividendos referente aos créditos dados em dação de pagamento junto a Holding.
Ganhos / Perdas com Derivativos	-30.518	112.045	127,2	A variação se deu, principalmente, em razão do: (i) Variação apresentada decorre da desvalorização do dólar frente ao real de 1,4%, que foi compensada pela valorização de 21,2% no preço da tonelada do alumínio cotado em US$ 1.722 em dezembro de 2016 contra US$ 2.087 em dezembro de 2017, o que contribuiu para o aumento na expectativa do valor justo para os derivativos no período analisado.

Participações Acionárias	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Participações Acionárias	-30.281	-46.909	-35,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) desempenho das SPE's, apurados por meio da equivalencia patrimonial, com destaque para Norte Energia no valor líquido de (R$ 21 milhões), Sinop (R$ 105 milhões).

Imposto de Renda e CSLL	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
IR e CSLL correntes	-156.220	-73.958	111,2	A variação se deu, principalmente, em razão do: (i) início do recebimento do ativo financeiro da RBSE, em agosto de 2017, conforme Portaria MME 120, (ii) reconhecimento do ativo fiscal diferido sobre prejuízo fiscal e base negativa da CSLL em 2016.
IR e CSLL diferidos	155.429	595.022	-73,9	
Receita de Incentivos Fiscais	106.730	96.113	11,0	A variação se deu, principalmente, em razão do: (i) maior aproveitamento dos créditos de incentivo fiscal, em decorrência da política regionalizada para empresas que se instalaram na região e cumpre os requisitos estabelecidos na Lei do Estado por meio da SUDAM.

FURNAS

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 105% inferior ao apurado no 4T16, passando de um lucro de R$ 415,5 milhões no 4T16 para um prejuízo de R$ 21,5 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional - Empresas de Geração e Transmissão

A Receita Operacional Líquida apresentou, no 4T17, um aumento de 3,7% em relação ao 4T16, passando de R$ 2.224 milhões no 4T16 para R$ 2.307,1 milhões no 4T17. As variações de cada conta de receita estão detalhas abaixo:

Receita Bruta	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Geração				
Suprimento	880.994	968.096	-9,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i)sazonalização; (ii) término do Produto 2009/2016; e (iii) reduções de energia de CCEAR's via MCSD. Essas reduções no ACR foram compensadas parcialmente pelo aumento das venda de energia no ACL (variação de R$ 89 milhões no 4T, considerando apenas o suprimento).
Fornecimento	106.732	22.594	100,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) vendas de energia à consumidores industriais pela Lei 13.182/2015 (UHE Itumbiara), fato ocorrido em 2016 somente a partir do mês de novembro.
Energia de Curto Prazo (CCEE)	101.924	48.569	109,9	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) diferenças no Portfólio de contratos de compra e venda de energia e seus consequentes impactos na Liquidação do Mercado de Curto Prazo, em função das variações entre os períodos, dentre outras, das Sazonalizações (recursos e requisitos), PLD's, energia gerada/alocada, GSF's, bem como o seus consequentes impactos nos resultados do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).
Receita O&M - Usinas Renovadas Lei 12.783/2013	214.107	218.501	-2,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) variação da COELBA de (R$ 1.894 mil), Light (R$1.533 mil) e demais empresas (R$ 967 mil).
Receita de Construção de Geração	19.238	- 85.126	122,6	Sem efeito no resultado devido ao equivalente valor em despesa de construção, porém a variação se deve em razão de variação do Ativo Financeiro de Geração da UHE Corumba R$ 108.425 mil, UHE Funil (R$ 1.396 mil), UHE Furnas (R$ 364 mil), UHE LCB de Carvalho R$ 137 mil, UHE Marimbondo (R$ 1.416 mil), UHE Porto Colombia (R$ 1.022 mil).
Transmissão				
Receitas de LT não renovadas	8.670	9.352	-7,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i)variação em Furnas R$ 36,4 milhões, sendo um aumento referente ao CT 062.2001 de R$ 37 milhões e uma redução nos demais contratos em (R$ 0,48 milhão). (ii) Houve também um aumento referente a SPE Transenergia Goias em R$ 1.087 milhão.
O&M LT renovadas pela Lei 12.783/2013	336.696	297.320	13,2	
Receitas de retorno do investimento em transmissão	747.210	712.522	4,9	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) atualizações monetárias em função da RBSE e (ii) uma redução nos demais contratos de transmissão em (R$ 16 milhões), além disso houve também variação de saldo na SPE Transenergia Goias, controlada por Furnas no montande de (R$ 760 mil).
Receita de Construção de Transmissão	15.006	138.966	-89,2	Sem efeito no resultado devido ao equivalente valor em despesa de construção, porém a variação ocorreu devido à redução referente ao CT 062.2001 no valor de R$ 329,5 milhões e SPE Transenergia Goias em R$ 7,7 milhões, o que foi compensado por um aumento nos demais contratos no valor R$ 208 milhões.
Outras receitas	269.027	159.835	68,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento na rubrica Ganhos Atuariais em R$ 99 milhões ; ii) aumento do saldo com receita de prestação de serviços de comunicação de R$ 90,7 milhões, dos quais R$ 89 milhões referem-se à Eletrobras Participações pela utilização de cabeamento de fibra ótica (contrato com a Eletropar de 1999) onde Furnas entende o direito da cobrança e; iii) redução na rubrica Outras Receitas-Prestação de Serviços no País (R$ 81,6 milhões).
Deduções às Receitas Operacionais	- 392.488	- 266.447	47,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) valores de PIS/COFINS de R$ 81 milhões, incidentes no recebimento de indenizações da RBSE em 2017.
ROL	**2.307.116**	**2.224.182**	**3,7**	

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, um aumento de 54,2% em relação ao 4T16, passando de R$ 1.430 milhões para R$ 2.205 milhões, apresentando às variações listadas abaixo:

PMSO	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Pessoal	-445.836	-367.123	21,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018 com efeito de 9,2% por cento a partir do 4T16, para ao período de 2016-2017 e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017; (ii) aumento na rubrica Provisão - Acordo Judicial ASEF (Associação dos Empregados de Furnas) do do Plano BD da Fundação Real Grandeza – FRG no montante de R$ 56 milhões que foi parcialmente compensado por redução Pagamentos de Reclamações Trabalhistas em R$ 10 milhões.
Material	-8.809	-10.219	-13,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) esforço da companhia para redução de custos, gerando uma variação dos custos com materiais diversos no montante de R$ 1,4 milhões, conforme PDNG 2018-2022.
Serviços	-278.476	-274.523	1,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento na rubrica Serviço de Terceiros-Mão de Obra Contratada em R$ 15,4milhões, (ii) redução de benefício em R$ 10,8 milhões.
Outros	-110.201	-128.043	-13,9	
Doações e contribuições	-15.576	-4.108	279,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) Aumento dos saldos com as doações incentivadas pela Lei Rouanet de R$ 3,5 milhões, CEPEL R$ 2,6 milhões0 além de outras contribuições sociais no montante de R$ 5,2 milhões para ONS, CCEE, Fundo a Infância e Adolescência.
Outras despesas operacionais	-94.625	-123.935	-23,6	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução na Provisão para Perdas investimentos em SPEs de (R$ 9 milhões); ii) Perda atuarial (R$ 8 milhões) e; iii) Perdas na desativação de bens e direitos (R$ 6 milhões).
TOTAL PMSO	**-843.322**	**-779.908**	**8,1**	

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

Custos Operacionais	4T17	4T16	Variação (%)	
Energia Comprada para Revenda	-164.247	-146.057	12,5	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento no saldo com a Cia Hidrelétrica Tele Pires em (R$ 13,7 milhões), CPFL-G (R$ 6,6 milhões), Produtores energético Manso (R$ 89 mil) e (ii) créditos com COFINS R$ 1,5 milhões e PASEP R$ 338 mil.
Combustível	-194.189	-89.858	116,1	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento da geração de energia via Usina Termoelétrica de Santa Cruz.
(-) Recuperação Subvenção CCC	0	0		
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	-149.371	-130.694	14,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento do saldo a CHESF (R$ 1,6 milhões), CTEEP (R$ 6,3 milhões), ELETRONORTE (R$ 3,9 milhões), CEEE-GT (R$ 1 milhão), CEMIG - GT (R$ 2,5 milhões) e (ii) Reduções referente à TAESA R$ 2 milhões, EATE R$ 1,8 milhões e CIEN R$ 1 milhão, (iii) variação no saldo de créditos com COFINS R$ 1,5 milhões e PASEP R$ 339 mil.
Despesa de Construção	-34.244	-53.840	-36,4	Sem efeito no resultado devido ao equivalente valor em receita de construção, porém redução se deu devido à variação do AFG da UHE Corumba de (R$ 108,4 milhões), UHE Funil R$ 1,3 milhões, UHE Furnas R$ 364 mil, UHE LCB de Carvalho (R$ 137 mil), UHE Marimbondo R$ 1,4 milhões, UHE Porto Colombia R$ 1 milhão, (ii) impacto em função do CT 062.2001 no valor de R$ 329,5 milhões e nos demais contratos no valor de (R$ 208,8 milhões e SPE Transenergia Goias em R$ 7,7 milhões.
Despesas de Remuneração e Ressarcimento (Utilização de recursos hídricos)	0	0	0,0	Não aplicável
Depreciação e Amortização	-69.690	-81.710	-14,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) imobilizações de novos ativos e ao ajuste de depreciação do VNR (Valor Novo de Reposição).

Provisões Operacionais	4T17	4T16	Variação (%)	
	- 720.038	- 148.286	- 385,57	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reversão de saldo com Contrato Oneroso de R$ 255 milhões, dos quais: a) Constituições: i) Contrato 062 (R$ 635 milhões); b) Reversões: i) Marimbondo R$ 186,7 milhões; ii) Estreito R$ 129,5 milhões; iii) Funil R$ 44 milhões e iv) na UTE Santa Cruz R$ 19,5 milhões; 2) Impairment no montante de (R$ 11,4 milhões) dos quais: a) Constituição: i) Simplício (R$ 148 milhões); ii) Batalha (R$ 37 milhões) e iii) Mascar-Linhares (R$ 26 milhões) e; b) Reversão: Serra da Mesa R$ 199 milhões; 3) Contingências: Constituição (R$ 32 milhões); 4) PECLD Constituição de (R$ 97 milhões) e 5) Constituição de provisão para perda com Investimentos SPEs (R$ 212 milhões). SPEs consolidadas por FURNAS: Contrato Oneroso Reversão R$ 112 milhões composto por: Constituição Energia dos Ventos 05 a 09 (R$ 49 milhões) e Reversão Brasil Ventos R$ 161 milhões. Impairment Reversão R$ 27 milhões composto por: Constituição Energia dos Ventos 05 a 09 (R$ 11 milhões), Transenergia Goiás (R$ 19 milhões) e Reversão Brasil Ventos R$ 57 milhões. Provisão Perda Ativo Financeiro SPE Transenergia Goias (R$ 102 milhões)

Resultado Financeiro	4T17	4T16	Variação (%)	
Receitas de Aplicações Financeiras	3.739	11.134	-66,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) diminuição no saldo de aplicações financeiras no Banco do Brasil e Caixa Econômica no período.
Receitas de Financiamentos Empréstimos	834	16.605	-95,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) diminuição da renda de encargos sobre refinanciamento de energia elétrica (R$ 15,7 milhões)
Encargos de Dívida	-203.991	-276.879	-26,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução endividamento no período.
Acréscimo Moratório sobre energia	2.665	4.662	-42,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução de inadimplência de clientes em R$ 2,4 milhões.
Variação Cambial Líquida	-15.973	7.037	-327,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) desvalorização cambial de Empréstimos Obtidos em Moeda Estrangeira de Longo Prazo com o BID (dolar) e Eximbank (Yen) no valor total de R$ 10,4 milhões assim como (ii) e pela reclassificação contábil para receita de variação combial sobre empréstimos longo prazo no valor de (R$ 13,3 milhões), que em 2016 era reconhecida com a crédito de despesa de variação cambial passiva.
Atualização Monetária Líquida	-12.245	17.605	169,6	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução das variação monetária sobre Refinanciamento de Energia Elétrica no valor de R$ 9,6 milhões, (ii) atualização monetária sobre saldo negativo de IRPJ/CSSL no valor de R$ 6 milhões, (iii) variação monetária sobre depósitos vinculados a Letígio-Recursal de R$ 5,3 milhões; (iv) redução na despesa de variação monetária em consequência da flutuação das taxas de juros (SELIC, IPCA, TJLP); Por outro lado houve aumento da: (v) Variação Monetaria passiva referente Refinanciamento de Energia devido a desvalorização do IGPM (-1,45%) no valor de R$ 18.6 milhões; (vi) contabilização da Atualizaçãp da RBNI - Despacho ANEEL 084/2017 a partir de março/2017 no valor total de R$ 3,5 milhões.
Outras Receitas/Despesas Financeiras	-23.241	-32.530	-28,6	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução com fornecimento de material (R$ 4,3 milhões), (ii) Multas Contratuais (R$ 1,4 milhão), (iii) redução de atualização moentária REFIS em R$ 12 milhões , (iv) IOF sobre emprestimos de R$ 3,1 milhões.
Ganhos / Perdas com Derivativos	0	0		Não aplicável

Participações Societária	4T17	4T16	Variação (%)	
	55.751	-263.445	-121,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento na equivalência patrimonial das empresas: Itaguaçu da Bahia Energias Renováveis R$ 117,3 milhões, São Manoel R$ 102 milhões e Madeira Energia R$ 32,4 milhões

Imposto de Renda e CSLL	4T17	4T16	Variação (%)	
IR e CSLL correntes	-130.214	-14.065	825,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reversão de contingência tributária/consolidação REFIS; e (ii) recebimento da indenização RBSE.
IR e CSLL diferidos	201.237	133.543	50,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) passivo diferido constituido sobre a remuneração financeira da indenização de ativos RBSE. Em 2016 calculou-se sobre o montante total R$ 14.031 milhões, ja em 2017, a atualização vem sendo realizada apenas sobre a parcela controversa.
Receita de Incentivos Fiscais	0	0	0,0	Não aplicável

ELETROSUL

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 157% inferior ao apurado no 4T16, passando de um lucro de R$ 219 milhões no 4T16 para um prejuízo de R$ 124 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida apresentou, no 4T17, um aumento de 21,3% em relação ao 4T16, passando de R$ 459,7 milhões em 4T16 para R$ 557,6 milhões em 4T17. As variações de cada conta de receita estão detalhas abaixo:

Receita Bruta	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Geração				
Suprimento	**263.931**	**196.547**	**34,3**	A variação se deve, principalmente, aos seguintes motivos: (i) reajuste nos preços; (ii) variação de preços no ACL (PCHs e parte da energia gerada por eólicas é revendida no ACL); (iii) novo contrato, a partir de abril de 2017, firmado com a SPE Teles Pires; e (iv) a partir de abril de 2017, as SPEs Hermenegildo I, II, III e Chuí IX efetuaram descontratação dos ACRs por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova, sendo a energia descontratada adquirida pela Eletrosul e revendida no ACL e/ou liquidada a PLD.
Fornecimento	**4.969**	**5.827**	**-14,7**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) variação de preço nos contratos de longo prazo, firmados em outubro de 2015, no ambiente ACL, com preços específicos para cada ano de fornecimento.
Energia de Curto Prazo (CCEE)	**170**	**2.612**	**-93,5**	A variação se deve, principalmente, aos seguintes motivos: (i) variação do volume de energia liquidada na CCEE (MRE e liquidação a PLD), (ii) ajustes de provisões, no quarto trimestre de 2017, relativos a valores contabilizados por estimativa no terceiro trimestre de 2017.
Receita de Construção de Geração	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Transmissão				
RAPs LT não renovadas	**30.518**	**35.483**	**-14,0**	A variação se deve, principalmente, aos seguintes motivos: (i) parcela de ajuste do período.
O&M LT renovadas pela Lei 12.783/2013	**170.961**	**150.387**	**13,7**	A variação se deve, principalmente, aos seguintes motivos: (i) reajuste anual, bem como ao rateio de ajuste do sistema, onde a apuração do déficit e superávit efetuada pelo ONS apurou superávit, que será ajustado em períodos tarifários posteriores.
Receitas de retorno do investimento em transmissão	**113.068**	**110.711**	**2,1**	A variação se deve, principalmente, devido a: (i) reajuste anual; e (ii) redução da atualização financeira dos recebíveis vinculados com a RBSE em virtude da alteração do método de cálculo. Em 2016, esses recebíveis eram atualizados com base no IPCA, já em 2017, a partir de julho, estão sendo calculados com base na TIR extraída do fluxo de caixa de RAPs futuras.
Receita de Construção de Transmissão	**30.616**	**174**	**17.495,4**	Sem efeito para o resultado, devido à contrapartida de despesa de construção, em valor equivalente. A variação se deve, principalmente, ao seguinte fator: (i) estorno da receita efetuado em dezembro de 2016 relativo a trimestres anteriores e vinculados ao Contrato de Concessão 001/2015. O estornou ocorreu devido a negociação dos ativos com parceiros externos, conforme Chamada Pública para a seleção de investidores efetuada no segundo trimestre de 2016. A companhia encontra-se em fase de negociação com parceiro para a execução do projeto por meio de SPE a ser criada.
Outras Receitas	**18.757**	**11.633**	**61,2**	A variação se deve, principalmente, a: (i) reajustes anuais em contratos de prestação de serviços a terceiros, com destaque para os serviços de operação e manutenção de linhas de transmissão relativas a empreendimento binacional (Interligação Brasil-Uruguai); e (ii) reconhecimento em dezembro de 2017 de receita de compartilhamento de infraestrutura com empresa de telefonia.
Deduções às Receitas Operacionais	**-75.346**	**-53.645**	**40,5**	A variação se deve, principalmente, a: (i) aumento das receitas.
ROL	**557.644**	**459.729**	**21,3**	A variação se deve, principalmente, aos fatores supracitados.

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, um aumento de 4,1% em relação ao 4T16, passando de um valor negativo de R$ 552 milhões para valor negativo de R$ 575 milhões, apresentando às variações listadas abaixo:

PMSO	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Pessoal	**-159.951**	**-146.705**	**9,0**	A variação se deve, principalmente, aos seguintes motivos: (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018, que somente afetou o 4T17 e parcialmente o 4T16; (ii) reajuste do acordo coletivo de trabalho de 2017 de 4,08% em maio de 2017; e (iii) aplicação de mérito e movimentação salarial por antiguidade, com aumento médio de 1,5% em dezembro de 2017, conforme Plano de Carreira e Remuneração do Sistema Eletrobras.
Material	**-3.577**	**-3.911**	**-8,5**	A variação se deve, principalmente, aos seguintes motivos: (i) diminuição, em 2017, dos gastos com a operação e manutenção do sistema elétrico, como medida de redução de custos prevista no PDNG 2017-2021 e ratificadas pelo PDNG 2018-2022, e que foram parcialmente compensados pelo reajuste natural dos contratos.
Serviços	**-33.377**	**-33.315**	**0,2**	A variação se deve, principalmente, aos seguintes fatores: (i) diminuição, em 2017, de gastos com anúncios e publicações, gastos com operação e manutenção do sistema elétrico e outros, como medida de redução de custos prevista no PDNG, mas forma parcialmente compensando pelo reajuste natural dos contratos.
Outros	**-171.540**	**-1.403**	**12.126,7**	A variação se deve, principalmente, à: (i) resultado de alteração de percentual de participação societária nas SPEs Livramento, Chuí e Santa Vitória do Palmar, no valor de R$ 380 milhões; (ii) ganho proveniente de compra vantajosa na SPE Santa Vitória do Palmar, no valor de R$ 33 milhões; (iii) ganho na alienação de investidas, de R$ 85 milhões; (iv) em dezembro de 2017 foi constituída provisão para perdas nos investimentos principalmente nas SPEs Livramento Holding (R$ 234 milhões) e Chuí Holding (R$ 373 milhões), SPEs envolvidas na combinação de negócios; e (v) reconhecimento de contingência regulatória vinculada à indenização RBNI, no valor de R$ 26 milhões, relativa a valores reclamados pela Celesc Distribuição.
Doações e contribuições	0	0	**0,0**	
Outras despesas operacionais	-171.540	-1.403	**12.126,7**	
TOTAL PMSO	**-368.445**	**-185.334**	**98,8**	A variação se deve, principalmente, aos fatores explicados acima.

Custos Operacionais	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Energia Comprada para Revenda	-77.509	-75.018	3,3	A variação se deve, principalmente, aos seguintes fatores: (i) montantes de energia adicionais adquiridos da UHE Teles Pires, decorrentes da descontratação da energia vendida pela mesma no ACR - Ambiente de Contratação Regulado; e (ii) variações nos preços pelos reajustes contratuais.
Combustível	0	0	0,0	Não aplicável
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	-6.564	-7.902	-16,9%	A variação se deve, principalmente, ao seguinte fator: (i) despesas de SPEs consolidadas a partir de dezembro de 2016 - Hermenegildo I, II, III e Chuí IX, dos meses de setembro a dezembro; e (ii) provisões efetuadas no último trimestre de 2016 relativas a encargos de uso do sistema de distribuição, para adequação à competência mensal.
Despesa de Construção	-30.616	-174	17.495,4	Sem efeito para o resultado devido ao valor equivalente na receita de construção. A variação se deve, principalmente, a: (i) estorno da receita de construção efetuado em dezembro de 2016 relativo a trimestres anteriores e vinculados ao Contrato de Concessão 001/2015. O estornou ocorreu devido a negociação dos ativos com parceiros externos, conforme Chamada Pública para a seleção de investidores efetuada no segundo trimestre de 2016.
Despesas de Remuneração e Ressarcimento (Utilização de recursos hídricos)	0	0	-	
Depreciação e Amortização	-44.476	-49.988	-11,0	A variação decorre de: (i) em 2016 a consolidação era realizada considerando 30 dias de defasagem, conforme possibilitado pela legislação e política aplicada pelo grupo Eletrobras. Em dezembro de 2016 passou-se a considerar a data-base, assim, para o último trimestre foram consideradas despesas de SPEs consolidadas - Hermenegildo I, II, III e Chuí IX, dos meses de setembro a dezembro.

Provisões Operacionais	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	-47.154	-233.705	-79,8	A variação se deve, principalmente, a: (i) em 2016 houve registro de impairments, principalmente, nas eólicas Hermenegildo I, II, III e Chuí IX (R$ 282 milhões); (ii) durante o ano de 2017 houve revisão do cálculo do impairment registrado pelas eólicas Hermenegildo I, II e III, e Chuí IX, motivada pela descontratação dos CCEARs e venda de energia pelas controladas para a Eletrosul. Como resultado, em junho houve reversão de R$ 217 milhões, porém nova análise no encerramento do exercício, motivada por alteração de preços em contratos bilaterais de venda de energia, indicou que a reversão deveria ser de R$ 157 milhões. A diferença foi registrada em dezembro de 2017; e (iii) Em dezembro de 2017 foi constituída provisão para perdas nos investimentos principalmente nas SPEs TSBE (R$ 8 milhões) e ESBR Participações (R$ 112 milhões) decorrentes de avaliação do valor dos ativos. Por outro lado, houve reversão de impairment em Teles Pires Participações, no valor de R$ 156 milhões.

Resultado Financeiro	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Receitas de Aplicações Financeiras	11.410	6.422	77,7	A variação se deve, principalmente, ao: (i) captação de recurso, via Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios - FIDC, em janeiro/2017; e (ii) em virtude da liquidação, no início de agosto/2017, pelo Tesouro Nacional, dos valores relativos aos créditos de energia renegociados derivados da Lei 8.727/93.
Encargos de Dívida	-95.954	-121.758	-21,2	A variação se deve, principalmente, pelos seguintes motivos: (i) encargos gerados pela captação de recursos de R$ 690 milhões, em janeiro/2017, via Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios - FIDC, com custo equivalente à taxa CDI + 2% a.a; (ii) queda da taxa SELIC; e (iii) diminuição do saldo devedor de contratos de financiamentos, em função das amortizações, principalmente junto à Eletrobras.
Acréscimo Moratório	0	0	0,0	Não aplicável.
Variação Cambial Líquida	-13.360	12.345	-208,2	A variação se deve, principalmente, pelos seguintes motivos: (i) aumento, em 2017, da cotação do Euro incidente sobre contratos de repasse de recursos celebrados com a Eletrobras, derivados de contratos com o KFW, cujos recursos foram utilizados para construção de PCHs. No mesmo período de 2016 houve redução da cotação do Euro.
Atualização Monetária Líquida	-21.206	-5.482	286,8	A variação se deve, principalmente, à: (i) liquidação, no início de agosto/2017, pelo Tesouro Nacional, dos valores relativos à Lei 8.727/93, (ii) variação nos índices de inflação.
Outras Receitas/Despesas Financeiras	-13.573	694	-2.055,8	A variação se deve, basicamente, aos seguintes fatores: (i) diminuição da atualização dos créditos de energia renegociados, derivados da Lei 8727/93, em virtude da liquidação, no início de agosto/2017, pelo Tesouro Nacional, dos valores relativos à Lei 8.727/93; e (ii) reconhecimento de despesa financeira inerente à contingência regulatória – indenização ativos RBNI. Após a indenização ocorrida, a Celesc reclamou o montante de R$ 25,8 milhões (principal), relativo a ativos já amortizados. O saldo inicial foi corrigido, o que gerou aumento das despesas financeiras.

Participações Societárias (Equivalência)	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	-16.823	353.120	104,8	A variação se deve, principalmente, a: (i) reversão de provisões com excludentes de responsabilidade e outras provisões, efetuadas pela ESBRp em novembro de 2016, cujo montante líquido dos tributos foi de R$ 333,1 milhões.

Imposto de Renda e CSLL	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
IR e CSLL correntes	-28.849	-359.831	92,0	A variação se deve, basicamente, ao: (i) aumento, em 2017, da base corrente de imposto de renda e contribuição social, principalmente pelo aumento da ROL e pela classificação, a partir de julho/2017, na base corrente, das receitas vinculadas com a RBSE, em razão do recebimento, via RAP.
IR e CSLL diferidos	76.632	433.236	-82,3	A variação se deve, basicamente, a: (i) reversão de impairment em Teles Pires Participações compensada parcialmente pela constituição de impairment relativo à ESBRp; (ii) constituição de impaiment relativo à SPE Livramento; e (iii) redução de provisão atuarial relativa a plano de previdência mantido pela Companhia.
Receita de Incentivos Fiscais	0	0	0,0	Não aplicável.

ELETRONUCLEAR

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 642% inferior ao apurado no 4T16, passando de um prejuízo de R$ 92 milhões no 4T16 para um prejuízo de R$ 683 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida apresentou, no 4T17, um crescimento de 10,3% em relação ao 4T16, passando de R$ 629 milhões em 4T16 para R$ 693,7 milhões em 4T17. As variações de cada conta de receita estão detalhadas abaixo:

Receita Bruta	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Geração				
Suprimento	**791.034**	**717.144**	**10,3**	A variação se deve aos seguintes motivos: (i) atualização da receita fixa estabelecida pela ANEEL para Angra I e II, conforme Resolução 2.193/16, para o exercício de 2017; (ii) parcela variável referente ao excedente de enegia elétrica gerado/fornecido pelas Usinas de Angra I e II.
Deduções às Receitas Operacionais	**-97.279**	**-88.225**	**10,3**	A variação se deve aos seguintes motivos: (i) tributação de 9,25% de PIS e COFINS em função do aumento da Receita Operacional Bruta; (ii) aumento das contribuições de encargos do consumidor
ROL	**693.755**	**629.042**	**10,3**	A variação se deu em razão dos fatores supracitados.

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, aumento de 56% em relação ao 4T16, passando de R$ 854,5 milhões para R$ 1.336 milhões, apresentando as variações listadas abaixo:

PMSO	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Pessoal	**-149.748**	**-126.667**	**18,2**	A variação se deve, principalmente, aos seguinte fatores: (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018 com efeito de 9,2% por cento a partir do 4T16, para ao período de 2016-2017 e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017; (ii) registro de benefício concedido sobre lucros ocorrido em 2017.
Material	**-10.996**	**-41.999**	**-73,8**	A variação se deve, principalmente, aos seguintes motivos: (i) variações decorrentes da necessidade de material para manutenção que varia ano a ano a depender do material necessário e do valor do material disponível em almoxarifado.
Serviços	**-136.514**	**-171.933**	**-20,6**	A variação se deve, principalmente, aos seguintes motivos: (i) redução de serviço prestados por empreiteiros; (ii) redução de consultorias técnicas e diversas
Outros	**-36.586**	**-26.178**	**39,8**	
Doações e contribuições	0	0	0,0	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) baixa de crédito de Pis/Cofins
Outras despesas operacionais	-36.586	-26.178	**39,8**	
TOTAL PMSO	**-333.844**	**-366.777**	**-9,0**	A variação se deu em razão dos fatores explicados acima.

Custos Operacionais	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Energia Comprada para Revenda	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Combustível	**-98.426**	**-96.120**	**2,4**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) revisão de preço dos contratos de combustível nuclear consumidos na produção de enegria.
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	**-31.181**	**-24.834**	**25,6**	A variação se deve ao seguinte motivo: (i) atualização prevista nos contratos de transmissão.
Despesa de Construção	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Depreciação e Amortização	**-116.565**	**-100.623**	**15,8**	A variação se deve ao seguinte motivo: (i) composição do ativo imobilizado e intangível

Provisões Operacionais	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	-754.744	**-266.123**	**183,6**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) provisão para Impairment e Contrato Oneroso no valor de R$ 808 milhões

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

Resultado Financeiro	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Receitas de Aplicações Financeiras	**1.563**	**1.249**	**25,1**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) aumento no saldo de aplicações financeiras no período
Encargos de Dívida	**-17.290**	**-22.673**	**-23,7**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) redução do nível de endividamento
Acréscimo Moratório	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Variação Cambial Líquida	**-10.448**	**6.551**	**259,5**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) aumento do saldo de fornecedores em moeda estrangeira.
Atualização Monetária Líquida	**-7.787**	**67.755**	**111,5**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) registro de atualização da base de depósitos judicias em 2016 sem correspondente em 2017 e (ii) redução do saldo de fornecedores em moeda nacional;
Outras Receitas/Despesas Financeiras	**-761**	**-22.614**	**96,6**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) variação do dólar no período incidente sobre rendimento do fundo do descomissionamento do Banco do Brasil, que tem o dólar como indexador e (ii) despesa de atualização monetárias devido a baixa de depósitos judicias em 2017.

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

CGTEE

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 14,8% superior ao apurado no 4T16, passando de um prejuízo de R$ 677 milhões no 4T16 para um prejuízo de R$ 576,5 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional - Empresas de Geração e Transmissão

A Receita Operacional Líquida apresentou, no 4T17, uma redução de 7,2% em relação ao 4T16, passando de R$ 159 milhões em 4T16 para R$ 148 milhões em 4T17. As variações de cada conta de receita estão detalhadas abaixo:

Receita Bruta	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Geração				
Suprimento	**169.778**	**186.295**	**-8,9**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) recebimento de receita extra em 2016 referente 30 MW médios mensais , e ii) redução da geração em 2017 em 25% em comparação com 2016, pela retirada da Usina Presidente Médici..
Outras Receitas	**746**	**773**	**-3**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) redução na venda de cinza no 4T17.
Deduções às Receitas Operacionais	**-22.807**	**-27.953**	**-18**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) redução das deduções da receita em consequência da redução da receita operacional e (ii) diminuição de dispêndio no período relacionado ao encargo RGR.
ROL	**147.717**	**159.115**	**-7,2**	A variação se deu em razão dos fatores supracitados.

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, uma redução de 16% em relação ao 4T16, passando de R$ 727 milhões para R$ 610 milhões, apresentando as variações listadas abaixo:

PMSO	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Pessoal	**-26.008**	**-32.371**	**-19,7**	A variação se deve, principalmente, aos seguintes motivos: (i) (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018 com efeito de 9,2% por cento a partir do 4T16, para ao período de 2016-2017 e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017, que foi compensado pelo desligamento de pessoal através dos planos de aposentadoria PAE/PDV no montante de R$ 46 milhões.
Material	**-26.753**	**-14.146**	**89,1**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) redução do custo com material pelo desligamento da Usina Presidente Médici, redução do consumo de cal, ii) Renegociação do contrato de compra de carvão de 2,5 para 1,2 T/ano.
Serviços	**-10.262**	**-17.811**	**-42,4**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) redução do custo com serviços pela renegociação de contratos em consequência do desligamento da Fase B.
Outros	**-32.188**	**-8.937**	**260,2**	
Doações e contribuições	0	0	0	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) majoração de dispêndios com indenizações de contencioso trabalhista, principalmente.
Outras despesas operacionais	-32.188	-8.937	260,2	
TOTAL PMSO	**-95.211**	**-73.265**	**30,0**	A variação se deu em razão dos fatores explicados acima.

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

Custos Operacionais	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Energia Comprada para Revenda	-55.627	-49.489	12,4	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) reversão de provisão em 2016 e atualização do valor dos contratos em 2017.
Combustível	-32.944	-56.443	-80,9	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) redução do custo do carvão pelo fechamento da Fase B com a consequente redução da quota mínima.
(-) Recuperação Despesas CCC	27.330	27.058		
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	-11.844	-11.465	3	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) aumento pela atualização do valor a ser pago definido pela ANEEL.
Despesa de Construção	0	0	0	Não aplicável
Depreciação e Amortização	-14.288	-18.367	-22	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) redução no custo da depreciação pela paralização da depreciação dos ativos da Fase B.
Provisões Operacionais	**4T17**	**4T16**	**Variação (%)**	**Análise**
	-427.497	-545.011	-21,6	A variação se deve principalmente ao seguinte motivo: (i) ocorrência de novas provisões com valores inferiores no 4T17, atualização de provisões em contingências cíveis, ambientais e trabalhistas. As provisões civeis em 2016 tiveram a provisão da ação do KfW de R$ 278 milhões e que em 2017 houve uma atualização de R$ 60 milhões.

Resultado Financeiro	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Receitas de Aplicações Financeiras	1.113	3.305	-66,3	A variação se deve principalmente ao seguinte motivo: (i) menor disponilidade de recursos para rentabilizar com aplicação financeira.
Encargos de Dívida	-102.406	-107.050	-4,3	A variação se deve principalmente ao seguintes motivos: (i) redução da taxa SELC que resultou em um valor menor de atualização dos empréstimos.
Encargos sobre Remuneração aos Acionistas	-1.625	-2.685	-39,5	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) redução da taxa SELIC que resultou em um valor menor de atualização dos dividendos a pagar.
Acréscimo Moratório	0	0	0,0	Não aplicável
Variação Cambial Líquida	0	-2	0,0	Não aplicável
Atualização Monetária Líquida	0	0	0,0	Sem variação relevante.
Outras Receitas/Despesas Financeiras	-11.229	-2.548	340,7	A variação se deve, principalmente, em razão do seguinte fator: (i) multa sobre empréstimos reconhecidas pelo regime de competência.

AMAZONAS GT

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 3T17 um resultado 259% inferior ao apurado no 4T16, passando de um lucro de R$ 90 milhões no 4T16 para um prejuízo de R$ 143 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional - Empresas de Geração e Transmissão

A Receita Operacional Líquida apresentou, no 4T17, um crescimento de 16,2% em relação ao 4T16, passando de R$ 100,7 milhões em 4T16 para R$ 117 milhões em 4T17. As variações de cada conta de receita estão detalhas abaixo:

Receita Bruta	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Geração				
Suprimento	**159.645**	**156.059**	**2,3**	A variação se deve, principalmente a: (i) reajuste contratual ocorrido em outubro de cada exercício.
Fornecimento	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Energia de Curto Prazo (CCEE)	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Receita de Construção de Geração	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Transmissão				
RAPs LT não renovadas	**328**	**0**	**100,0**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) recebimento da RAP conforme as notas técnicas ANEEL nº 183/2017-SGT, de 22/06/2017 e NT nº 188/2017-SGT de 23/06/2017
O&M LT renovadas pela Lei 12.783/2013	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Receitas de retorno do investimento em transmissão	**15.296**	**0**	**100,0**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) recebimento da RAP conforme as notas técnicas ANEEL nº 183/2017-SGT, de 22/06/2017 e NT nº 188/2017-SGT de 23/06/2017
Receita de Construção de Transmissão	**6.020**	**0**	**0,0**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) recebimento da RAP conforme as notas técnicas ANEEL nº 183/2017-SGT, de 22/06/2017 e NT nº 188/2017-SGT de 23/06/2017, tendo valor identificado também em despesa de construção.
Outras Receitas	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Deduções às Receitas Operacionais	**-64.302**	**-55.387**	**16,1**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) registro da Rap corrente que contribuiu para o aumento do PIS e COFINS sobre a receita.
ROL	**116.987**	**100.672**	**16,2**	A variação se deu em razão dos fatores supracitados.

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, redução de 336% em relação ao 4T16, passando de R$ 87,5 milhões para um valor negativo de R$ 207 milhões, apresentando as variações listadas abaixo:

PMSO	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Pessoal	**-36.782**	**-36.269**	**1,4**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte fator: (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018 com efeito de 9,2% por cento a partir do 4T16, para ao período de 2016-2017 e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017, que foi parcialmente compensado por (ii) desligamento ocorridos em 2017 e (iii) transferido para para conta de "Investimento", o montante de R$ 1,4 milhões referente à despesa de Pessoal de parte dos funcionários de Mauá 3.
Material	**-11.537**	**4.354**	**-365,0**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) manutenções das usinas, em especial as usinas do complexo de Mauá.
Serviços	**-30.436**	**-11.698**	**160,2**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) serviços referentes à operção e manutenção da UTE Mauá 3 no valor de R$ 13,7 milhões milhões e (ii) serviço de revitalização de turbina a Gas da UTE Aparecida no valor de R$ 9,1 milhões.
Outros	**-9.738**	**102.812**	**-109,5**	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) registro de R$ 85 milhões de Recuperação de Despesa, em dezembro/2016, referente aos valores a serem reembolsados pela Amazonas Energia referente à compra de Energia no Mercado de Curto Prazo - MCP.
Doações e contribuições	0	0	**0,0**	
Outras despesas operacionais	**-9.738**	**102.812**	**-109,5**	
TOTAL PMSO	**-88.493**	**59.199**	**-249,5**	A variação se deu em razão dos fatores explicados acima.

Eletrobras

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

Custos Operacionais	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Energia Comprada para Revenda	-172.821	-39.243	340,4	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) aumento referente ao montante de energia que a Companhia comprou no Mercado de Curto Prazo- MCP , acumulado de janeiro à setembro de 2017, em função do corte no fornecimento de gás na usina de Aparecida (janeiro à março de 2017) e; (ii) em função das usinas térmicas estarem gerando abaixo da energia contratada por problemas de manutenção.
Combustível	-337.025	-8.660	3.791,7	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) Combustível e locadoras - houve aumento do valor do 4 T17, dado que no 4T16 os contratos com as locadoras já haviam se encerrado, portanto, não houve faturamento; (ii)2) Recuperação de Despesa - ESS - houve aumento do valor do 4 T17, pois a partir de setembrod de 2017 a UTG Mauá 3 entrou em operação gerando valores relevantes a serem ressarcidos via ESS.
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	-14.283	-1.846	673,7	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) provisionamento mensal do valor do Encargos de Uso do Sistema de Distribuição (EUSD) referente ao 4T17. Em 2016 estes valores não foram registrados por motivo da Amazonas Energia não ter emitido fatura cobrando tal despesa, situação ocorrida em virtude de que a ANEEL não havia publicado os valores da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição por Geradores – TUSD-g. Essa tarifa foi publicada pela ANEEL apenas em 2017.
Despesa de Construção	-6.020	0	100,0	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) recebimento da RAP conforme as notas técnicas ANEEL n° 183/2017-SGT, de 22/06/2017 e NT n° 188/2017-SGT de 23/06/2017, tendo valor identificado também em receita de construção.
Despesas de Remuneração e Ressarcimento (Utilização de recursos hídricos)	0	0	0,0	Não aplicável
Depreciação e Amortização	-11.632	-15.772	-26,2	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) estorno dos valores de depreciação da transmissão face os registros do Ativo Financeiro ocorrido a partir de junho de 2017.

Provisões Operacionais	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	16.286	76.560	-78,7	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) No 4T16 o valor ficou maior em função de que, os testes de impairment foram realizados neste período, gerando uma reversão no resultado de R$ 85,8 milhões. Em 2017, os testes foram realizados no 3T17, o que gerou uma impacto positivo de R$ 58 milhões no 3T17, não sendo realizado no 4T17.

Resultado Financeiro	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Receitas de Aplicações Financeiras	1.079	686	57,3	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) (i) aumento no saldo de aplicações financeiras no período
Encargos de Dívida	-58.740	-69.183	-15,1	A variação se deve, principalmente, ao seguinte motivo: (i) redução das taxas (Selic, CDI, etc) utilizadas para a atualização quando comparadas com o mesmo período em 2016.
Acréscimo Moratório	0	0	0,0	Não aplicável
Variação Cambial Líquida	0	0	0,0	Não aplicável
Atualização Monetária Líquida	-766	-3.821	80,0	A variação se deve, principalmente, aos seguintes motivos: (i) redução na atualização monetária em 2017 em razão da variação dos índices; e (ii) Em 2016, houve o registro da atualização monetária dos valores a receber decorrentes do encontro de contas com a Amazonas Energia.
Outras Receitas/Despesas Financeiras	-6.601	-2.321	184,4	A variação se deve, principalmente, ao aumento das despesas financeiras em função da atualização dos valores IRPJ, CSLL, PIS e COFINS.

ELETROPAR

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 1652% superior ao apurado no 4T16, passando de um lucro de R$ 1,8 milhões no 4T16 para um lucro de R$ 30,8 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, aumento de 1006% em relação ao 4T16, passando de R$ 1,8 milhão para R$ 20 milhões, apresentando as variações listadas abaixo:

PMSO - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Pessoal	**-1.079**	**-1.238**	**-12,8**	A variação se deve, principalmente, em razão do seguinte fator: (i) (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018 com efeito de 9,2% por cento a partir do 4T16, para ao período de 2016-2017 e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017, que foi parcialmente compensando pela adesão do Diretor Presidente ao Plano de Aposentadoria Extraordinário (PAE).
Material	**-1**	**-19**	**-94,7**	A variação se deve, principalmente em razão, da: (i) menor demanda por materiais no período.
Serviços	**-316**	**-190**	**66,3**	A variação se deve, principalmente, em razão de: (i) reajuste do contrato de apoio administrativo e dos serviços prestados; e (ii) despesas com a corretagem na venda das ações da CPFL .
Outros	**-18.668**	**-305**	**6.020,7**	
Doações e contribuições	0	0	0,0	A variação se deve, principalmente, a: (i) reconhecimento da perda referente ao contrato com a Eletronet x Cedentes. O valor reconhecido pela Eletronet (contas a receber Eletropar) é menor que o estimado pelas cedentes (contas a pagar Eletropar). O valor da divergência de R$ 10 milhões foi reconhecido nas despesas. Além disso, o valor de R$ 8 milhões a receber da Eletronet, no Longo Prazo, foi provisionado em virtude do risco do crédito.
Outras despesas operacionais	-18.668	-305	6.020,7	
TOTAL PMSO	**-20.064**	**-1.752**	**1.045,2**	A variação se deu em razão dos fatores supracitados.

Provisões Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	0	**-57**	**0,0**	A variação se deve, principalmente, a: (i) provisão de contingência em 2016 referente ao processo contra a CVM, havendo mudança de entendimento quanto a probabilidade de perda.

Resultado Financeiro - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Receitas de Aplicações Financeiras	**1.106**	**2.130**	**-48,1**	A variação se deve, principalmente, à (i) redução na taxa de juros que rentabiliza o fundo de investimento.
Encargos de Dívida	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Acréscimo Moratório	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Variação Cambial Líquida	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Atualização Monetária Líquida	**0**	**0**	**0,0**	Não aplicável
Outras Receitas/Despesas Financeiras	**109**	**-319**	**134,2**	A variação se deve, principalmente, aos seguintes motivos: (i) abertura das contas a partir de 2017, separando a receita financeira de aplicação, das receitas com juros, multa e correção monetária.

Participações Societárias (Equivalência) - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	14.133	**2.011**	**602,8**	A variação se deve, principalmente, à: (i) reversão de parte dos ajustes que foram feitos ao longo do anos no patrimônio líquido da investida CTEEP, a qual gerou um impacto positivo de R$ 12 milhões

Imposto de Renda e CSLL - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
IR e CSLL corrente	**-11.029**	**-251**	**4.294,0**	A variação se deve, principalmente, ao: (i) aumento em função do lucro com a venda da CPFL.

Eletroacre

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 520% inferior ao apurado no 4T16, passando de um prejuízo de R$ 22,6 milhões no 4T16 para um prejuízo de R$ 140,2 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida apresentou, no 4T17, um crescimento de 34,8% em relação ao 4T16, passando de R$ 92,6 milhões em 4T16 para R$ 124,8 milhões em 4T17. As variações de cada conta de receita estão detalhas abaixo:

Receita Bruta - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Distribuição				
Fornecimento	171.588	144.545	18,71	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) Reajuste Tarifário de 8,37% a partir de dezembro de 2016; e (ii) trabalho de recuperação faturamento referente a perdas de energia.
Energia Elétrica de Curto Prazo	38.116	0	100,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reclassificação em 2017, quando começou a ser reconhecida esta receita, anteriormente contabilizada como recuperação de custo com energia.
Receita de Construção	6.647	10.378	-36,0	Sem efeito para o resultado devido a despesa equivalente, mas a variação se deu, principalmente, em razão de: (i) ingresso de recursos oriundos do PLPT (Luz pra Todos) os quais são classificados como obrigações especiais, portanto reduzem os investimentos reumunerados da empresa, uma vez que não entram na base de remuneração.
Receita de CVA	-28.751	-3.484	725,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) homologação pela ANEEL da CVA realizada em 2017 a menor em relação a CVA constituída, onde foi capturado os valores de liquidação de energia excedente no MCP provocando uma glosa na CVA provisionada na ordem de R$ 62 milhões no 4T17.
Outras Receitas Operacionais	6.823	2.214	208,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) valor da BRR que aumentou seu valor de um ano para outro devido as unitizações de ativos.
Deduções às Receitas Operacionais	-69.612	-61.096	13,9	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento do PIS/COFINS em função do aumento da receita de fornecimento e estorno de crédito de PIS/COFINS sobre perdas de energia elétrica (ii) serviços taxados provenientes de solicitações de consumidores.
ROL	**124.811**	**92.557**	**34,8**	**A variação se deu em razão dos fatores explicados acima.**

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, aumento de 318% em relação ao 4T16, passando de R$ 46 milhões para R$ 192,7 milhões, apresentando às variações listadas abaixo:

PMSO - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Pessoal	-9.667	-13.826	-30,1	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018, efeito de 9% a partir do 4T16, referente ao período de 2016-2017, em razão de dissídio coletivo, e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017); que foram compensados por reajuste na contabilização da folha de pagamentos.
Material	-639	-384	66,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) Aquisição de materiais para uso nas atividades operacionais da companhia e reformas de salas da área comercial da companhia que estão ocorrendo desde o 3T17.
Serviços	-20.465	-17.497	17,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajustes dos contratos, e (ii) contratação para poda de vegetais , ocorrida em 2017 e, (iii) serviço de inspeção de unidades consumidores no combate a perdas.
Outros	-22.989	-11.636	97,6	
Doações e contribuições	0	0	0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento das condenações judiciais da na ordem de R$ 16 milhões.
Outras despesas operacionais	-22.989	-11.636	98	
TOTAL PMSO	**-53.760**	**-43.343**	**24,0**	**A variação se deu em razão dos fatores explicados acima.**

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

Custos Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Energia Comprada para Revenda	-130.625	-37.050	252,6	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) mudança no contrato de geração de energia para o sistema isolado, conforme regulamentação da Aneel. Em 2016, as despesas para geração de enegia elétrica eram contabilizadas como combustível. Em 2017, a responsabilidade pela compra do combustível passou a ser do PIE - Produtor Independente de Energia, e como consequência, contabilizadas pela Distribuidora como compra de energia elétrica para revenda. A Distribuidora deixou de ter, por consequência, despesa com combustível.
Combustível	0	-13.972	0,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) mudança no contrato de geração de energia para o sistema isolado. Hoje essa responsabilidade é do PIE e como consequência não temos mais custo com a compra de combustível, conforme esclarecido acima.
(-) Recuperação Despesas CCC	51.940	16.868		
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	-1.668	-1.193	39,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) maior volume de energia comprada pela companhia e (ii) em função de encargos e despesas da CCEE que em 2016 era contabilizados como despesas com energia elétrica e em 2017 para passou a integrar o custo com transmissão.
Despesa de Construção	-6.647	-10.378	-36,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) foi o ingresso de recursos oriundos do PLPT os quais são classificados como obrigações especiais, portando reduzem os investimentos reumunerados da empresa, uma vez que não entram na base de remuneração, a operação é sem efeito para o resultado devido ao registro equivalente em receita de distribuição
Depreciação e Amortização	-6.906	-4.728	46,1	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento em 2017 do volume de unitizações, ou seja, aumento do Ativo Imobilizado em Serviço.

Provisões Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	-44.990	47.706	-194,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) constituição de provisão do processo de autos de infração aplicados pela SEFAZ/AC no valor de R$ 21,4 milhões; (ii) Em 2016 houve reversão da provisão para recuberabilidade de ativos no valor de R$ 55 milhões.

Resultado Financeiro - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Receitas de Aplicações Financeiras	1.944	90	2060,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) maior disponibilidade financeira para aplicação e (ii) ingresso de empréstimo da RGR.
Encargos de Dívida	-16.519	-12.207	35,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) queda da SELIC índice de atualização de alguns contratos de empréstimos.
Acréscimo Moratório sobre energia vendida	3.539	142	2392,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) celebração de parcelamento de débito de energia devido pelo Governo do Estado do Acre.
Atualização Monetária Líquida	-59.822	-46.835	27,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) da queda do índice IPCA que é ultilizado para correção nos direitos a receber e de atualização da dívida com PETROBRAS; (ii) do recebimento de valores a receber represados no fundo setorial da CCC. A Eletroacre possuía um passivo junto a CCC, no valor de R$ 82 milhões que vinha sendo atualizado, porém no 2º semestre de 2017 foi revertido este passivo pois a Eletroacre provou através de documentos que não era mais necessário mantê-lo contabilizado.
Atualização do Ativo/Passivo Requlatório CVA	0	0	0,0	Não aplicável
Outras Receitas/Despesas Financeiras	1.526	-10.244	-114,9	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) Redução das despesas dado que em 2016 a empresa ainda detinha dívida perante fornecedores de energia e tributos o que onerou a empresa de encargos moratórios, o que não ocorreu em 2017.

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

AMAZONAS D

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 69,2% superior ao apurado no 4T16, passando de um prejuízo de R$ 2.655 milhões no 4T16 para um prejuízo de R$ 818,7 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida apresentou, no 4T17, um aumento de 135,4% em relação ao 4T16, passando de R$ 648 milhões em 4T16 para R$ 1.526 milhões em 4T17. As variações de cada conta de receita estão detalhas abaixo:

Receita Bruta - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Geração				
Fornecimento	0	0	0,0	A Companhia Eletrobrás Amazonas Energia não atua mais no segmento Geração. Os valores das rubricas Fornecimento de Energia Elétrica e Energia Elétrica de Curto Prazo do segmento de geração foram reclassificados nas mesmas rubricas porém no segmento Distribuição.
Energia Elétrica de Curto Prazo (CCEE)	0	0	0,0	
Receita de Construção	0	0	0,0	
Distribuição				
Fornecimento	787.931	624.022	26,3	A Companhia Amazonas Energia não atua mais no segmento Geração. Os valores das rubricas Fornecimento de Energia Elétrica e Energia Elétrica de Curto Prazo do segmento de geração foram reclassificados nas mesmas rubricas porém no segmento Distribuição. Dessa forma, os valores de Fornecimento e Energia Elétrica de Curto Prazo Distribuição contempla os valores da Distribuição e Geração Distribuída, enquanto que em 2016 os valores de Distribuição e Geração Distribuída eram segregados.
Energia Elétrica de Curto Prazo (CCEE)	172.947	73.530	100,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reflexo da migração de consumidores para o ACL, compensada por uma liquidação do excedente de energia na CCEE.
Receita de Construção	119.922	91.075	31,7	Sem efeito para o resultado, uma vez que a receita é integralmente compensada pelos Custos de Construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia no período em ativos da concessão
Receita de CVA	707.302	9.759	-7.147,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reflexo da diferença do preço médio dos contratos de compra de energia (bilaterais e geração própria R$ 219,88/MWh) e o preço de repasse do ACR médio nas tarifas (R$ 204,84/MWh).
Outras Receitas Operacionais	28.208	38.818	-27,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) registro em 2016 do subsídio denominado CDE, para assegurar o equilibrio economico-financeiro da concessão, devido a redução das tarifas das concessionárias de distribuição, conforme resolução Homologatória ANEEL nº 1.980, de 27 de outubro de 2015. Em 2017, não houve o referido referido subsídio.
Deduções às Receitas Operacionais	-290.194	-188.920	53,6	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento da receita de fornecimento, refletindo no aumento da base tributável de PIS, COFINS e ICMS.
ROL	**1.526.116**	**648.284**	**135,4**	**A variação se deu em razão dos fatores acima expostos.**

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, redução de 26,6% em relação ao 4T16, passando de R$ 2.432 milhões para R$ 1786 milhões, apresentando às variações listadas abaixo:

PMSO - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	
Pessoal	-96.703	-96.838	-0,1	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018, efeito de 9% a partir do 4T16, referente ao período de 2016-2017, em razão de dissídio coletivo, e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017); que foram compensados por redução de custos com horas-extras e menor solicitação de reembolsos de outros benefícios.
Material	-5.966	-7.287	-18,1	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) (i) reflexo do esforço da Administração para conter gastos, melhoria na racionalização no uso dos materiais
Serviços	-87.854	-83.414	5,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) concessões de reequilíbrio econômico-financeiro de repactuação contratual, (ii) reforço emergencial nas equipes de atendimento, multifuncionais e corte/religação para atender demandas ocasionadas por tempestades na região metropolitana, (iii) contratação de serviço de adequação e execução do SCD para atendimento a resolução ANEEL 427/2011
Outros	-8.182	30.651	-126,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: Redução do fator de corte relativo à perdas regulatórias, saindo de 9,9% em 2016 (Despacho 3522/2015) para 2,3% em 2017 (Despacho 607/2017) com reflexo positivo no reembolso para efeito de reembolso CCC/CDE (menor fator de corte, resultada em maior reembolso/recursos de subvenção). Foi aplicado a reversão, conforme dispositivo da Lei 13.299/2016 que revogou a aplicação do despacho 3522/2015.
Doações e contribuições	0	0	0	
Outras despesas operacionais	-8.182	30.651	0,1	
TOTAL PMSO	**-198.705**	**-156.888**	**27**	**A variação se deu em razão dos fatores acima expostos.**

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

Custos Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Energia Comprada para Revenda	-794.185	-586.544	35,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) Em 2017, a rubrica Grupos Geradores e Proinfa, que em 2016 era contabilizado no grupo Despesas Operacionais, passou a ser contabilizado no grupo de Energia Comprada para revenda.
Combustível	-1.173.198	-933.803		A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) diminuição do ACR médio que saiu de R$ 295,10 em 2016 para R$ 204,84 em 2017, impactando na recuperação de Despesas da CCC.
(-) Recuperação Despesas CCC	1.247.626	990.549	- 2,122	
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	-64.339	-20.284	217,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) acréscimo no montante de R$ 47,5 milhões referente ao Encargos de Uso do Sistema de Transmissão - EUST da Amazonas Geração e Transmissão.
Despesa de Construção	-119.922	-91.075	31,7	Sem efeito para o resultado, pois esta despesa é integralmente compensada pela Receita de Construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia no período em ativos da concessão.
Depreciação e Amortização	-59.343	-61.577	-3,6	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento da Amortização do Intangível da Distribuição conforme ICPC-01, resultante em função da intensificação do processo unitização. No 4T17, foram unitizados o montante de R$ 289 milhões em ativos.

Provisões Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	-624.318	-1.572.838	-60,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) Contingências: Em Dezembro de 2017 houve uma reavaliação do Jurídico dos valores de créditos de ICMS perdas de energia resultando em uma reversão de provisão no montante de R$ 223 milhões em função da avaliação dos referidos processos de risco provável para risco remoto, (ii) Reversão de contratos onerosos no total de R$ 189 milhões, (iii) Reversão de Impairment em função da realização do Intangível no valor de R$ 63 milhões, e (iv) Reversão de Provisão de Créditos Tributários, no valor de R$ 59 milhões.

Resultado Financeiro - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Receitas de Aplicações Financeiras	682	-153	-545,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: i) somente em dezembro de 2016 houve um reconhecimento de tributos sobre aplicação financeira. Em 2017, esse reconhecimento foi efetuado mensalmente
Encargos com Leasing	-79.116	-75.035	5,44	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) índice de correção (IGPM) dos contratos com PIEs, representando um acréscimo de 4 milhões no resultado financeiro no ultimo trimestre de 2017.
Encargos de Dívida	-67.474	-75.481	-10,6	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução dos índices de reajuste, IPCA e Selic.
Encargos de Dívidas - Fornecedores	-325.367	-445.233	-26,92	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução dos índices de reajuste, IPCA e Selic.
Acréscimo Moratório sobre energia vendida	25.266	15.425	63,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento do Contas a receber decorrente do acréscimo moratório sobre energia faturada.
Variações Cambiais Líquidas	-14	0	100,0	Sem variação relevante no período.
Atualização Monetária Líquida	1.875	209.723	-99,1	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) a partir de Agosto de 2017, após edição do despacho ANEEL nº 2.504/2017, houve a imediata suspensão dos desembolsos relativos aos CCDs, o que impactou no não reconhecimento de receita referente a atualização dos créditos repactuados.
Atualização do Ativo/Passivo Regulatório CVA	17.274	21.640	-20,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajuste tarifário nos componentes financeiros reconhecidos no processo de 2017 no passivo regulatório.
Outras Receitas/ Despesas Financeiras	-132.411	-526.182	-74,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) Registro de atualização monetária de passivo contingente (cível) de R$ 377 milhões referente aos processos movidos por produtores independentes de energia (PIE).

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

CEAL

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 2427% inferior ao apurado no 4T16, passando de um prejuízo de R$ 14,8 milhões no 4T16 para um prejuízo de R$ 373,4 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida apresentou, no 4T17, um aumento de 87% em relação ao 4T16, passando de R$ 309 milhões em 4T16 para R$ 577,8 milhões em 4T17. As variações de cada conta de receita estão detalhas abaixo:

Receita Bruta - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Distribuição				
Fornecimento	673.853	415.467	62,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajuste médio da tarifa em setembro de 2017 em 21,6% conforme Resolução Homologatória 2.306 de 26.09.2017; e (ii) aumento de 8.516 novos consumidores e redução das perdas de 26,73% para 22,93%.
Energia Elétrica de Curto Prazo	0	0	0,0	Não aplicável.
Receita de Construção	52.408	13.888	277,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reversão da bifurcação em dezembro de 2016, tendo em vista o prazo de encerramento da prestação de serviços de dezembro de 2017, porém sem efeito no resultado, devido a valor equivalente em despesa de construção.
Receita de CVA	51.831	29.238	-77,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) amortização da CVA e itens financeiros do ciclo 2016/2017, homologados em setembro; e (ii) constituição do novo ciclo 2017/2018.
Outras Receitas Operacionais	28.194	23.332	20,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento do valor mensal da subvenção CDE - Modicidade Tarifária a partir de setembro de 2017; (ii) Aumento do faturamento dos serviços taxados.
Deduções às Receitas Operacionais	-228.522	-172.886	32,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) exclusão das perdas não técnicas nos cálculos do PIS/COFINS retroativivo a maio de 2012; e (ii) aumento da bandeira tarifária.
ROL	**577.764**	**309.039**	**87,0**	**A variação se deu em razão dos fatores acima expostos.**

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, aumento de 176,7% em relação ao 4T16, passando de R$ 320 milhões para R$ 885 milhões, apresentando às variações listadas abaixo:

PMSO - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	
Pessoal	-38.458	-47.966	-19,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018, efeito de 9% a partir do 4T16, referente ao período de 2016-2017, em razão de dissídio coletivo, e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017); (ii) redução do divisor de horas extras de 220 para 187,5 horas mensais, por meio de decisão judicial; (iii) aumento dos custos de horas extras e periculosidade com admissão de novos técnicos; (iv) aumento em auxílio alimentação, (v) reajuste do plano de saúde em 15,9%, que foram compensados pela contabilização do laudo atuarial dem 2017
Material	-1.102	-469	135,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento dos custos com manutenção em virtude das fortes chuvas neste exercício e da reclassificação de despesas com manutenção contabilizadas como investimentos em 2016.
Serviços	-37.223	-33.525	11,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajustes e concessão de equilíbrios contratuais legais; (ii) reclassificação de itens anteriormente contabilizados como investimento; e (iii) aumento das despesas decorrentes de ações de combate a perdas e inadimplência; e (iv) aumento na rubrica de agente arrecadador.
Outros	-9.304	-6.227	49,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento das indenizações judicias por danos elétricos devido as condições climáticas; (ii) aumento das perdas com desativação decorrente das baixas de bens; e (iii) perdas na alienação.
Doações e contribuições	-67	-65	3,1	
Outras despesas operacionais	-9.237	-6.162	49,9	
TOTAL PMSO	**-86.087**	**-88.187**	**-2,4**	**A variação se deu em razão dos fatores explicados acima.**

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

Custos Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Energia Comprada para Revenda	-336.910	-214.751	56,9	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento no despacho das usinas termoelétricas; (ii) reajuste da tarifa de Angra I e II; (iii) redução da tarifa PROINFA; (iv) diminuição do crédito de PIS/COFINS com o expurgo das perdas e exposição involuntária no mercado de curto prazo com compra de energia ao PLD no período de jan a maio/17 devido a cessão compulsória dos contratos com MCSD Energia Nova; e (v) aumento do efeito da contratação de cotas de garantia física decorrente da geração de energia hidráulica menor do que a energia contratada.
Combustível	0	0	0,0	Não aplicável.
(-) Recuperação Despesas CCC	0	0		
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	-35.754	-14.759	142,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento das tarifas de transmissão (TUST) para pagamento da indenização às transmissoras devido a MP 579/2012; (ii) aumento da tarifa de distribuição da Celpe conforme reajuste homologado pela ANEEL; (iii) aumento dos encargos de conexão a partir de outubro devido ao pagamento da indenização à Chesf referente a MP 579/2012; e (iv) redução dos Encargos do Serviço do Sistema devido sobra de recursos calculdos pela CCEE denominado efeito retroativo.
Despesa de Construção	-52.408	-13.888	277,4	Sem efeito no resultado, devido a valor equivalente em receita de construção, porém a variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reversão da bifurcação em dezembro de 2016, tendo em vista o prazo de encerramento da prestação de serviços de dezembro de 2017.
Depreciação e Amortização	-9.599	-8.653	10,9	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) unitizações no período.

Provisões Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	-364.523	20.257	-1.899,5	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento decorrente da atualização e liquidação dos processos trabalhistas e civeis do Plano Bresser em R$ 343 milhões.

Resultado Financeiro - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Receitas de Aplicações Financeiras	885	1.271	-30,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aporte de recursos RGR/CCEE, aplicado até a liquidação com fornecedores.
Encargos de Dívida	-44.414	-48.522	-8,5	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) repactuação da dívida com Eletrobras; (ii) novos empréstimos de RGR (Remuneração Adequada); e (iii) reversão da atualização do parcelamento Programa de Recuperação Tributária - PRT.
Acréscimo Moratório sobre energia vendida	11.813	11.559	2,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento dos juros sobre contas de energia elétrica decorrente da inadimplência.
Variações Cambiais Líquidas	-345	136	-353,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) variação do dólar (empréstimo Lloyds Bank).
Atualização Monetária Líquida	359	38.145	-99,1	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) atualização da dívida da CASAL em 2016 para realização do parcelamento firmado em novembro do mesmo ano; (ii) liquidação da dívida com a Fundação FACEAL em janeiro de 2016, impactando o resultado financeiro; e (iii) inadimplência com geradores.
Atualização do Ativo/Passivo Regulatório CVA	-2.623	-982	167,1	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) amortização CVA e itens financeiros homologados em 2016; e (ii) constituição do ciclo 2016-2017 homologado em setembro de 2017.
Outras Receitas/Despesas Financeiras	-23.396	-7.354	218,1	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento dos impostos como consequência do aumento da receita; (ii) atualização do AFAC no período setembro de 2016 a dezembro de 2017; e (iii) atualização dos tributos federais para adesão ao PRT com a exclusão das perdas não técnicas do período de maio de 2012 a abril de 2017.

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

BOA VISTA ENERGIA

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 15,8% superior ao apurado no 4T16, passando de um prejuízo de R$ 100,4 milhões no 4T16 para um prejuízo de R$ 84,5 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional

A receita Operacional líquida apresentou, no 4T17, um aumento de 95,8% em relação ao 4T16, passando de R$ 85,1 milhões em 4T16 para R$ 166.6 milhões em 4T17. As variações de cada conta de receita estão detalhas abaixo:

Receita Bruta - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Geração				
Suprimento	0	25.512	-100,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) a partir de janeiro de 2017, a companhia deixou de fazer a operação de suprimento de energia para a Cerr - Companhia do Estado de Roraima, devido a área então atendida pela Cerr, ter sido transferida para a própria Boa Vista Energia, de forma temporária, conforme Portaria MME 920 de 2016. Porém foi compensada pelo aumento da receita de fornecimento de distribuição devido ao atendimento dos clientes que eram da Cerr.
Distribuição				
Fornecimento	165.773	89.734	84,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aplicação do reajuste tarifário média de 42% aprovado em novembro de 2015, mas que passou a vigorar a partir de meados de agosto 2016 com a suspensão da liminar que impedia o reajuste e também reajuste médio de 35,5% ocorrido a partir de novembro de 2017.
Energia Elétrica de Curto Prazo	0	0	0,0	Não aplicável.
Receita de Construção	5.338	1.754	204,3	Sem efeito para o resultado, devido a contrapartida em despesa de construção, mas a variação se deu, principalmente, em razão de: (i) realização de obras no periodo.
Receita de CVA	38.920	-8.615	-551,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) ACR médio e CVA do período do 3T17 ter sido maior em comparação ao mesmo período de 2016.
Outras Receitas Operacionais	-6.335	3.269	-293,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) amortização de 9/12 parcelas do Impairment registrado em 2016. Impairment é registrado nessa conta?
Deduções às Receitas Operacionais	-37.103	-26.570	39,6	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) em 2016 os creditos de PIS e COFINS sobre a energia comprada/gerada foram maiores em comparação com a energia faturada no periodo cujo reajuste de 42,5% estava suspenso por medida liminar. (ii) mudança de metodologia do cálculo de pis e cofins a partir de janeiro de 2017.
ROL	**166.593**	**85.084**	**95,8**	**A variação se deu em razão dos fatores explicados acima.**

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, redução de 44,8% em relação ao 4T16, passando de R$ 150,5 milhões para R$ 217,9 milhões, apresentando às variações listadas abaixo:

PMSO - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Pessoal	-29.321	-21.043	39,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018, efeito de 9% a partir do 4T16, referente ao período de 2016-2017, em razão de dissídio coletivo, e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017); (ii) e retorno de valores registrados na conta PESSOAL que se referiam aos serviços estendidos para o interior do Estado a partir de janeiro/17 os quais foram alocados para as contas específicas do interior no até o 3T17.
Material	-3.511	-610	475,6	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento do uso de combustÍvel e lubrificantes nos veículos para atividade rotineiras de atendimento de solicitação na capital.
Serviços	-31.790	-5.265	503,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) Havia classificação do custo do interior como custo que seria repassado ao longo da prestação de serviço, os quais não impactavam o resultado apresentado, e sim como direitos a receber. No fechamento anual, esse direito a receber não se concretizou, impactando o resultado a Boa Vista no 4T17.
Outros	12.911	757	1.605,5	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) Havia classificação do custo do interior como custo que seria repassado ao longo da prestação de serviço, os quais não impactavam o resultado apresentado, e sim como direitos a receber. No fechamento anual, esse direito a receber não se concretizou, impactando o resultado a Boa Vista no 4T17.
Doações e contribuições	0	0	0,0	
Outras despesas operacionais	12.911	757	1.605,5	
TOTAL PMSO	**-51.711**	**-26.161**	**97,7**	**A variação se deu em razão dos fatores explicados acima.**

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

Custos Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Energia Comprada para Revenda	-109.181	-51.701	111,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) valores registrados que se referiam aos serviços estendidos para o interior do Estado a partir de janeiro de 2017 os quais foram alocados para as contas específicas do interior no até o 3T17.
Combustível	-61.481	-77.214	-18%	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução do ACR médio, que 2016 foi de 295,1 e em 2017 está em 204,8 o MWh, (ii) reclassificação ocorrida a partir de janeiro de 2017, de valores registrados na conta combustível que se referiam aos serviços estendidos para o interior do Estado de Roraima, relativo a CERR. Até julho, não segregávamos os valores de custo entre capital e interior. A partir de agosto, houve a segregação das contas do interior que, atualmente estão atualmente no ativo da ED Roraima como direitos a receber.
(-) Recuperação Despesas CCC	36.532	41.893		
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	0	0	0,0	Não aplicável.
Despesa de Construção	-5.338	-1.754	204,3	Sem efeito para o resultado, devido a contrapartida em receita de construção, mas a variação se deu, principalmente, em razão de: (i) realização de obras no periodo
Depreciação e Amortização	-2.446	-2.668	-8,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) menor acréscimo de ativos no período.

Provisões Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	-24.344	-32.906	-26,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) a partir de janeiro de 2017, a companhia deixou de fazer a operação de suprimento de energia para a Cerr - Companhia do Estado de Roraima, devido a área então atendida pela Cerr ter sido transferida para a própria Boa Vista Energia, de forma temporária, conforme Portaria MME 920 de 2016. Com isto, deixou de fazer provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD relativo a inadimplência da Cerr, de cerca de R$ 32 milhões.

Resultado Financeiro - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Receitas de Aplicações Financeiras	76	301	-74,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) menor permanência de recursos em conta de aplicação.
Encargos de Dívida	-20.514	-2.427	745,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) novos empréstimos e financiamentos de RGR em 2017 com a CCEE.
Acréscimo Moratório sobre energia comprada	-17.138	-26.665	-35,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) pagamentos correntes da energia comprada para revenda junto a Eletronorte em 2017 estão em dia.
Atualização Monetária Líquida	4.362	-4.400	-199,1	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) retificação de contas para atender ao Plano de Contas da Aneel, passando as despesas de atualização monetaria relativas a despesa financeira para Outras receitas e despesas financeiras.
Atualização do Ativo/Passivo Regulatório CVA	646	-236	-373,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento da CVA em processamento em 2017; e (ii) correção da SELIC da CVA.
Outras Receitas/Despesas Financeiras	-573	-1.560	-63,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) retificação de contas, para atender ao Plano de Contas da Aneel, passando as despesas de atualização monetaria relativas a despesa financeira para Outras receitas e despesas financeiras.

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

CERON

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 53,6% superior ao apurado no 4T16, passando de um prejuízo de R$ 702,5 milhões no 4T16 para um prejuízo de R$ 326 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida apresentou, no 4T17, um aumento de 62,7% em relação ao 4T16, passando de R$ 259,9 milhões em 4T16 para R$ 422,9 milhões em 4T17. As variações de cada conta de receita estão detalhadas abaixo:

Receita Bruta - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Geração				
Fornecimento	0	0	0,0	Não aplicável
Distribuição				
Fornecimento	416.889	405.950	2,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reposionamento tarifário do IRT/2017 que impactou parte da leitura do mês de dezembro, (ii) aumento do consumo no período.
Energia Elétrica de Curto Prazo	-10.008	5.119	0,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) resultado do reversão da provisão de estimativa de realização de venda no mercado de curto prazo correspondente à setembro de 2017, tendo em vista que a apuração ocorre com até 60 dias após o mês de competência.
Receita de Construção	23.639	58.287	-59,4	Sem efeito para o resultado, devido a contrapartida em despesa de construção, mas a variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução no ingresso de novas obras em curso.
Receita de CVA	135.479	-124.354	-208,9	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) constituição da CVA da bandeira tarifária, que em 2016 foi de R$ 25,9 milhões e atualmente não há constituição em virtude da suspensão da cobrança dos consumidores via liminar. Em 2016, apresentou CVA em processamento negativo de R$ 113 milhões, já em 2017, foi positiva em R$ 88,6 milhões. A CVA em amortização em 2016 foi negativa em R$ 37 milhões, e em 2017 foi positiva em R$ 46,8 milhões.
Outras Receitas Operacionais	26.770	72.161	-62,9	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução de subvenção CDE uso e CDE para pagamento da Conta ACR, cujos valores são estabelecidos pela ANEEL; e (ii) atualização do VNR que está apresentando resultado negativo em 2017 tendo em vista a redução dos índices de aplicação.
Deduções às Receitas Operacionais	-169.871	-157.279	8,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução das Cotas CDE Uso e CDE ACR, por determinação da ANEEL, porém houve aumento no PIS/PASEP/COFINS em R$ 23.321, decorrente dos ajustes complementares desses impostos, uma vez que o pagamento é efetuado por estimativa e a apuração real ocorre somente após a data do recolhimento.
ROL	**422.898**	**259.884**	**62,7**	**A variação se deu, principalmente, em razão dos fatores acima explicados.**

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, redução de 19,9% em relação ao 4T16, passando de R$ 816,8 milhões para R$ 654 milhões, apresentando as variações listadas abaixo:

PMSO - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Pessoal	-43.557	-39.580	10,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018, efeito de 9% a partir do 4T16, referente ao período de 2016-2017, em razão de dissídio coletivo, e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017), (ii) Sistema de Avanço de Nível – SAN, com inclusão das despesas com o pessoal transposto que retornaram para a folha de pagamento em dezembro de 2016; e (iii) Aumento da contribuição da Previdência complementar em função da adesão de funcionários que ainda não tinham feito a adesão.
Material	-1.400	-1.478	-5,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) menor uso de material para informática.
Serviços	-43.359	-37.509	15,6	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) rubrica de manutenção de subestações e inspeção e fiscalização em R$ 6,1 milhões, devido aos reajustes dos contratos em função dos reajustes da categoria.
Outros	178	-76.882	-100,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) transferência de classificação das despesas em 2017, como as perdas de recebimentos de créditos e indenizações de pedidos judiciais, trabalhistas e outros reclassificadas para despesa de provisões.
Doações e contribuições	-102	-69	47,8	
Outras despesas operacionais	280	-76.813	-100,4	
TOTAL PMSO	**-88.138**	**-155.449**	**-43,3**	**A variação se deu em razão dos fatores explicados acima.**

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

Custos Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Energia Comprada para Revenda	-308.611	-206.189	49,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) custos de liquidação no mercado de curto prazo, influenciados pela variação de PLD, que em outubro de 2017 atingiu o teto de R$ 533,82, enquanto no trimestre anterior o preço máximo atingido foi de R$ 521,83.
Combustível	0	0	0,0	Não aplicável.
(-) Recuperação Despesas CCC	0	0		
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	-5.459	-4.321	26,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) os valores cobrados são determinadas pela Aneel, onde os reajustes acontecem anualmente no mês de junho.
Despesa de Construção	-23.639	-58.287	-59,4	Sem efeito para resultado, devido a contrapartida, em valor equivalente, em receita de construção, mas a variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução do ingresso de novas obras em curso.
Depreciação e Amortização	-11.017	-8.927	23,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento das obras unitizadas no período.

Provisões Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	-217.178	-383.637	-43,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução da provisão do contrato oneroso no valor de (R$ 239 milhões) , e (ii) a provisão dos créditos da CCC em R$ 68 milhões.

Resultado Financeiro - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Receitas de Aplicações Financeiras	831	705	17,9	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) recebimento de valores da CCEE para liquidação de geradoras, que foram aplicadas até sua quitação.
Encargos de Dívida	-52.891	-30.280	74,7	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) renegociações que suspenderam as amortizações dos valores principais dos empréstimos e financiamentos oriundos de Recursos ordinário, (ii) por outro lado houve aumento em função da apropriação dos encargos da dívida com a Petrobrás no valor de R$ 24,5 milhões.
Acréscimo Moratório sobre energia vendida/comprada	9.447	9.487	-0,4	Sem variação relevante
Atualização Monetária Líquida	-32.980	-171.485	-80,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução dos índices de atualização sobre os recebíveis da CCC, cujo indicador aplicável é a SELIC, além da amortização do principal do recebivel junto à CCC referente ao CCD 1, tendo em vista o recebimento regular as parcelas; e (ii) reclassificação da atualização da TN/Petrobrás referente aos parcelamentos no valor de R$ 479 milhões.
Atualização do Ativo/Passivo Regulatório CVA	515	-340	-251,5	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) maior obrigação de devolução de tarifa conforme estabelecido nos procedimentos de regulação tarifária da Aneel.
Outras Receitas/Despesas Financeiras	-19.706	46.352	-142,5	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reclassificação dos juros da CCC para direito de ressarcimento em R$ 365 milhões; e (ii) reclassificação da atualização da Eletronorte/Termonorte em R$ 207,5 milhões e Petrobrás em R$ 212,2 milhões, destinadas às obrigações de ressarcimento.

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

CEPISA

Análise do Resultado

A Empresa apresentou no 4T17 um resultado 505,6% inferior ao apurado no 4T16, passando de um prejuízo de R$ 29,1 milhões no 4T16 para um prejuízo de R$ 176,4 milhões no 4T17 devido, principalmente, aos fatores abaixo descritos.

Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida apresentou, no 4T17, um crescimento de 21,9% em relação ao 4T16, passando de R$ 440,3 milhões em 4T16 para R$ 536,6 milhões em 4T17. As variações de cada conta de receita estão detalhas abaixo:

Receita Bruta - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Distribuição				
Fornecimento	603.411	-194.890	-409,6	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reclassificação da receita de distribuição para outras receitas e de receita de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos para obrigações especiais em atendimento ao MCSE. Analisando Fornecimento e Outras Receitas Operacionais em conjunto, para desconsiderar o efeito de reclassificação entre contas, percebe-se um aumento do faturamento neste trimestre.
Energia Elétrica de Curto Prazo	7.112	0	100,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) sobrecontratação registrada em março/2017, com reflexo em abril/2017, enquanto que, no mesmo período de 2016, a CEPISA encontrava-se subcontratada.
Receita de Construção	52.430	54.501	-3,8	Sem efeito para o resultado, devido a contrapartida de despesa de construção, em valor equivalente, mas a variação se deve em decorrência de aumento das adições líquidas no período.
Receita de CVA	61.174	97.344	-37,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) valores de CVA com efeitos resultantes de constituição e amortização positivos em 2017 (CVA ativa), enquanto que em 2016 gerou resultado negativo (CVA passiva).
Outras Receitas Operacionais	100.492	685.791	-85,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reclassificação da receita de distribuição oriunda da receita de fornecimento, conforme informado acima.
Deduções às Receitas Operacionais	-288.048	-202.448	42,3	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento no trimestre de encargos de bandeira tarifárias.
ROL	**536.571**	**440.298**	**21,9**	**A variação se deu em razão dos fatores acima explicados.**

Custos e Despesas Operacionais

As Despesas e custos operacionais apresentaram, no 4T17, aumento de 64,7% em relação ao 4T16, passando de R$ 401,4 milhões para R$ 661,2 milhões, apresentando às variações listadas abaixo:

PMSO - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Pessoal	-85.317	-74.500	14,5	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) reajuste decorrente do ACT 2016-2018, efeito de 9% a partir do 4T16, referente ao período de 2016-2017, em razão de dissídio coletivo, e reajuste de 4% para o período de 2017-2018 a partir de maio de 2017), (ii) admissão de novos funcionários para cumprir com o Termo de Ajuste de Conduta celebrado com Ministério Público em substituição a servicos terceirizados, por decisão judicial, ocorrido a partir do segundo semestre de 2016;
Material	-4.902	-2.945	66,5	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) elevação de despesas com material de expediente e apoio, de segurança, higiene e medicina do trabalho em função do aumento de empregados e (ii) aumento de material de manutenção, reparo de veículos e combustíveis em função do aumento da frota, decorrente do fato dos referidos serviços passarem a ser executados pelos novos empregados contratados, conforme informado acima.
Serviços	-36.902	-36.709	0,5	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) elevação de despesas com tarifa de arrecadação e (ii) serviços de abertura e conservação de faixas e desmatamento.
Outros	-39.625	-19.613	102,0	
Doações e contribuições	0	0	0,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) auto de infração de ICMS.
Outras despesas operacionais	-39.625	-19.613	102	
TOTAL PMSO	**-166.746**	**-133.767**	**24,7**	**A variação se deu em razão dos fatores acima explicados.**

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo II - 4T17
Informações Financeiras das Empresas Controladas

Custos Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Energia Comprada para Revenda	-305.923	-224.105	36,5	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento decorrente do estorno de Crédito de PIS/COFINS sobre as perdas não técnicas, bem como em função do aumento dos valores apurados no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit.
Combustível	0	0	0,0	Não aplicável.
(-) Recuperação Despesas CCC	0	0		
Encargos sobre Uso da Rede Elétrica	-46.338	-18.360	152,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) alteração do Encargo do Serviço do Sistema, devido a maior segurança energética do setor. Esse encargo é cobrado para subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional.
Despesa de Construção	-52.430	-54.501	-3,8	Sem efeito para o resultado, devido a contrapartida de receita de construção, em valor equivalente, mas a variação se deve em função adições líquidas no período.
Depreciação e Amortização	-11.856	-10.205	16,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento das unitizações.

Provisões Operacionais - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
	-77.876	39.526	-297,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento das provisões para litígios das causas trabalhistas e cíveis de R$ 37,5 milhões; compensada pela (ii) reversão de provisão ao valor recuperável, impairment de R$ 59,2 milhões, em razão das amortizações que se tornam mais significativas pela proximidade da data final de prestação temporária de serviços de distribuição, qual seja, dezembro 2017, (ii) redução de perdas comerciais no valor de R$ 107 milhões.

Resultado Financeiro - R$ mil	4T17	4T16	Variação (%)	Análise
Receitas de Aplicações Financeiras	382	0	100,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento de aplicação temporária de recurso disponível no período.
Encargos de Dívida	-62.477	-49.185	27,0	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento de refinanciamentos junto à Eletrobras, (ii) encargos decorrentes de ingresso de novos empréstimos e financiamentos, contratados com recursos da RGR, para cumprimento do PPTSD (Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição) de 2017.
Acréscimo Moratório sobre energia vendida	22.393	18.534	20,8	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) atualização de créditos vencidos com consumidores (juros e multas), ocasionado principalmente por campanhas de parcelamento.
Variações Cambiais Líquidas	0	0	0,0	Não aplicável.
Atualização Monetária Líquida	-29.783	-22.845	30,4	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução de atualizações monetárias ativa de créditos com consumidores; (ii) aumento significativo de atualização de tributos para inclusão no Programa de Regularização Tributária em maio de 2017.
Atualização do Ativo/Passivo Regulatório CVA	3.276	-3.661	189,5	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) aumento de atualização dos montantes de CVA. Em 2017 tínhamos CVA ativa, enquanto que em 2016 tínhamos CVA passiva.
Outras Receitas/Despesas Financeiras	14.363	-10.864	-232,2	A variação se deu, principalmente, em razão de: (i) redução na inadimplência dos pagamentos aos fornecedores.

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo III - 4T17
Informações Operacionais das Empresas Controladas

I. Dados de Mercado das Empresas Eletrobras

I.1 Capacidade Instalada – MW

Empresa	Responsabilidade Integral (a)	Responsabilidade Integral sob os termos da lei 13.182/15 (b)	Responsabilidade Integral sob Regime de O&M (c)	SPE (d)	SPE sob Regime de O&M (e)	Agregação Física 2017	Total (a+b+c+d+e)
Eletrobras Holding (1)	-	-	-	1.184	-	678	1.184
Eletronorte	9.285	-	78	1.022	-	84	10.386
Chesf	36	1.864	8.399	1.859	-	125	12.158
Furnas	2.129	2.082	4.617	2.650	403	58	11.881
Eletronuclear	1.990	-	-	-	-	-	1.990
Eletrosul	476	-	-	1.220	-	121	1.696
CGTEE	413	-	-	-	-	-	413
Itaipu Binacional	7.000	-	-	-	-	-	7.000
Amazonas G&T	1.020	-	-	-	-	-	1.020
Empresas Distribuidoras	406	-	-	-	-	-	406
Total	**22.756**	**3.946**	**13.094**	**7.934**	**403**	**1.066**	**48.134**

(1) O Parque Eólico de Artilleros não foi contemplado, pois trata-se de empreendimento no exterior.

I.2 Linhas de Transmissão - Km

Empresa	Responsabilidade Integral (a)	Responsabilidade Integral sob Regime de O&M (b)	SPEs (c)	Agregação física 2017	Total (a+b+c)
Eletronorte	1.735	9.783	2.584	513	14.102
Chesf	1.620	18.912	1.653	76	22.185
Furnas	1.514	18.802	2.522	528	22.838
Eletrosul	1.564	9.513	1.092	-	12.169
Amazonas G&T	390	-	-	-	390
Total	**6.823**	**57.010**	**7.851**	**1.117**	**71.684**

Explicação para a diferença de 228,9 km de LT em 230 kV sob regime O&M da Eletronorte : transferência da LT Rio Verde-Rondonópolis que foi transferida da Eletronorte por pertencer à Furnas. As LTs Utinga-Miramar - C1 e C2 que antes eram contabilizadas como responsabilidade integral foram alocadas para LT sob regime de O&M. Além disso foi acrescentado 0,5km que é uma conexão da subestação Xingu.

II. Dados de Geração

II.1 Capacidade Instalada - MW

II.1.2 Ativos de Geração e Energia Gerada

II.1.2.1 Ativos de Geração e Energia Gerada – Empreendimentos sob Responsabilidade Integral

Empresa Eletrobras	Empreendimento	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médio)	Energia Gerada (MWh) 1T17	2T17	3T17	4T17	ACR MW Médio	ACR Preço Médio (R$/MWh)	ACR Contratos e Término da vigência dos Contrato no ACR	ACL MW Médio
Eletronorte (7)	Complexo de Tucuruí	PA	nov/84	jul/24	8.535,00	4.140,00	9.414.280	9.065.109	5.124.129	4.497.471	200,93	328,76	LEILÃO PRODUTO 2014 - 2019	3.939,07
	UHE Samuel	RO	jul/89	set/29	216,75	92,70	189.532	203.229	131.277	135.716	-	-	-	93,00
	UHE Curuá-Una	PA	abr/77	jul/28	30,30	24,00	49.951	63.433	60.932	34.699	-	-	-	2,00
	UTE Rio Madeira (1)	RO	abr/68	set/18	119,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	UTE Santana (4)	AP	mar/93	dez/24	177,74	22,30	-	-	-	-	-	-	-	-
	UTE Rio Branco I (2)	AC	fev/98	jul/20	18,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	UTE Rio Branco II (2)	AC	abr/81	jul/20	32,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	UTE Rio Acre	AC	dez/94	Abr/25	45,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	UTE – Santarém (5)	PA	jun/14	- (4)	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	UTE Senador Arnon Afonso Farias de Mello (3)	RR	1ª Unidade (maq. 2) dez/90; 2ª Unidade (maq. 1) jun/91; 3ª Unidade (maq. 3) dez/93	ago/24	85,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	UTE Araguaia (6)	MT	abr/16	- (5)	23,10	-	23.366	25.494	31.087	30.775	-	-	-	-
Chesf	Curemas	PB	jun/57	nov/24	3,52	1	5,79	2,93	0,00	0,00	-	-	-	-
	Camaçari (8)	BA	fev/79	ago/27	-	-	0	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-
	Casa Nova II	BA	dez/17	dez/37	32,9	8,9	0	0,00	367,71	15295,17				
	Casa Nova III (9)	BA	jan/18	dez/37	28,20	9,40	0,00	0,00	0,00	3.515,86	-	-	-	-
Furnas	Mascarenhas de Moraes	MG	abr/73	out/23	476,00	295,00	610.795,94	244.719,26	491.044,65	458.353,58	101	294	13ºLEE2014 - Término em 31/12/2019 14ºLEE2005 - Término em 31/12/2017	184,60
	Simplício (10)	RJ	jun/13	ago/41	305,70	191,30	423.063,93	243.941,52	106.575,68	180.871,23	185	217,47	1ºLEN2005 - Término em 31/12/2039	2,39
	Batalha	MG	mai/14	ago/41	52,50	48,80	23.205,38	24.184,42	29.953,37	45.252,03	47	219,11	1ºLEN2005 - Término em 31/12/2039	0,35
	Serra da Mesa (48,46%) (11)	GO	abr/98	nov/39	1.275,00	671,00	565.503,63	578.432,73	571.126,77	526.572,73	229	294,43	13ºLEE2014 - Término em 31/12/2019 14ºLEE2005 - Término em 31/12/2017	417,36
	Manso (70%) (11)	MT	out/00	fev/35	210,00	92,00	197.229,15	152.786,02	134.032,43	171.686,47	90	215,29	1ºLEN2005 - Término em 31/12/2037 1ºLEN2005 - Término em 31/12/2039	(1,62)
	Santa Cruz (12)	RJ	mar/67	jul/15	500,00	401,20	373.248,76	504.771,67	729.519,16	676.475,94	351	128,79	5ºLEN2012 - Término em 31/12/2026	7,91
	Roberto Silveira (Campos)	RJ	abr/77	jul/27	30,00	20,90	0,00	0,00	1.520,57	15.201,48	-	-	-	4,45
Eletronuclear	Angra I	RJ	jan/85	dez/24	640,00	509,80	1.391.964	1.148.755	689.089	974.501	-	-	-	-
	Angra II	RJ	set/00	ago/40	1.350,00	1.204,70	2.571.536	2.968.054	2.993.725	3.003.584	-	-	-	-

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo III - 4T17
Informações Operacionais das Empresas Controladas

Eletrosul	UHE Governador Jayme Canet Júnior (	PR	nov/12	jul/42	177,94	96,90	294.328	243.432	241.250	298.871	94,08	207,34	dez/40	- 0,68
	UHE Passo São João	RS	mar/12	ago/41	77,00	41,10	117.142,30	79.491	81.708	137.803	37,00	212,57	dez/39	2,85
	UHE São Domingos	MS	jun/13	dez/37	48,00	36,40	87.441,10	58.306	68.304	86.194	36,00	223,05	dez/41	- 0,32
	PCH Barra do Rio Chapéu	SC	fev/13	mai/34	15,15	8,61	17.647,67	17.168	8.579	11.114	-	-	NA	8,50
	PCH João Borges	SC	jul/13	dez/35	19,00	10,14	13.362,41	13.876	7.129	8.979	-	-	NA	9,94
	Eólica Cerro Chato I	RS	jan/12	ago/45	30,00	11,33	18.441,20	24.636	28.118	25.338	10,71	209,78	jun/32	0,34
	Eólica Cerro Chato II	RS	ago/11	ago/45	30,00	11,33	18.612,27	26.120	30.262	26.379	11,00	209,78	jun/32	0,05
	Eólica Cerro Chato III	RS	jun/11	ago/45	30,00	11,33	18.532,91	26.520	29.777	26.548	10,95	209,78	jun/32	0,09
	UEE Coxilha Seca	RS	dez/15	mai/49	30,00	13,20	22.931,98	32.329	35.224	31.297	4,12	161,48	dez/35	9,30
	UEE Capão do Inglês	RS	dez/15	mai/49	10,00	4,50	7.848,16	11.238	12.098	10.753	1,39	161,89	dez/35	3,20
	UEE Galpões	RS	dez/15	mai/49	8,00	3,50	6.251,22	8.706	9.666	8.471	1,04	163,07	dez/35	2,56
	Megawatt Solar	SC	set/14	-	0,93	NA	382,94	231	286	381	-	-	NA	0,01
CGTEE	P. Médici (Candiota) (14)	RS	jan/74	jul/15	63,00	8,14	116.296	30.825	14.872	374	-	-	-	8
	Candiota III – Fase C	RS	jan/11	jul/41	350,00	202,50	238.161	379.666	473.816	335.457	146,00	66,69	35 CCEAR´s. Vigência até Dezembro de 2024	56,55
	S. Jerônimo (São Jerônimo)	RS	abr/53	jul/15	-	-	-	-	-		-	-	-	-
	Nutepa (Porto Alegre)	RS	fev/68	jul/15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Itaipu Binacional	Itaipu Binacional	Brasil (Paraná) e Paraguai (Alto Paraná)	mar/85	-	7.000	8.577,00	25.604.788	22.560.165	21.836.361	26.386.043	-	-	-	-
Amazonas GT	UHE Balbina	AM	jan/89	mar/27	249,75	132,30	145.662	215.313	262.611	355.485	-	-	-	-
	UTE Aparecida	AM	fev/84	jul/20	166,00	150,00	0	80.839	70.611	180.738	-	-	-	-
	UTE Mauá (15)	AM	abr/73	jul/20	260,00	114,00	189.713	110.528	155.906	157.808	-	-	-	-
	UTE São José	AM	fev/08	out/17	-	50,00	0	33.593	111.518	9.746	-	-	-	-
	UTE Flores	AM	fev/08	mar/19	80,00	80,00	2	128.879	173.988	171.360	-	-	-	-
	UTE Iranduba	AM	nov/10	mar/19	25,00	25,00	0	33.335	55.672	54.985	-	-	-	-
	UTE MAUÁ 3 (16)	AM	set/17	dez/18	590,75	583		36.482	49.402	305.217	-	-	-	-

(1) Despacho nº 223 ANEEL de 28/01/2014, declara como inservíveis os bens da UTE Rio Madeira.

(2) Despacho nº 136 ANEEL de 21/01/2014, recomenda ao MME a extinção da autorização de serviço público das UTE´s Rio Branco I e Rio Branco II.

(3) Resolução Autorizativa nº 2.894/2011 - Transfere a Usina Termelétrica Senador Arnon Farias de Mello da Eletronorte para a Boa Vista Energia S.A até 10 de fevereiro de 2012. Despacho nº 318/2014 - prorroga o prazo até a data de efetiva interligação do Sistema Isolado de Boa Vista ao SIN.

(4) Quanto a UTE Santana a Garantia Fisica do Bloco I é 13,4 MWmed e a do Bloco II 8,9 MWmed. Portaria MME nº 185, de 27/12/2012.

(5) Portaria nº 4 MME de 09.01.2017 - DOU 10.01.2017 - resolve autorizar a descontratação, em sua totalidade, da UTE Santarém a partir de janeiro de 2017. Ficam revogadas a Portaria MME nº 88/2014 e a Portaria MME nº 418/2014.

(6) Portaria MME nº 333/2015, outorgou a Eletronorte de forma emergencial a instalação de 20 MW até 2019 ou a entrada em operação a solução estruturante. Autorizada a operação comercial a partir de 09/04/2016, pelo Despacho nº 872/2016 - SCG/ANEEL, DE 08/04/2016

(7) CE PRI 248 de 19/10/2015 responde ao Ofício nº 729/2015-SFG/ANEEL de 30/09/2015, oficializa as datas de entrada em operação de equipamentos das UHE´s Samuel, Curuá-Una, Tucuruí I e II e UTE Santana.

(8) Conforme despacho Aneel nº 3.247/2016, de 13/12/2016, a usina Camaçari encontra-se com operação suspensa ‹ ulia

(9) A EOL Casa Nova III se encontra em fase de operação em teste, portanto a totalidade da geração corresponde à geração em teste. A garantia física da usina foi alterada pela Portaria nº 385, de 15 de Dezembro de 2017.

(10) 175,40 MW Médios correspondem à garantia física de Simplício apenas. O complexo Simplício-Anta terá 191,30 MW de garantia física quando Anta estiver em operação comercial.

(11) UHE's compartilhadas, porém FURNAS adiquire a fração do parceiro atráves de contratos de compra de energia - considerados GF e gerção total de cada UHE.

(12) A potência de 500 MW exclui as UGs 3 e 4, cuja operação comercial se encontra temporariamente suspensa pela Aneel, conforme Despacho No 3.263, de 19 de outubro de 2012. Inclui, todavia, a potência de 150 MW ainda não disponível devido ao atraso nas obras de expansão da usina, ao final das quais as UGs 11 e 21. Solicitada à Aneel prorrogação da concessão nos termos do requerimento REQ.GCO.P.027.2013, de 05.07.2013. Até o momento sem resposta da Agência.

(13) Os valores reportados fazem referência a participação da Companhia no empreendimento (Consórcio Governador Jayme Canet Júnior 49% Eletrosul).

(14) Considera também a energia gerada da Fase B, que está indisponível por questões ambientais desde 01/março de 2017.

(15) A potência Disponibilizada da Usina Mauá BL 4 atual é de 14MW, conforme Despacho ANEEL nº 1.853/2016.

(16) Potência Instalada da UTE Mauá 3 está de acordo com a Resolução Autorizativa ANEEL nº 4.950/2014 , no valor de 189.9 MW

II.1.2.1.1 Preço Médio de Venda e Compra de Energia das Empresas Eletrobras

Preço Médio Empresas Eletrobras (R$)

	1T17	2T17	3T17	4T17
ACR	262,83	243,54	226,06	239,99
ACL	129,73	145,04	157,44	156,51
Compra de Energia	187,38	190,64	189,9	195,55

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo III - 4T17
Informações Operacionais das Empresas Controladas

II.1.2.2 Ativos de Geração e Energia Gerada – Empreendimentos sob Responsabilidade Integral sob Regime de O&M - renovadas pela lei 12.783/13

Empresa Eletrobras	Empreendimento	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médio)	Energia Gerada (MWh) 1T17	2T17	3T17	4T17	Cotas - Regime de O&M: Lei 12.783/2013 MW Médio	GAG (R$ Milhões)	RAG (R$ Milhões)	Valor dos novos investimentos reconhecidos pela Aneel na GAG no último reajuste (R$ Milhões)	ACL - Lei 13.182/2015 (2) MW Médio	Preço Médio (R$/MWh)
Eletronorte	UHE Coaracy Nunes	AP	out/75	dez/42	78,00	62,60	135.044	158.044	156.470	84.768	62,60	-	12,07	-	n/a	n/a
Chesf	Funil	BA	mar/62	dez/42	27,28	10,66	7.206	9.932	13.323	9.163	10,90	4,15	8,91	128.946,23	0,24	115,37
	Pedra	BA	abr/78	dez/42	18,24	3,66	7.042,86	5.255	2.114	1.944	3,74	2,20	3,68	190.361,03	0,08	115,37
	Araras (1)	CE	fev/67	jul/15	4,00	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-		-
	Complexo de Paulo Afonso	BA	jan/55	dez/42	3.901,43	2.175,85	1.491.198	1.322.835	1.191.746	1.112.820	2.225,00	170,70	527,31	31.963.373,55	49,16	115,37
	Luiz Gonzaga (Itaparica)	PE	fev/88	dez/42	1.348,86	937,82	672.052	595.574	531.249	511.103	959,00	84,18	212,29	5.155.842,08	21,19	115,37
	Boa Esperança (Castelo Branco)	PI	jan/70	dez/42	216,33	139,84	277.250	257.518	214.114	221.728	143,00	21,11	48,80	8.984.766,28	3,16	115,37
	Xingó	SE	abr/94	dez/42	2.882,59	2.091,75	1.721.045	1.403.727	1.081.827	1.079.917	2.139,00	150,12	405,55	3.057.611,30	47,26	115,37
Furnas	Furnas	MG	mar/63	dez/42	1.216,00	598,00	971.441,47	441.010	926.432	805.649	598,00	67,31	212,60	63,60	n/a	n/a
	Luis Carlos Barreto (Estreito)	SP/MG	jan/69	dez/42	1.050,00	495,00	962.145,34	448.532	797.170	789.741	495,00	59,41	148,41	0,37	n/a	n/a
	Porto Colômbia	MG/SP	mar/73	dez/42	320,00	185,00	481.487,24	250.170	333.181	393.289	185,00	26,52	44,21	0,17	n/a	n/a
	Marimbondo	SP/MG	abr/75	dez/42	1.440,00	726,00	1.576.380,71	941.771	1.265.168	921.180	726,00	76,99	202,56	0,29	n/a	n/a
	Funil	RJ	abr/69	dez/42	216,00	121,00	221.088,99	181.646	183.662	172.910	121,00	19,61	28,01	0,24	n/a	n/a
	Corumbá I	GO	abr/97	dez/42	375,00	209,00	230.575,60	179.984	204.880	223.996	209,00	29,46	60,75	0,22	n/a	n/a
Eletronuclear	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-
Eletrosul	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-
CGTEE	-	-	-	-	-	-	-		-		-	-	-	-	-	-
Itaipu Binacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-
Amazonas GT	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-

(1) A garantia física de Araras é 0,03MW médio, conforme Portaria MME/SPDE Nº 58, de 30/07/2012.

II.1.2.3 Ativos de Geração e Energia Gerada – Empreendimentos sob Responsabilidade Integral renovados pela lei 13.182/15

Empresa Eletrobras	Empreendimento	Localização (Estado)	Início da Operação	Fim da Operação	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médio)	Energia Gerada 1T17	2T17	3T17	4T17	ACR MW Médio	Preço Médio (R$/MWh)	Contratos e Término da vigência dos Contrato no ACR	ACL MW Médio
Chesf	Sobradinho*	BA	abr/79	fev/52	1.050,30	531,00	346.506	299.374	256.492	235.090	531,00	-	-	477,90
Furnas	Itumbiara (1)	GO/MG	fev/80	fev/20	2.082,00	1.015,00	1.100.000	296.426	1.342.263	1.278.193	278,00	294,43	13ºLEE2014 - Término em 31/12/2019 14ºLEE2005 - Término em 31/12/2017	708,13

(1) A Lei nº 13.182, de 03.11.2015, facultou a FURNAS a prorrogação da concessão da UHE Itumbiara em contrapartida de sua participação no Fundo de Energia do Sudeste-Centro-Oeste - FESC, e da celebração de contratos de energia lastreados na garantia física da usina com unidades consumidoras localizadas no submercado Sudeste/Centro-Oeste, a partir de leilões promovidos por FURNAS.
Assim sendo, e dada a adesão de FURNAS ao regime previsto pela referida Lei, FURNAS terá a prorrogação da concessão da UHE Itumbiara por prazo adicional de até 30 anos.

* 10% da garantia física de Sobradinho está alocada para hedge.

II.1.3.Energia Vendida

II.1.3.1 Energia Vendida pelos empreendimentos não renovados pela Lei 12.783/13

Empresa Eletrobras	Comprador	1T17		2T17		3T17		4T17	
		R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh
Eletronorte	Sistema Eletrobras	123,94	566.850	122,62	563.361,57	125,07	567.543,55	125,72	573.646
	Outros	711,4	5.191.947	618,34	4.444.066,85	1.246,34	7.182.530,84	987,28	6.350.644
Chesf	Sistema Eletrobras	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	208,76	1.538.320,60	242,50	1.701.325,20	250,22	1.617.920,21	220,77	1.592.958
Furnas	Sistema Eletrobras	73,09	285.728,40	50,69	195.293,90	52,01	195.907,81	49,72	187.497
	Outros	974,63	5.056.773,27	965,98	4.762.242,91	995,21	4.820.190,57	940,54	4.526.742
Eletronuclear	Sistema Eletrobras	34,74	152.755,13	34,74	154.523,94	34,74	156.222,01	34,74	156.292,76
	Outros	737,26	3.241.746,84	737,26	3.279.284,44	737,26	3.315.177,49	737,26	3.316.606
Eletrosul	Sistema Eletrobras	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	106,620	522.410,941	103,990	505.869,620	114,414	526.734,775	132,54	539.690
CGTEE	Sistema Eletrobras	76,07	639.478,69	71,76	639.479,30	51,71	319.680,83	21,33	319.910,91
	Outros	0,54	0,00	5,81	50.400,00	115,03	315.120,00	128,46	378.465
Itaipu Binacional	Sistema Eletrobras	834,01	21.773.551,85	844,55	19.560.850,00	836,96	18.517.085,00	844,18	22.376.420
	Outros	113,73	3.644.356,00	79,06	2.837.603,00	75,89	3.169.017,00	112,13	3.803.301
Amazonas GT	Sistema Eletrobras	110,62	694.023,49	144,89	822.264,00	144,03	705.269,87	159,65	801.929,71
	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-

II.1.3.2 Energia Vendida pelos empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783/13 – Regime de O&M

Empresa Eletrobras	Comprador	1T17		2T17		3T17		4T17	
		R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh
Eletronorte	Sistema Eletrobras	0,20	6.932,39	0,16	6.005,50	0,15	6.120,04	0,14	3.576
	Outros	3,74	127.546,68	4,07	151.795,39	3,86	150.350,01	3,55	81.076
Chesf	Sistema Eletrobras	27,96	691.970,18	27,86	489.259,39	26,41	450.371,41	27,20	450.167,44
	Outros	330,18	10.890.060,60	328,97	11.216.107,02	326,19	11.383.625,41	322,75	11.378.470
Furnas	Sistema Eletrobras	10,95	396.079,34	7,90	400.294,90	7,96	404.693,75	8,09	404.510
	Outros	204,93	4.647.694,66	199,65	4.697.161,10	201,17	4.748.778,25	204,42	4.746.628
Eletronuclear	Sistema Eletrobras	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Eletrosul	Sistema Eletrobras	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
CGTEE	Sistema Eletrobras	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Itaipu Binacional	Sistema Eletrobras	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Amazonas GT	Sistema Eletrobras	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-

II.1.3.3 Liquidação CCEE (Spot e MRE)

Empresa Eletrobras	1T17		2T17		3T17		4T17	
	R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh
Eletronorte	214,23	3.755.334,67	227,03	4.198.077,60	-370,92	-2.375.162,40	-62,36	-2.162.072,78
Chesf	45,18	422.419,11	119,27	-51.558,68	19,41	-321.887,52	-56,24	-196.186,61
Furnas	-16,69	-	-26,57	-	-63,79	-	99,80	-
Eletronuclear	-	-	-	-	-	-	-	-
Eletrosul	1,01	47.325,62	2,61	45.059,71	0,19	1.980,11	0,47	-17.981,55
CGTEE	36,38	381.028,64	33,84	268.296,10	25,45	95.798,23	14,96	18.864,68
Itaipu Binacional	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Amazonas GT	19,16	-168.160,61	126,82	-169.102,55	157,05	36.268,80	-	-

II.1.4 Energia Comprada para Revenda

Empresa Eletrobras	Comprador	1T17		2T17		3T17		4T17	
		R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh
Eletronorte	Sistema Eletrobras	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	62,85	265.122,40	20,43	263.589,63	333,73	2.634.590,75	133,95	2.440.564
Chesf	Sistema Eletrobras	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	64,210	356.390,237	65,190	362.126,088	91,996	516.215,47	90,27	504.979
Furnas	Sistema Eletrobras	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	152,17	840.450,12	179,57	956.330,15	204,88	1.017.155,56	181,48	966.321
Eletronuclear	Sistema Eletrobras	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	Outros	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Eletrosul	Sistema Eletrobras	60,41	335.276,70	99,24	552.429,95	116,49	641.776,40	117,16	645.074
	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
CGTEE	Sistema Eletrobras	55,42	291.735,00	56,01	294.840,00	58,32	298.080,00	58,29	297.945
	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Itaipu Binacional	Sistema Eletrobras	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	Outros	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Amazonas GT	Sistema Eletrobras	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-

II.1.5 Tarifa média – R$/MWh

II.1.5.1 Empreendimentos não renovados nos termos da Lei nº 12.783/13

Empresa Eletrobras	1T17	2T17	3T17	4T17
Eletronorte	145,06	147,97	176,95	160,74
Chesf	135,70	145,36	142,60	139,08
Furnas	196,11	205,07	208,77	210,06
Eletronuclear	227,43	224,82	222,39	222,29
Eletrosul	204,09	205,57	217,21	245,58
CGTEE	118,96	112,21	161,76	66,69
Itaipu Binacional (1)	22,6	22,6	22,6	22,60
Amazonas GT	159,38	176,21	204,22	199,08

(1) Valores em U$/KW.

II.1.5.2 Empreendimentos renovados nos termos da Lei nº 12.783 – Regime de O&M

Empresa Eletrobras	1T17	2T17	3T17	4T17
Eletronorte	29,3	26,78	25,65	43,56
Chesf	30,80	30,18	29,80	29,58
Furnas	42,80	40,72	40,58	41,26
Eletronuclear	n/a	n/a	n/a	n/a
Eletrosul	n/a	n/a	n/a	n/a
CGTEE	n/a	n/a	n/a	n/a
Itaipu	n/a	n/a	n/a	n/a
Amazonas GT	n/a	n/a	n/a	n/a

II.1.6 Combustível usado para produção de energia elétrica

Empresa Eletrobras	Tipo	Unidade Métrica	1T17		2T17		3T17		4T17	
			Quant.	R$ Milhões	Quant.	R$ Milhões	Quant.	R$ Milhões	Quant.	R$ Milhões
Eletronorte	Óleo Diesel Especial	Litro	-	-	-	-	-	-	-	-
Chesf	Óleo Diesel	Litro	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gás	m3	-	-	-	-	-	-	-	-
Furnas	Óleo Diesel Especial	Litro							-	-
	Óleo Combustível B1	Tonelada	-	-	-	-	-	-	-	-
	Óleo Diesel Comum	Litro	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gás	m3	173.775.939,00	149,83	78.342.917,00	83,55	218.419.508,00	158,08	220.483.726	156,60
Eletronuclear	Urânio	kg	94.186,00	101,47	98.888,00	103,34	88.438,45	92,42	93.609	100,47
Eletrosul	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
CGTEE	Carvão	Tonelada	366.963,00	26,32	384.238,50	27,56	108.130,80	7,52	286.444	19,92
	Óleo Combustível	kg	4.561.513,00	7,49	2.747.420,00	4,77	1.732.454,66	3,03	2.239.937	3,92
	Óleo Diesel	Litro	37.800,00	0,08	22.576,00	0,06	35.964,00	0,09	29.270	0,07
	Cal (outros insumos)	kg	12.086.310,00	9,44	20.889.360,00	8,63	23.669.980,00	8,63	16.487.835	6,81
Itaipu Binacional	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Amazonas GT	Óleo Diesel	Litro	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gás	m3	-	-	10.735	15.877	14.368	21.251	86.012.986	135.958.052

III. Dados de Transmissão – Ativos sob Responsabilidade Integral

III.1 Extensão das Linhas de Transmissão

III.1.1 Extensão das Linhas de Transmissão –Empreendimentos não renovados nos Termos da Lei 12.783/13 –km

Empresa Eletrobras	765 KV	600 KV	525 KV	500 KV	440 KV	345 KV	230 KV	138 KV	<138 KV	Total
Eletronorte	-	-	-	-	-	-	1.735	-	-	1.735
Chesf	-	-	-	-	-	-	1.620	-	-	1.620
Furnas	-	-	-	844	-	161	116	393	-	1.514
Eletrosul	-	-	1.047	-	-	-	504	-	13	1.564
Amazonas GT	-	-	-	-	-	-	390	-	-	389
Total	**-**	**-**	**1.047**	**844**	**-**	**161**	**4.366**	**393**	**13**	**6.822**

III.1.2 Extensão das Linhas de Transmissão – Empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783/13 - km

Empresa Eletrobras	765 KV	600 KV	525 KV	500 KV	440 KV	345 KV	230 KV	138 KV	<138 KV	Total
Eletronorte	-	-	-	3.243	-	-	5.376	960	203	9.783
Chesf	-	-	-	5.373	-	-	12.822	463	255	18.912
Furnas	2.698	1.612	-	4.028	-	6.145	2.038	2.117	165	18.802
Eletrosul	-	-	422	2.173	-	-	4.943	1.918	56	9.513
Amazonas GT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**2.698**	**1.612**	**422**	**14.817**	**-**	**6.145**	**25.179**	**5.459**	**679**	**57.010**

III.2 Perdas na transmissão - %

Empresa Eletrobras	4T17
Eletronorte	1,06%
Chesf	2,02%
Furnas	1,84%
Eletrosul	1,27%
Amazonas GT	0,25%

III.3 Linhas de Transmissão

III.3.1 Linhas de Transmissão – Empreendimentos não afetados pela Lei 12.783

Empresa Eletrobras	De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão	RAP em 31.12.17(R$ Milhões)	Índice de reajuste
Eletronorte	LT 230 kV ABUNA /PORTO VELHO C-2 RO	188,00	230	fev/14	nov/39	11,32	3,60%
	LT 230 kV ABUNA /RIO BRANCO 1 C-2 RO/AC	298,00	230	jan/14	nov/39	17,83	3,60%
	LT 230 kV ARIQUEMES /JI-PARANA C-3 RO	165,00	230	mar/16	nov/39	9,70	3,60%
	LT 230 kV COLETORA PORTO VELHO /PORTO VELHO C-2	22,00	230	ago/15	fev/39	0,44	3,60%
	LT 230 kV COLETORA PORTO VELHO /PORTO VELHO C-1	22,00	230	ago/15	fev/39	0,44	3,60%
	LT 230 kV JI-PARANA /PIMENTA BUENO C-3 RO	119,20	230	mai/16	nov/39	7,00	3,60%
	LT 230 kV JORGE TEIXEIRA /LECHUGA C-2 AM	29,54	230	fev/14	jul/40	1,48	6,40%
	LT 230 kV JORGE TEIXEIRA /LECHUGA C-1 AM	29,54	230	fev/14	jul/40	1,48	6,40%
	LT 138 kV JORGE TEIXEIRA /LECHUGA C-3 AM	29,54	230	mar/15	mai/42	1,95	7,48%
	LT 230 kV PIMENTA BUENO /VILHENA C-3 RO	161,00	230	dez/15	nov/39	9,47	3,60%
	LT 230 kV RIB.GONCALVES /BALSAS C-1 PI/MA	95,00	230	dez/11	jan/39	2,00	3,60%
	LT 230 kV SAMUEL /ARIQUEMES C-3 RO	154,44	230	dez/15	nov/39	9,05	3,60%
	LT 230 kV SAMUEL /PORTO VELHO C-3 RO	42,40	230	out/15	nov/39	2,47	3,60%
	LT 230 kV SAO LUIS II /SAO LUIS III C-1 MA	35,94	230	mai/10	mar/38	1,32	3,60%
	LT 230 kV VILHENA /JAURU C-3 RO/MT	343,60	230	nov/15	nov/39	19,80	3,60%
Chesf	Ibicoara-Brumado, C1	94,50	230	mar/12	jun/37	3,02	1,04%
	Milagres-Coremas, C2	119,80	230	jun/09	mar/35	6,85	1,04%
	Milagres-Tauá, C1	208,10	230	dez/07	mar/35	10,06	1,04%
	Paulo Afonso III- Zebu II, C1	5,40	230	ago/12	ago/39	0,15	1,04%
	Paulo Afonso III- Zebu II, C2	5,40	230	ago/12	ago/39	0,15	1,04%
	Paraiso-Açu II, C2	132,80	230	set/10	jun/37	3,84	1,04%
	Picos-Tauá II, C1	183,20	230	fev/13	jun/37	5,12	1,04%
	Pirapama II-Suape II, C1	20,90	230	dez/12	jan/39	0,87	1,04%
	Pirapama II-Suape II, C2	20,90	230	dez/12	jan/39	0,87	1,04%
	Suape III-Suape II, C1	3,60	230	dez/12	jan/39	0,51	1,04%
	Suape III-Suape II, C2	3,60	230	dez/12	jan/39	0,51	1,04%
	C. Mirim II-João Câmara II C1	74,50	230	fev/14	nov/40	1,91	1,04%
	Extremoz II-C. Mirim II C1	31,40	230	fev/14	nov/40	0,62	1,04%
	Jardim/Penedo, C1	110,00	230	mar/14	mar/38	2,71	1,04%
	B. Jesus da Lapa II – Igaporã II	115,00	230	mai/14	nov/40	2,90	1,04%
	Acaraú II-Sobral III, C2	91,30	230	set/15	nov/40	2,66	1,04%
	Igaporã II-Igaporã III,C1	5,40	230	out/15	jun/42	0,10	1,04%
	Igaporã II-Igaporã III,C2	5,40	230	out/15	jun/42	0,10	1,04%
	Igaporã III-Pindaí II,C1	49,50	230	out/15	jun/42	2,29	1,04%
	Paraiso-Lagoa Nova II, C1	65,40	230	dez/16	out/41	2,86	1,04%
	Ceará Mirim II-Touros II	61,50	230	mai/17	jun/42	2,27	1,04%
	Casa Nova II-Sobradinho, C1	67,10	230	set/17	ICG	-	-
	Mossoró IV-Mossoró II, C1	36,10	230	out/17	jun/42	1,21	1,04%
	Teresina II-Teresina III, C1	22,80	230	out/17	dez/41	1,05	1,04%
	Teresina II-Teresina III, C2	22,80	230	out/17	dez/41	1,05	1,04%
	Morro do Chapéu II-Irecê	63,80	230	dez/17	out/41	1,58	1,04%
Furnas	LT 345 kV CAMPOS /MACAE MERCHAN C-3 RJ	90,00	345	jun/10	-	14,89	IGPM
	LT 345 kV ITAPETI /NORDESTE C-1 SP	29,00	345	dez/14	-	4,31	IPCA
	LT 345 kV ITAPETI /TIJUCO PRETO C-4 SP	21,00	345	jan/13	-	2,21	IPCA
	LT 345 kV ITAPETI /TIJUCO PRETO C-3 SP	21,00	345	jan/13	-	2,21	IPCA
	LT 500 kV B.DESPACHO 3 /OURO PRETO 2 C-1 MG	180,00	500	fev/16	-	9,06	IPCA
	LT 500 kV IBIUNA /BATEIAS C-2 SP/PR	332,00	500	mar/03	-	67,98	IGPM
	LT 500 kV IBIUNA /BATEIAS C-1 SP/PR	332,00	500	mar/03	-	67,98	IGPM
	LT 230 kV PIRINEUS /XAVANTES C-2 GO (1)	50,00	230	mar/16	-	-	-
	LT 138 kV BATALHA / PARACATU (3)	85,00	138	set/13	-	(2)	-
	LT 138 kV SIMPLÍCIO / ROCHA LEÃO C-2 (3)	119,00	138	jun/13	-	(2)	-
	LT 138 kV SIMPLÍCIO / ROCHA LEÃO C-1 (3)	119,00	138	jun/13	-	(2)	-
	LT 230 kV MANSO / NOBRES (3)(4)	66,00	230	nov/00	-	(2)	-
	LT 138 kV MANSO / NOBRES (5)	70,00	138	ago/99	fev/35	(2)	-
Eletrosul	LT 132 kV CV URUGUAIANA /PASO DE LOS LIBRES C-1 R	12,50	132	set/94	jul/21	0,37	IPCA
	LT 230 kV FOZ DO CHAPECO /GUARITA	76,12	230	out/16	jun/41	0,63	IPCA
	LT 230 kV FOZ DO CHAPECO /XANXERE ESU C-2 RS/SC	77,60	230	out/10	jun/41	0,94	IPCA
	LT 230 kV FOZ DO CHAPECO /XANXERE ESU C-1 RS/SC	77,60	230	out/10	jun/41	0,94	IPCA
	LT 230 kV MONTE CLARO /GARIBALDI 1 C-1 RS	32,70	230	set/13	out/40	2,21	IPCA
	LT 230 kV PRE.MEDICI /SANTA CRUZ 1 C-1 RS	237,40	230	jan/10	mar/38	5,36	IPCA
	LT 500 kV ABDON BATISTA /C.NOVOS C-1 SC	35,00	525	set/06	mar/35	8,59	IGPM
	LT 500 kV BIGUACU /ABDON BATISTA C-1 SC	234,80	525	set/06	mar/35	49,13	IGPM
	LT 500 kV BIGUACU /BLUMENAU C-1 SC	88,00	525	set/06	mar/35	18,92	IGPM
	LT 500 kV CASCAVEL OEST /IVAIPORA C-1 PR	203,40	525	out/05	fev/34	39,40	IGPM
	LT 500 kV IVAIPORA /S.SANTIAGO C-2 PR	168,50	525	out/05	fe/34	36,02	IGPM
	LT 525 kV C.NOVOS /NOVA STA RITA C-1 SC/RS	257,43	525	mai/09	abr/36	33,56	IGPM
	LT 230 kV PRE.MEDICI /CANDIOTA	2,80	230	jul/15	dez/42	Operação que não faz juz à RAP	-
	LT 525 kV Candiota - Melo (Fronteira Uruguai)	60,00	525	jul/15	dez/40	Operação que não faz juz à RAP	-

Amazonas G&T	LT 230 kV CRIST. ROCHA /LECHUGA C-1 AM	5,44	230	jul/13	sem definição	0,15	-
	LT 230 kV JORGE TEIXEIRA /MAUA III C-2 AM	13,73	230	mai/14	sem definição	0,79	-
	LT 230 kV JORGE TEIXEIRA /MAUA III C-1 AM	13,73	230	mai/14	sem definição	0,79	-
	LT 230 kV LECHUGA /MANAUS C-2 AM	19,70	230	abr/15	sem definição	0,55	-
	LT 230 kV LECHUGA /MANAUS C-1 AM	19,73	230	jul/13	sem definição	0,55	-
	LT 230 kV PRES FIGUEIREDO /RL (UHE BALBINA / CRIST	0,12	230	set/98	sem definição	0,00	-
	LT 230 kV UHE BALBINA /CRIST. ROCHA C-1 AM	154,89	230	nov/16	sem definição	4,32	-
	LT 230 kV UHE BALBINA /LECHUGA C-1 AM	159,29	230	ago/14	sem definição	4,51	-
	LT 230 kV BALBINA - BALBINA C-1 AM	0,59	230	fev/89	mar/27	(6)	-
	LT 230 kV BALBINA - BALBINA C-2 AM	0,64	230	abr/89	mar/27	(6)	-
	LT 230 kV BALBINA - BALBINA C-3 AM	0,64	230	abr/89	mar/27	(6)	-
	LT 230 kV BALBINA - BALBINA C-4 AM	0,68	230	set/89	mar/27	(6)	-
	LT 230 kV BALBINA - BALBINA C-5 AM	0,68	230	jul/89	mar/27	(6)	-

(1) No momento, Furnas não está recebendo a RAP relativa ao CC nº 014/2011 - LT Xavantes-Pirineus pois não tem Termo de Liberação emitido pelo ONS para tal empreendimento

(2) Empreendimentos da Geração

(3) Estes ativos de transmissão não fazem parte da rede básica. São ramais de conexão dos empreendimentos de geração. Os contratos de concessão são os mesmos das usinas: a) Manso-Nobres: CT 010.2000; b) Batalha–Paracatu: CT 002.2006; c) Simplício-Rocha Leão 1 e 2: CT 003.2006 .

(4) A LT de 230 kV está no objeto do contrato de concessão da UHE Manso, não tendo, portanto, RAP própria. Como pertence ao contrato de geração, Furnas possui somente 70% da linha.

(5) A LT de 138 kV foi construída para alimentar a vila residencial, na época da implantação da UHE, porém acabou por ser mantida após a conclusão das obras, pois havia uma população a ser servida. Foi feita tentativa de transferir esta LT para a Cemat, sem sucesso. A LT hoje é mantida por Furnas mas não há receita associada.

(6) Empreendimentos em operação que não fazem juz à RAP

III.3.2 Linhas de Transmissão – Empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783/13

Empresa Eletrobras	De-Para	Extensão (km)	Tensão (kV)	Entrada em Operação	Fim da Concessão	RAP em 31.12.17 (R$ Milhões)	Índice de reajuste
	LT 138 kV C. MAGALHAES /RONDONOPOLIS - Cemat C-1	176,00	138	abr/81	dez/42	1,70	3,60%
	LT 138 kV COXIPÓ /SÃO TADEU C-1 MT	44,17	138	jan/10	dez/42	1,80	3,60%
	LT 138 kV SÃO TADEU /JACIARA C-1 MT	77,92	138	jan/15	dez/42	0,00	-
	LT 138 kV JACIARA /RONDONÓPOLIS - Cemat C-1 MT (2	-	138	mai/09	dez/42	0,00	-
	LT 138 kV JACIARA /COMPLEXO DO PRATA C-1 MT	5,37	138	jul/17	dez/42	0,00	-
	LT 138 kV COMPLEXO DO PRATA RONDONÓPOLIS - Cem	66,00	138	jul/17	dez/42	0,00	-
	LT 138 kV TUCURUI VILA /CAMETA C-1 PA	214,21	138	ago/98	dez/42	10,09	3,60%
	LT 230 kV ABUNA /PORTO VELHO C-1 RO	188,00	230	mai/02	dez/42	2,61	3,60%
	LT 230 kV ABUNA /RIO BRANCO 1 C-1 RO/AC	302,00	230	nov/02	dez/42	4,20	3,60%
	LT 230 kV ALTAMIRA /TRANSAMAZONIC C-1 PA	184,62	230	out/88	dez/42	12,81	3,60%
	LT 230 kV ARIQUEMES /JARU C-1 RO	83,82	230	set/94	dez/42	1,12	3,60%
	LT 230 kV BARRA PEIXE /RONDONOPOLIS C-2 MT	216,79	230	mar/08	dez/42	14,83	3,60%
	LT 230 kV BARRA PEIXE /RONDONOPOLIS C-1 MT	217,00	230	out/97	dez/42	14,46	3,60%
	LT 230 kV CARAJAS /INTEGRADORA C-3 PA	85,35	230	ago/13	dez/42	0,58	3,60%
	LT 230 kV CARAJAS /INTEGRADORA C-2 PA	85,35	230	ago/13	dez/42	0,58	3,60%
	LT 230 kV CARAJAS /MARABA C-1 PA	145,00	230	out/04	dez/42	2,04	3,60%
	LT 230 kV CASTANHAL /SANTA MARIA C-2 PA	25,04	230	dez/94	dez/42	2,17	3,60%
	LT 230 kV COELHO NETO /TERESINA C-1 MA/PI	127,10	230	set/06	dez/42	1,79	3,60%
	LT 230 kV COXIPO /NOBRES C-1 MT	112,41	230	set/96	dez/42	8,09	3,60%
	LT 230 kV GUAMA /UTINGA C-2 PA	19,40	230	dez/81	dez/42	1,13	3,60%
	LT 230 kV GUAMA /UTINGA C-1 PA	19,40	230	dez/81	dez/42	1,13	3,60%
	LT 230 kV IMPERATRIZ /PORTO FRANCO C-1 MA	110,10	230	out/94	dez/42	7,54	3,60%
	LT 230 kV JARU /JI-PARANA C-1 RO	80,69	230	set/94	dez/42	1,16	3,60%
	LT 230 kV JAURU /VARZEA GRANDE C-2 MT	336,89	230	jun/03	dez/42	4,12	3,60%
	LT 230 kV JAURU /VARZEA GRANDE C-1 MT	336,89	230	jun/03	dez/42	3,75	3,60%
	LT 230 kV JI-PARANA /PIMENTA BUENO C-1 RO	117,80	230	jun/08	dez/42	1,64	3,60%
	LT 230 kV MIRANDA II /PERITORO C-1 MA	94,20	230	dez/02	dez/42	1,32	3,60%
	LT 230 kV NOBRES /NOVA MUTUM C-1 MT	104,57	230	set/96	dez/42	7,16	3,60%
	LT 230 kV NOVA MUTUM /LUCAS DO RIO VERDE C-1 MT	93,80	230	nov/12	dez/42	6,36	3,60%
	LT 230 kV LUCAS DO RIO VERDE /SORRISO C-1 MT	52,50	230	nov/12	dez/42	3,56	-
	LT 230 kV P.DUTRA /PERITORO C-1 MA	115,00	230	mar/03	dez/42	1,47	3,60%
	LT 230 kV PERITORO /COELHO NETO C-1 MA	223,00	230	jul/06	dez/42	3,10	3,60%
	LT 230 kV PIMENTA BUENO /VILHENA C-1 RO	160,20	230	out/08	dez/42	2,23	3,60%
	LT 230 kV RONDONOPOLIS /COXIPO C-2 MT	187,80	230	jul/84	dez/42	12,84	3,60%
	LT 230 kV RONDONOPOLIS /COXIPO C-1 MT	187,80	230	set/88	dez/42	12,84	3,60%
	LT 230 kV SAMUEL /ARIQUEMES C-1 RO	151,60	230	ago/94	dez/42	2,11	3,60%
	LT 230 kV SAMUEL /PORTO VELHO C-2 RO	40,55	230	jul/89	dez/42	0,45	3,60%
	LT 230 kV SAMUEL /PORTO VELHO C-1 RO	40,55	230	jul/89	dez/42	0,45	3,60%
	LT 230 kV SAO LUIS II /MIRANDA II C-1 MA	105,30	230	nov/02	dez/42	1,48	3,60%
	LT 230 kV SAO LUIS II /SAO LUIS I C-2 MA	19,00	230	set/88	dez/42	1,43	3,60%
	LT 230 kV SAO LUIS II /SAO LUIS I C-1 MA	18,60	230	jan/83	dez/42	1,40	3,60%
	LT 230 kV SINOP /SORRISO C-1 MT	74,78	230	set/96	dez/42	0,06	3,60%
Eletronorte	LT 230 kV TRANSAMAZONIC /RUROPOLIS C-1 PA	145,40	230	out/88	dez/42	9,80	3,60%
	LT 230 kV TUCURUI /ALTAMIRA C-1 PA	317,60	230	jun/98	dez/42	22,33	3,60%
	LT 230 kV UTINGA /CASTANHAL C-1 PA	69,27	230	dez/94	dez/42	4,32	3,60%
	LT 230 kV UTINGA /MIRAMAR C-2 PA	15,70	230	ago/15	dez/42	0,58	3,60%
	LT 230 kV UTINGA /MIRAMAR C-1 PA	15,70	230	ago/15	dez/42	0,58	3,60%
	LT 230 kV VARZEA GRANDE /COXIPO C-2 MT	28,80	230	jun/03	dez/42	0,47	3,60%
	LT 230 kV VARZEA GRANDE /COXIPO C-1 MT	28,80	230	jun/03	dez/42	0,25	3,60%
	LT 230 kV VILA DO CONDE /GUAMA C-2 PA	49,30	230	dez/82	dez/42	2,65	3,60%
	LT 230 kV VILA DO CONDE /GUAMA C-1 PA	49,30	230	abr/81	dez/42	2,65	3,60%
	LT 230 kV XINGU /RL (TUCURUI / ALTAMIRA) C-1 PA	0,52	230	out/14	dez/42	0,01	3,60%
	LT 500 kV COLINAS /MIRACEMA C-1 TO	173,97	500	mar/99	dez/42	29,06	3,60%
	LT 500 kV IMPERATRIZ /COLINAS C-1 MA/TO	342,60	500	mar/99	dez/42	57,22	3,60%
	LT 500 kV IMPERATRIZ /MARABA C-2 MA/PA	181,82	500	mar/88	dez/42	30,41	3,60%
	LT 500 kV IMPERATRIZ /MARABA C-1 MA/PA	181,09	500	abr/81	dez/42	30,45	3,60%
	LT 500 kV IMPERATRIZ /P.DUTRA C-2 MA	385,30	500	jan/00	dez/42	64,36	3,60%
	LT 500 kV IMPERATRIZ /P.DUTRA C-1 MA	386,60	500	out/82	dez/42	64,36	3,60%
	LT 500 kV MARABA /TUCURUI C-2 PA	221,70	500	fev/88	dez/42	37,08	3,60%
	LT 500 kV MARABA /TUCURUI C-1 PA	222,14	500	out/81	dez/42	37,08	3,60%
	LT 500 kV MIRANDA II /P.DUTRA C-2 MA	195,80	500	mar/86	dez/42	32,85	3,60%
	LT 500 kV MIRANDA II /S.ANTONIO DOS LOPES C-1 MA	142,60	500	dez/12	dez/42	23,80	3,60%

LT 500 kV S.ANTONIO DOS LOPES /P. DUTRA C-1 MA	52,90	500	dez/12	dez/42	8,80	
LT 500 kV P.DUTRA /B. ESPERANCA C-1 MA	205,39	500	jan/00	dez/42	34,20	3,60%
LT 500 kV SAO LUIS II /MIRANDA II C-2 MA	106,80	500	mar/86	dez/42	17,64	3,60%
LT 500 kV SAO LUIS II /MIRANDA II C-1 MA	106,80	500	jul/84	dez/42	17,62	3,60%
LT 500 kV TUCURUI /VILA DO CONDE C-1 PA	327,10	500	dez/81	dez/42	54,57	3,60%
LT 69 kV TUCURUI /TUCURUI VILA C-2 PA	2,30	69	jul/97	dez/42	0,12	3,60%
BOA VISTA- SANTA ELENA	190,20	230	jun/01	dez/42	*	-
COARACY NUNES - SANTANA - C1	108,00	138	out/75	dez/42	*	-
COARACY NUNES - SANTANA - C2	109,00	138	fev/05	dez/42	*	-
COARACY NUNES - TARTARUGALZINHO	87,00	138	jun/00	dez/42	*	-
EQUATORIAL - SANTA RITA	5,09	69	set/08	dez/42	*	-
SANTANA – EQUATORIAL	13,00	69	ago/00	dez/42	*	-
SANTANA - MACAPÁ II	20,00	69	nov/96	dez/42	*	-
SANTANA – PORTUÁRIA	4,00	138	abr/96	dez/42	*	-
SANTANA - SANTA RITA	12,60	69	dez/07	dez/42	*	-
TARTARUGALZINHO – AMAPÁ	17,00	69	fev/02	dez/42	*	-
TARTARUGALZINHO – CALÇOENE	130,00	69	dez/01	dez/42	*	-
Samuel (Usina) - Samuel (SE)	1,40	69	jan/80	Dec-42	*	-
São Luiz II - UTE São Luiz	1,40	69	dez/85	Dec-42	*	-
Curuá-Uma - Tapajós	0,05	230	jan/82	Dec-42	*	-
Tucuruí-Usinas/ Tucuruí - subestação - C1	2,85	230	jul/89	Sep-29	*	-
Tucuruí-Usinas/ Tucuruí - subestação - C2	68,80	138	jan/06	Jul-28	*	-
Tucuruí-Usinas/ Tucuruí - subestação	10,71	500	nov/84 a mai/05	Jul-24	*	-
LT 69 kV ABAIXADORA /MOXOTO C-1 BA	5,30	69	out/70	dez/42	0,05	1,02%
LT 69 kV ABAIXADORA /MULUNGU C-1 BA	6,50	69	mai/75	dez/42	0,06	1,02%
LT 69 kV ABAIXADORA /ZEBU C-1 BA/AL	5,40	69	out/72	dez/42	0,05	1,02%
LT 69 kV CAMACARI II /CAMACARI II C-1 BA	1,40	69	jun/60	dez/42	0,01	1,02%
LT 69 kV CATU /COTEGIPE C-2 BA	48,70	69	jun/60	dez/42	0,39	1,02%
LT 69 kV CATU /COTEGIPE C-1 BA	48,70	69	jun/60	dez/42	0,39	1,02%
LT 69 kV JABOATAO /RECIFE II C-1 RJ/PE	3,10	69	jan/65	dez/42	0,03	1,02%
LT 69 kV MATATU /PITUACU C-2 BA	7,50	69	jun/60	dez/42	0,06	1,02%
LT 69 kV MATATU /PITUACU C-1 BA	7,40	69	jun/60	dez/42	0,18	1,02%
LT 69 kV MOD.REDUZIDO /RL (ABAIXADORA / MOXOTO)	0,50	69	abr/73	dez/42	0,01	1,02%
LT 69 kV PEDRA /JEQUIE C-1 BA	20,50	69	nov/78	dez/42	1,00	1,02%
LT 69 kV PIRAPAMA II /RECIFE II C-1	21,30	69	jan/65	dez/42	0,00	-
LT 69 kV PITUACU /COTEGIPE C-2 BA	21,90	69	jun/60	dez/42	0,16	1,02%
LT 69 kV PITUACU /COTEGIPE C-1 BA	22,10	69	jun/60	dez/42	0,16	1,02%
LT 69 kV ZEBU /ITAPARICA C-1 BA/PE	27,00	69	jul/77	dez/42	1,32	1,02%
LT 69 kV ZEBU /MOXOTO C-1 BA	7,20	69	abr/83	dez/42	0,38	1,02%
LT 138 kV ACU II /SAN.MATOS II C-1 RN	49,60	138	dez/67	dez/42	0,47	1,02%
LT 138 kV C.GRANDE II /PILOES C-1 PB	79,30	138	jan/68	dez/42	1,44	1,02%
LT 138 kV C.GRANDE II /SANTA CRUZ II C-1 PB/RN	117,30	138	abr/63	dez/42	0,89	1,02%
LT 138 kV CUR.NOVOS II /SANTA CRUZ II C-1 RN	55,00	138	out/65	dez/42	0,53	1,02%
LT 138 kV PARAISO /SANTA CRUZ II C-1 RN	8,70	138	jan/68	dez/42	0,22	1,02%
LT 138 kV PILOES /PARAISO C-1 PB/RN	107,90	138	jan/68	dez/42	1,53	1,02%
LT 138 kV SAN.MATOS II /CUR.NOVOS II C-1 RN	38,80	138	dez/67	dez/42	0,37	1,02%
LT 138 kV USINA PA-II /ZEBU C-1 BA	6,00	138	dez/64	dez/42	0,07	1,02%
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-3 PE/AL	79,10	230	ago/86	dez/42	5,96	1,02%
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-2 PE/AL	78,50	230	out/76	dez/42	4,67	1,02%
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-1 PE/AL	78,90	230	abr/77	dez/42	4,70	1,02%
LT 230 kV ANGELIM /RECIFE II C-2 PE	171,70	230	jan/67	dez/42	1,88	1,02%
LT 230 kV ANGELIM /RECIFE II C-1 PE	171,70	230	jan/61	dez/42	1,88	1,02%
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO C-1 PE	115,70	230	jan/53	dez/42	4,76	1,02%
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-3 PE	65,70	230	jun/98	dez/42	4,95	1,02%
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-2 PE	64,10	230	mar/73	dez/42	0,89	1,02%
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-1 PE	63,90	230	mar/63	dez/42	0,89	1,02%
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-2 CE	30,10	230	ago/78	dez/42	0,77	1,02%
LT 230 kV ARAPIRACA III /PENEDO C-1 AL	89,60	230	jan/98	dez/42	2,65	1,02%
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA C-2 MA/PI	198,00	230	dez/81	dez/42	14,93	1,02%
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA C-1 MA/PI	198,00	230	mar/70	dez/42	2,75	1,02%
LT 230 kV B.JESUS LAPA /BARREIRAS C-1 BA	233,50	230	dez/90	dez/42	17,61	1,02%
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-2 CE	181,80	230	ago/78	dez/42	9,70	1,02%
LT 230 kV BANABUIU /FORTALEZA C-3 CE	176,00	230	jul/78	dez/42	10,56	1,02%
LT 230 kV BANABUIU /FORTALEZA C-1 CE	177,20	230	out/65	dez/42	2,52	1,02%
LT 230 kV BANABUIU /ICO C-1 CE	124,70	230	dez/77	dez/42	6,78	1,02%
LT 230 kV BANABUIU /MOSSORO II C-2 CE/RN	177,20	230	abr/16	dez/42	2,81	1,02%
LT 230 kV BANABUIU /MOSSORO II C-1 CE/RN	177,20	230	jul/03	dez/42	16,65	1,02%
LT 230 kV BANABUIU /RUSSAS II C-1 CE	110,40	230	mai/71	dez/42	1,53	1,02%
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-3 PE/CE	83,90	230	set/79	dez/42	6,33	1,02%
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-2 PE/CE	84,10	230	dez/74	dez/42	1,17	1,02%
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-1 PE/CE	83,70	230	set/61	dez/42	1,16	1,02%
LT 230 kV BONGI /ACONORTE C-1 PE	6,00	230	ago/76	dez/42	0,54	1,02%
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-3 PE	6,40	230	jan/61	dez/42	0,08	1,02%
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-2 PE	6,40	230	jan/67	dez/42	0,08	1,02%
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-1 PE	6,30	230	jan/53	dez/42	0,10	1,02%

LT 230 kV BROT.MACAUBAS /B.JESUS LAPA C-1 BA	204,60	230	set/81	dez/42	22,94	1,02%
LT 230 kV C.GRANDE II /COTEMINAS C-1 PB	2,50	230	out/99	dez/42	0,15	1,02%
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO C-2 PB/RN	119,00	230	abr/79	dez/42	7,08	1,02%
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO C-1 PB/RN	118,10	230	mai/79	dez/42	7,03	1,02%
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-3 PB	10,60	230	out/02	dez/42	0,30	1,02%
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-2 PB	10,60	230	out/99	dez/42	0,15	1,02%
LT 230 kV C.GRANDE III /EXTREMOZ II C-1 PB/RN	191,40	230	out/99	dez/42	10,15	1,02%
LT 230 kV C.GRANDE III /NATAL III C-1 PB/RN	175,80	230	out/02	dez/42	10,12	1,02%
LT 230 kV CAMACARI II /BRAS.C.SODA C-1 BA	7,20	230	mai/92	dez/42	0,65	1,02%
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM C-2 BA	-	-	-	-	0,54	1,02%
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM C-1 BA	-	-	-	-	0,54	1,02%
LT 230 kV CAMACARI II /CARAIBAS C-1 BA	3,20	230	fev/82	dez/42	0,31	1,02%
LT 230 kV CAMACARI II /COTEGIPE C-2 BA	23,50	230	out/76	dez/42	1,95	1,02%
LT 230 kV CAMACARI II /G.MANGABEIRA C-2 BA	83,70	230	set/82	dez/42	5,04	1,02%
LT 230 kV CAMACARI II /G.MANGABEIRA C-1 BA	83,70	230	set/82	dez/42	4,98	1,02%
LT 230 kV CAMACARI II /MATATU C-1 BA	47,00	230	ago/53	dez/42	0,65	1,02%
LT 230 kV CAMACARI II /PITUACU C-2 BA	39,20	230	jan/02	dez/42	2,33	1,02%
LT 230 kV CAMACARI IV /COTEGIPE C-1 BA	22,90	230	jun/70	dez/42	1,31	1,02%
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA C-2 BA	19,20	230	mar/77	dez/42	2,04	1,02%
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA C-1 BA	19,20	230	jul/77	dez/42	2,04	1,02%
LT 230 kV CAMACARI IV /PITUACU C-1 BA	39,20	230	out/84	dez/42	3,09	1,02%
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV C-2 BA	25,00	230	ago/53	dez/42	0,45	1,02%
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV C-1 BA	25,00	230	jun/70	dez/42	0,45	1,02%
LT 230 kV CATU /G.MANGABEIRA C-1 BA	77,20	230	ago/67	dez/42	1,09	1,02%
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-3 CE	58,20	230	nov/73	dez/42	4,37	1,02%
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-2 CE	58,00	230	nov/03	dez/42	0,64	1,02%
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-1 CE	58,00	230	nov/03	dez/42	0,67	1,02%
LT 230 kV CAUIPE /SOBRAL II C-1 CE	177,40	230	nov/73	dez/42	2,54	1,02%
LT 230 kV CIC. DANTAS /CATU C-2 BA	201,30	230	abr/72	dez/42	2,82	1,02%
LT 230 kV CIC. DANTAS /CATU C-1 BA	200,70	230	mar/68	dez/42	2,79	1,02%
LT 230 kV COTEGIPE /JACARACANGA C-1 BA	15,20	230	dez/71	dez/42	0,31	1,02%
LT 230 kV COTEGIPE /MATATU C-1 BA	30,00	230	mai/77	dez/42	2,49	1,02%
LT 230 kV COTEMINAS /PAU FERRO C-1 PB/PE	123,90	230	out/99	dez/42	7,44	1,02%
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-2 CE	7,10	230	jun/89	dez/42	0,51	1,02%
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-1 CE	7,10	230	jun/89	dez/42	0,51	1,02%
LT 230 kV EXTREMOZ II /NATAL III C-1 RN	17,00	230	fev/14	dez/42	0,12	1,02%
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-3 CE	0,30	230	out/05	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-2 CE	0,30	230	fev/00	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-1 CE	0,30	230	fev/00	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II C-2 CE	27,50	230	mai/09	dez/42	1,80	1,02%
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II C-1 CE	27,50	230	mai/09	dez/42	1,80	1,02%
LT 230 kV FUNIL /ITAPEBI C-2 BA	198,10	230	jul/90	dez/42	11,79	1,02%
LT 230 kV FUNIL /ITAPEBI C-1 BA	198,10	230	jul/90	dez/42	11,79	1,02%
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-3 BA	22,60	230	fev/84	dez/42	1,48	1,02%
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-2 BA	22,50	230	fev/84	dez/42	1,47	1,02%
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-1 BA	23,50	230	dez/68	dez/42	0,36	1,02%
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-3 PE	-	-	-	-	0,22	1,02%
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-2 PE	11,60	230	dez/73	dez/42	0,16	1,02%
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-1 PE	12,30	230	jan/61	dez/42	0,16	1,02%
LT 230 kV GOIANINHA /C.GRANDE II C-1 PE/PB	99,30	230	fev/70	dez/42	1,38	1,02%
LT 230 kV GOIANINHA /MUSSURE II C-2 PE/PB	50,60	230	out/77	dez/42	3,01	1,02%
LT 230 kV GOIANINHA /SANTA RITA II C-1 PE/PB	59,00	230	out/77	dez/42	2,66	1,02%
LT 230 kV IBIAPINA II /SOBRAL II C-1 CE	103,00	230	ago/73	dez/42	1,27	1,02%
LT 230 kV ICO /MILAGRES C-1 CE	103,40	230	dez/77	dez/42	6,78	1,02%
LT 230 kV IRECE /BROT.MACAUBAS C-1 BA	135,40	230	set/81	dez/42	9,37	1,02%
LT 230 kV ITABAIANA /ITABAIANINHA C-1 SE	76,80	230	ago/53	dez/42	1,46	1,02%
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM C-2 SE	44,00	230	ago/79	dez/42	2,62	1,02%
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM C-1 SE	44,00	230	ago/79	dez/42	2,62	1,02%
LT 230 kV ITABAIANINHA /CATU C-1 SE/BA	143,90	230	ago/53	dez/42	2,05	1,02%
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS C-2 BA	47,00	230	jul/90	dez/42	2,80	1,02%
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS C-1 BA	47,00	230	jul/90	dez/42	2,80	1,02%
LT 230 kV JACARACANGA /ALCAN C-1 BA	1,80	230	mai/83	dez/42	0,17	1,02%
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA C-2 BA	7,90	230	mar/77	dez/42	0,71	1,02%
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA C-1 BA	7,80	230	jul/77	dez/42	0,71	1,02%
LT 230 kV JAGUARARI-SE /SR.BONFIM II C-1 BA	80,70	230	jan/80	dez/42	5,54	1,02%
LT 230 kV JARDIM-CIA.VALE.RIO DOCE, C1	0,80	230	fev/07	dez/42	0,00	-
LT 230 kV JUAZEIRO II /JAGUARARI-SE C-1 BA	88,00	230	jan/80	dez/42	4,75	1,02%
LT 230 kV JUAZEIRO II /SR.BONFIM II C-1 BA	148,60	230	abr/81	dez/42	8,84	1,02%
LT 230 Kv LIBRA-LIBRA, C1	1,50	230	dez/91	dez/42	0,00	-
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO C-2 AL	25,90	230	nov/96	dez/42	1,70	1,02%
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO C-1 AL	25,90	230	nov/96	dez/42	1,70	1,02%
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-3 AL	11,60	230	abr/77	dez/42	0,83	1,02%
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-2 AL	11,60	230	out/76	dez/42	0,83	1,02%
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-1 AL	11,90	230	ago/86	dez/42	1,08	1,02%
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU C-2 CE	225,10	230	dez/77	dez/42	13,40	1,02%
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU C-1 CE	225,90	230	fev/65	dez/42	3,14	1,02%
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS C-1 CE/PB	119,40	230	nov/86	dez/42	9,00	1,02%
LT 230 kV MIRUEIRA /GOIANINHA C-1 PE	50,10	230	dez/89	dez/42	3,78	1,02%
LT 230 kV MOSSORO II /ACU II C-1 RN	71,30	230	jul/87	dez/42	5,38	1,02%

Chesf

LT 230 kV N.S.SOCORRO /FAFEN C-1 SE	12,50	230	ago/81	dez/42	1,13	1,02%
LT 230 kV NATAL III /NATAL II C-2 RN	11,60	230	out/02	dez/42	0,89	1,02%
LT 230 kV NATAL III /NATAL II C-1 RN	11,60	230	out/99	dez/42	0,89	1,02%
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-2 BA	0,20	230	mai/80	dez/42	0,02	1,02%
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-1 BA	0,20	230	mai/80	dez/42	0,02	1,02%
LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-2 BA/AL	1,40	230	fev/81	dez/42	0,14	1,02%
LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-1 BA/AL	1,10	230	out/79	dez/42	0,11	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /ANGELIM C-1 AL/PE	221,30	230	jan/53	dez/42	3,07	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /BOM NOME C-3 AL/PE	170,80	230	nov/78	dez/42	12,91	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /BOM NOME C-2 AL/PE (PAF - F	171,20	230	dez/74	dez/42	2,37	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /BOM NOME C-1 AL/PE (PAF - '	184,50	230	out/61	dez/42	2,36	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-2 AL/BA	133,80	230	jun/72	dez/42	1,91	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-1 AL/BA	134,20	230	mar/68	dez/42	4,87	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-4 AL/PE	214,10	230	dez/73	dez/42	2,84	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-3 AL/PE	209,30	230	jan/61	dez/42	2,25	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-2 AL/PE	209,30	230	jan/67	dez/42	2,25	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-2 AL/SE	162,50	230	set/85	dez/42	9,76	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-1 AL/SE	162,50	230	abr/87	dez/42	9,75	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I C-2 AL/BA	0,60	230	jan/55	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I C-1 AL/BA	0,60	230	jan/55	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-5 AL/BA	0,70	230	dez/67	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-4 AL/BA	0,70	230	mai/67	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-3 AL/BA	0,70	230	mai/67	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-2 AL/BA	-	-	-	-	0,06	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-1 AL/BA	0,70	230	out/61	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-4 AL/BA	0,60	230	out/74	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-3 AL/BA	0,60	230	abr/74	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-2 AL/BA	0,60	230	abr/72	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-1 AL/BA	0,60	230	out/71	dez/42	0,01	1,02%
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-2 RN	97,20	230	abr/79	dez/42	5,78	1,02%
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-1 RN	96,20	230	mai/79	dez/42	5,72	1,02%
LT 230 kV PAU FERRO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	125,90	230	out/99	dez/42	1,38	1,02%
LT 230 kV PAU FERRO /MIRUEIRA II C-1 PE	23,10	230	out/99	dez/42	0,00	-
LT 230 kV PIRIPIRI /IBIAPINA II C-1 PI/CE	86,00	230	ago/73	dez/42	1,05	1,02%
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA C-2 BA	3,60	230	nov/83	dez/42	0,28	1,02%
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA C-1 BA	3,60	230	nov/83	dez/42	0,05	1,02%
LT 230 kV PITUACU /RL (COTEGIPE / MATATU) C-1 BA/PI	2,00	230	jan/77	dez/42	0,20	1,02%
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA C-2 PE	71,50	230	fev/72	dez/42	0,78	1,02%
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA C-1 PE	71,40	230	fev/72	dez/42	0,78	1,02%
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-3 PE	7,40	230	jan/61	dez/42	0,10	1,02%
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-2 PE	7,40	230	jan/67	dez/42	0,10	1,02%
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-1 PE	7,40	230	jan/67	dez/42	0,12	1,02%
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-3 PE	31,50	230	jun/86	dez/42	2,38	1,02%
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-2 PE	31,50	230	jun/80	dez/42	1,87	1,02%
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-1 PE	31,00	230	jun/80	dez/42	1,86	1,02%
LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO C-2 PE	33,20	230	set/04	dez/42	1,98	1,02%
LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO C-1 PE	33,20	230	set/04	dez/42	1,98	1,02%
LT 230 kV RECIFE II /PIRAPAMA II C-2 PE	27,60	230	jun/80	dez/42	1,81	1,02%
LT 230 kV RECIFE II /PIRAPAMA II C-1 PE	27,60	230	jun/80	dez/42	1,81	1,02%
LT 230 kV RIBEIRAO /RECIFE II C-1 PE	56,60	230	set/94	dez/42	5,82	1,02%
LT 230 kV RIO LARGO II /ARAPIRACA III C-1 AL	124,70	230	jan/98	dez/42	6,60	1,02%
LT 230 kV RIO LARGO II /BRASKEM C-1 AL	23,20	230	jun/76	dez/42	1,92	1,02%
LT 230 kV RUSSAS II /MOSSORO II C-1 CE/RN (Russas	75,60	230	abr/81	dez/42	5,65	1,02%
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /ELISEU MARTIN C-1 PI	172,90	230	fev/98	dez/42	13,12	1,02%
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /PICOS C-1 PI	167,80	230	jul/85	dez/42	12,65	1,02%
LT 230 kV SANTA RITA II /MUSSURE II C-1 PB	17,00	230	out/77	dez/42	0,35	1,02%
LT 230 kV SAPEACU /FUNIL C-1 BA	195,70	230	dez/68	dez/42	2,72	1,02%
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-2 BA	32,00	230	fev/84	dez/42	1,90	1,02%
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-1 BA	32,00	230	fev/84	dez/42	0,35	1,02%
LT 230 kV SOBRAL II /CCCP C-1	2,90	230	jun/01	dez/42	0,00	-
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III C-2 CE	13,80	230	mai/09	dez/42	0,18	1,02%
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III C-1 CE	13,80	230	mai/09	dez/42	0,18	1,02%
LT 230 kV SR.BONFIM II /IRECE C-1 BA (Sr. Bomfim - C	222,90	230	set/81	dez/42	16,14	1,02%
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-2 BA	162,10	230	fev/84	dez/42	11,55	1,02%
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-1 BA	162,60	230	fev/84	dez/42	1,78	1,02%
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	124,70	230	jun/85	dez/42	9,40	1,02%
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II C-1 PE/PB	124,70	230	jun/85	dez/42	9,40	1,02%
LT 230 kV TERESINA /PIRIPIRI C-1 PI	154,70	230	nov/71	dez/42	2,15	1,02%
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA C-2 PI	25,30	230	set/02	dez/42	1,66	1,02%
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA C-1 PI	25,30	230	set/02	dez/42	1,66	1,02%
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III C-2 BA/AL	5,70	230	mar/77	dez/42	0,52	1,02%
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III C-1 BA/AL	5,80	230	out/77	dez/42	0,52	1,02%
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-2 BA	42,50	230	abr/81	dez/42	2,53	1,02%
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-1 BA	42,50	230	jan/80	dez/42	2,53	1,02%
LT 230 kV UB.ESPERANCA /B. ESPERANCA C-1 PI/MA	2,80	230	dez/80	dez/42	0,27	1,02%
LT 500 kV ANGELIM II /PAU FERRO C-1 PE	219,40	500	ago/77	dez/42	30,00	1,02%
LT 500 kV ANGELIM II /RECIFE II C-2 PE	170,70	500	mar/80	dez/42	31,42	1,02%
LT 500 kV CAMACARI IV /CAMACARI II C-1 BA	0,30	500	nov/12	dez/42	0,18	1,02%
LT 500 kV GARANHUNS II /ANGELIM II C-1 PE	13,20	500	fev/77	dez/42	2,97	1,02%
LT 500 kV JARDIM /CAMACARI IV C-1 SE/BA	249,60	500	mai/00	dez/42	45,75	1,02%

LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-3 PE	0,60	500	mai/79	dez/42	0,14	1,02%
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-2 PE	0,60	500	mai/79	dez/42	0,14	1,02%
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-1 PE	0,60	500	mai/79	dez/42	0,14	1,02%
LT 500 kV MESSIAS /SUAPE II C-1 AL/PE	176,60	500	dez/98	dez/42	29,33	1,02%
LT 500 kV MILAGRES /QUIXADA C-1 CE	268,00	500	set/03	dez/42	49,32	1,02%
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II C-2 BA	146,90	500	set/78	dez/42	27,04	1,02%
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II C-1 BA	147,20	500	out/76	dez/42	27,09	1,02%
LT 500 kV OLINDINA /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	248,60	500	mai/76	dez/42	45,75	1,02%
LT 500 kV P. AFONSO IV /ANGELIM II C-1 BA/PE	221,50	500	jul/79	dez/42	40,77	1,02%
LT 500 kV P. AFONSO IV /OLINDINA C-1 BA	212,80	500	jun/78	dez/42	39,16	1,02%
LT 500 kV P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	37,40	500	out/79	dez/42	6,88	1,02%
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-6 BA	0,60	500	mai/83	dez/42	0,14	1,02%
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-5 BA	0,60	500	dez/81	dez/42	0,14	1,02%
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-4 BA	0,60	500	jul/81	dez/42	0,14	1,02%
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-3 BA	0,60	500	out/80	dez/42	0,14	1,02%
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-2 BA	0,60	500	mai/80	dez/42	0,14	1,02%
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-1 BA	0,60	500	dez/79	dez/42	0,14	1,02%
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA XINGO C-1 BA/AL	53,80	500	fev/93	dez/42	9,90	1,02%
LT 500 kV PAU FERRO /RECIFE II C-1 PE	114,50	500	ago/77	dez/42	1,12	1,02%
LT 500 kV PECEM II /FORTALEZA II C-1 CE	73,10	500	mai/00	dez/42	8,09	1,02%
LT 500 kV QUIXADA /FORTALEZA II C-1 CE	136,50	500	set/03	dez/42	25,13	1,02%
LT 500 kV S.JOAO PIAUI /B. ESPERANCA C-1 PI/MA	233,50	500	dez/80	dez/42	42,97	1,02%
LT 500 kV SOBRAL III /PECEM II C-1 CE	176,60	500	mai/00	dez/42	30,71	1,02%
LT 500 kV SUAPE II /RECIFE II C-1 PE	45,40	500	dez/98	dez/42	3,06	1,02%
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-2 PI/MA	207,70	500	abr/03	dez/42	7,04	1,02%
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-1 PI/MA	207,90	500	mai/00	dez/42	38,38	1,02%
LT 500 kV TERESINA II /SOBRAL III C-1 PI/CE	334,20	500	mai/00	dez/42	11,32	1,02%
LT 500 kV U.SOBRADINHO /S.JOAO PIAUI C-1 BA/PI	211,00	500	dez/80	dez/42	38,83	1,02%
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-3 BA	0,30	500	out/79	dez/42	0,14	1,02%
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-2 BA	0,30	500	out/79	dez/42	0,14	1,02%
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-1 BA	0,40	500	out/79	dez/42	0,14	1,02%
LT 500 kV US. L.GONZAGA /GARANHUNS II C-2 PE	238,70	500	fev/77	dez/42	43,41	1,02%
LT 500 kV US. L.GONZAGA /MILAGRES C-1 PE/CE	230,80	500	fev/02	dez/42	42,48	1,02%
LT 500 kV US. L.GONZAGA /U.SOBRADINHO C-2 PE/BA	316,00	500	jun/88	dez/42	58,16	1,02%
LT 500 kV US. L.GONZAGA /U.SOBRADINHO C-1 PE/BA	290,60	500	out/79	dez/42	53,48	1,02%
LT 500 kV USINA XINGO /JARDIM C-1 AL/SE	159,80	500	mai/00	dez/42	29,41	1,02%
LT 500 kV USINA XINGO /MESSIAS C-1 AL	219,00	500	fev/93	dez/42	40,31	1,02%
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-6 AL	0,80	500	nov/94	dez/42	0,16	1,02%
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-5 AL	0,80	500	mar/94	dez/42	0,16	1,02%
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-4 AL	0,90	500	out/95	dez/42	0,18	1,02%
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-3 AL	0,90	500	out/95	dez/42	0,18	1,02%
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-2 AL	0,90	500	out/95	dez/42	0,18	1,02%
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-1 AL	0,90	500	out/95	dez/42	0,18	1,02%
LT 138 kV ADRIANOPOLIS /CEPEL C-1 RJ	1,50	138	abr/81		0,10	IPCA
LT 138 kV ADRIANOPOLIS /CEPEL C-2 RJ	1,50	138	abr/81		0,10	IPCA
LT 138 kV ADRIANOPOLIS /MAGE C-1 RJ	48,00	138	abr/73		0,27	IPCA
LT 138 kV ADRIANOPOLIS /MAGE C-2 RJ	48,00	138	jan/73		0,27	IPCA
LT 138 kV ALCANTARA /ADRIANOPOLIS C-1 RJ	19,50	138	jul/76		1,06	IPCA
LT 138 kV ALCANTARA /ADRIANOPOLIS C-2 RJ	20,00	138	dez/98		1,09	IPCA
LT 138 kV ALCANTARA /ADRIANOPOLIS C-3 RJ	20,00	138	dez/98		1,61	IPCA
LT 138 kV ANGRA AMPLA /MURIQUI C-1 RJ	36,00	138	dez/89		0,26	IPCA
LT 138 kV ANGRA FUR /ANGRA AMPLA C-1 RJ	34,00	138	dez/89		0,31	IPCA
LT 138 kV ANGRA FUR /JACUACANGA C-1 RJ	34,00	138	ago/81		2,74	IPCA
LT 138 kV ANGRA FUR /SANTA CRUZ C-1 RJ	96,00	138	out/77		7,74	IPCA
LT 138 kV C. PAULISTA /VOLTA REDONDA C-1 SP/RJ	105,00	138	nov/86		8,46	IPCA
LT 138 kV C. PAULISTA /VOLTA REDONDA C-2 SP/RJ	105,00	138	jun/87		6,59	IPCA
LT 138 kV CAMPOS /C.ITAPEMIRIM C-1 RJ/ES	106,00	138	fev/73		0,60	IPCA
LT 138 kV CAMPOS /C.ITAPEMIRIM C-2 RJ/ES	106,00	138	fev/73		0,60	IPCA
LT 138 kV CAMPOS /IRIRI C-1 RJ	97,00	138	out/09		0,89	IPCA
LT 138 kV CAMPOS /ROCHA LEAO C-1 RJ	110,00	138	fev/73		1,01	IPCA
LT 138 kV IMBARIE /ADRIANOPOLIS C-1 RJ	19,50	138	mai/75		0,16	IPCA
LT 138 kV IMBARIE /SAO JOSE C-1 RJ	18,00	138	dez/98		1,24	IPCA
LT 138 kV IMBARIE /SAO JOSE C-2 RJ	18,00	138	dez/98		1,24	IPCA
LT 138 kV IRIRI /ROCHA LEAO C-2 RJ	13,00	138	out/09		0,12	IPCA
LT 138 kV JACAREPAGUA /ARI FRANCO C-1 RJ	Desconectada	138	-		0,09	IPCA
LT 138 kV JACAREPAGUA /COSMOS C-1 RJ	Desconectada	138	-		0,22	IPCA
LT 138 kV JACAREPAGUA /PALMARES C-1 RJ	Seccionada	138	-		0,26	IPCA
LT 138 kV JACAREPAGUA /ZONA INDUSTR. C-1 RJ	Desconectada	138	-		0,30	IPCA
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUSTR. C-3 RJ	Desconectada	138	-		0,13	IPCA
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA OESTE C-1 RJ	Seccionada	138	-		1,77	IPCA
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA OESTE C-2 RJ	Seccionada	138	-		1,77	IPCA
LT 138 KV JACAREPAGUÁ / PACIÊNCIA	22,60	138	jul/14		0,00	
LT 138 KV PACIÊNCIA / PALMARES	5,30	138	jul/14		0,00	
LT 138 KV SANTA CRUZ / JACAREPAGUÁ C-1	38,70	138	jul/14		0,00	
LT 138 KV SANTA CRUZ / JACAREPAGUÁ C-2	38,70	138	jul/14		0,00	
LT 138 KV ZONA OESTE / ZONA INDUSTR. C-1	2,90	138	mar/16		0,00	
LT 138 KV ZONA OESTE / ZONA INDUSTR. C-2	2,90	138	mar/16		0,00	

	LT 138 kV JACAREPAGUA /MATO ALTO C-1 RJ	16,00	138	set/73	0,15	IPCA
	LT 138 kV JACUACANGA /BRISAMAR C-1 RJ	44,00	138	ago/81	3,55	IPCA
	LT 138 kV MURIQUI /BRISAMAR C-1 RJ	20,00	138	abr/71	0,16	IPCA
	LT 138 kV PALMARES /MATO ALTO C-1 RJ	13,00	138	set/73	0,12	IPCA
	LT 138 kV PARQUE EMAS /C. MAGALHAES C-1 GO/MT	80,50	138	nov/13	5,14	IPCA
	LT 138 kV RIO CLARO /PARQUE EMAS C-1 GO	87,50	138	nov/13	5,52	IPCA
	LT 138 kV RIO VERDE FUR /C. DOURADA C-2 GO	174,00	138	ago/77	10,99	IPCA
	LT 138 kV RIO VERDE FUR /RIO CLARO C-1 GO	87,00	138	nov/13	5,35	IPCA
	LT 138 kV ROCHA LEAO /MAGE C-1 RJ	108,00	138	jan/73	0,61	IPCA
	LT 138 kV ROCHA LEAO /MAGE C-2 RJ	108,00	138	jan/73	0,61	IPCA
	LT 138 kV SANTA CRUZ /BRISAMAR C-1 RJ	20,00	138	out/77	1,61	IPCA
	LT 138 kV SANTA CRUZ /BRISAMAR C-2 RJ	13,00	138	abr/71	0,11	IPCA
	LT 138 kV SANTA CRUZ /PALMARES C-1 RJ	14,00	138	jul/14	0,09	IPCA
	LT 138 kV SANTA CRUZ /PALMARES C-2 RJ	14,00	138	set/73	0,09	IPCA
	LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUSTR. C-1 RJ	4,40	138	mar/16	0,04	IPCA
	LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUSTR. C-2 RJ	4,40	138	mar/16	0,04	IPCA
	LT 138 kV SAO JOSE /MAGE C-1 RJ	46,00	138	jun/01	2,28	IPCA
	LT 138 kV SAO JOSE /MAGE C-2 RJ	46,00	138	jun/01	2,28	IPCA
	LT 138 kV USI CAMPOS /CAMPOS C-1 RJ	1,00	138	jul/77	0,06	IPCA
	LT 138 kV USI CAMPOS /CAMPOS C-2 RJ	1,00	138	jul/87	0,06	IPCA
	LT 138 kV ZONA OESTE /JACAREPAGUA C-1 RJ	24,10	138	mar/16	0,37	IPCA
	LT 138 kV ZONA OESTE /JACAREPAGUA C-2 RJ	24,10	138	mar/16	0,37	IPCA
	LT 230 kV AGUAS LINDAS /BRAS. SUL C-1 GO/DF	30,00	230	mar/82	3,42	IPCA
	LT 230 kV BARRO ALTO /AGUAS LINDAS C-1 GO	102,00	230	mar/82	11,60	IPCA
	LT 230 kV BARRO ALTO /NIQUELANDIA C-1 GO	87,00	230	out/99	9,88	IPCA
	LT 230 kV BRAS. GERAL /BRAS. SUL C-1 DF	13,00	230	out/72	0,16	IPCA
	LT 230 kV BRAS. GERAL /BRAS. SUL C-2 DF	13,00	230	nov/06	0,16	IPCA
	LT 230 kV BRAS. SUL /PIRINEUS C-1 DF/GO	107,00	230	nov/06	1,11	IPCA
	LT 230 kV ITUMBIARA /C. DOURADA C-1 MG/GO	44,00	230	out/73	0,46	IPCA
	LT 230 kV ITUMBIARA /RIO VERDE FUR C-1 MG/GO	208,00	230	jan/86	18,97	IPCA
	LT 230 kV ITUMBIARA /RIO VERDE FUR C-2 MG/GO	202,00	230	abr/92	18,42	IPCA
	LT 230 kV PIRINEUS /XAVANTES C-1 GO	40,00	230	nov/06	4,54	IPCA
	LT 230 kV RIO VERDE FUR / BARRA PEIXE C-1 GO/MT	240,00	230	nov/87	27,27	IPCA
	LT 230 kV RIO VERDE FUR / BARRA PEIXE C-2 GO/MT	240,00	230	fev/94	15,96	IPCA
	LT 230 kV RIO VERDE FUR /C. DOURADA C-1 GO	175,00	230	dez/86	23,43	IPCA
	LT 230 kV RIO VERDE FUR /RONDONOPOLIS GO/MT (1)	432,00	230	nov/82	21,88	IPCA
	LT 230 kV S.DA MESA /NIQUELANDIA C-1 GO	105,00	230	out/99	9,57	IPCA
	LT 345 kV ADRIANOPOLIS /ITUTINGA C-1 RJ/MG	199,00	345	mar/68	3,48	IPCA
	LT 345 kV ADRIANOPOLIS /ITUTINGA C-2 RJ/MG	199,00	345	ago/70	3,48	IPCA
	LT 345 kV ADRIANOPOLIS /JACAREPAGUA C-1 RJ	38,00	345	mar/68	0,66	IPCA
	LT 345 kV ADRIANOPOLIS /JACAREPAGUA C-2 RJ	38,00	345	ago/70	0,66	IPCA
	LT 345 kV ADRIANOPOLIS /MACAE MERCHAN C-1 RJ	177,00	345	set/02	3,09	IPCA
	LT 345 kV ADRIANOPOLIS /VENDA PEDRAS C-1 RJ	107,00	345	nov/01	16,89	IPCA
	LT 345 kV ATIBAIA 2 /MOGI CRUZES C-1 SP	64,50	345	fev/71	1,90	IPCA
	LT 345 kV ATIBAIA 2 /POCOS CALDAS C-1 SP/MG	142,50	345	fev/71	1,82	IPCA
	LT 345 kV BANDEIRANTES /SAMAMBAIA C-1 GO/DF	157,00	345	fev/99	24,18	IPCA
	LT 345 kV BANDEIRANTES /SAMAMBAIA C-2 GO/DF	155,00	345	fev/99	23,87	IPCA
	LT 345 kV BARREIRO 1 /PIMENTA C-1 MG	198,00	345	mar/67	3,46	IPCA
	LT 345 kV BRAS. SUL /SAMAMBAIA C-1 DF	13,50	345	fev/99	2,31	IPCA
	LT 345 kV BRAS. SUL /SAMAMBAIA C-2 DF	14,00	345	fev/99	2,77	IPCA
	LT 345 kV CAMPINAS /GUARULHOS C-1 SP	88,00	345	fev/03	1,54	IPCA
	LT 345 kV CAMPINAS /POCOS CALDAS C-1 SP/MG	126,00	345	out/72	2,20	IPCA
	LT 345 kV CAMPOS /MACAE MERCHAN C-1 RJ	89,00	345	nov/01	13,70	IPCA
	LT 345 kV CAMPOS /MACAE MERCHAN C-2 RJ	89,00	345	set/02	13,70	IPCA
Furnas	LT 345 kV CAMPOS /VIANA C-1 RJ/ES	199,00	345	dez/05	30,64	IPCA
	LT 345 kV CAMPOS /VITORIA C-1 RJ/ES	224,00	345	set/78	34,49	IPCA
	LT 345 kV CORUMBA /BRAS. SUL C-1 GO/DF	254,00	345	mar/97	39,11	IPCA
	LT 345 kV CORUMBA /ITUMBIARA C-1 GO/MG	79,00	345	mar/97	12,16	IPCA
	LT 345 kV ESTREITO /FURNAS C-1 MG	112,00	345	fev/70	2,06	IPCA
	LT 345 kV ESTREITO /L.C.BARRETO C-1 MG/SP	24,00	345	mar/69	0,50	IPCA
	LT 345 kV ESTREITO /L.C.BARRETO C-2 MG/SP	24,00	345	fev/70	4,14	IPCA
	LT 345 kV ESTREITO /M. MORAES C-1 MG	13,00	345	mar/69	0,32	IPCA
	LT 345 kV FURNAS /ITUTINGA C-1 MG	198,00	345	mar/68	3,46	IPCA
	LT 345 kV FURNAS /ITUTINGA C-2 MG	199,00	345	dez/69	3,48	IPCA
	LT 345 kV FURNAS /M. MORAES C-1 MG	104,00	345	mai/68	1,84	IPCA
	LT 345 kV FURNAS /PIMENTA C-1 MG	66,00	345	mar/67	1,15	IPCA
	LT 345 kV FURNAS /POCOS CALDAS C-1 MG	131,00	345	set/63	2,29	IPCA
	LT 345 kV FURNAS /POCOS CALDAS C-2 MG	131,00	345	abr/65	2,29	IPCA
	LT 345 kV GUARULHOS /IBIUNA C-1 SP	75,00	345	jun/90	9,79	IPCA
	LT 345 kV GUARULHOS /IBIUNA C-2 SP	75,00	345	jul/90	9,79	IPCA
	LT 345 kV GUARULHOS /NORDESTE C-1 SP	35,00	345	mar/64	0,58	IPCA
	LT 345 kV GUARULHOS /POCOS CALDAS C-1 SP/MG	182,00	345	set/63	3,18	IPCA
	LT 345 kV GUARULHOS /POCOS CALDAS C-2 SP/MG	184,00	345	nov/66	3,22	IPCA
	LT 345 kV IBIUNA /TIJUCO PRETO C-1 SP	97,00	345	nov/83	12,66	IPCA
	LT 345 kV IBIUNA /TIJUCO PRETO C-2 SP	97,00	345	jul/84	12,77	IPCA
	LT 345 kV ITUMBIARA /BANDEIRANTES C-1 MG/GO	180,00	345	jul/73	3,15	IPCA
	LT 345 kV ITUMBIARA /BANDEIRANTES C-2 MG/GO	180,00	345	jul/77	27,72	IPCA

LT 345 kV ITUMBIARA /P. COLOMBIA C-1 MG	201,00	345	jun/73		3,51	IPCA
LT 345 kV L.C.BARRETO /POCOS CALDAS C-1 SP/MG	198,00	345	nov/69		3,46	IPCA
LT 345 kV L.C.BARRETO /POCOS CALDAS C-2 SP/MG	197,00	345	set/70		3,44	IPCA
LT 345 kV L.C.BARRETO /VOLTA GRANDE C-1 SP/MG	112,00	345	jun/73		0,79	IPCA
LT 345 kV MACAE MERCHAN /VENDA PEDRAS C-1 RJ	122,00	345	nov/01		19,20	IPCA
LT 345 kV MARIMBONDO /P. COLOMBIA C-1 MG	77,00	345	out/75		1,35	IPCA
LT 345 kV MOGI CRUZES /NORDESTE C-1 SP	25,00	345	mar/64		0,38	IPCA
LT 345 kV P. COLOMBIA /VOLTA GRANDE C-1 MG	45,00	345	jun/73		0,79	IPCA
LT 345 kV PADRE FIALHO /OURO PRETO 2 C-1 MG		345			2,78	IPCA
LT 345 kV BARRO BRANCO / OURO PRETO	59,00	345	mar/05		0,00	
LT 345 kV BARRO BRANCO / PADRE FIALHO	104,50	345	mar/05		0,00	
LT 345 kV VIANA /VITORIA C-1 ES	26,00	345	dez/05		4,40	IPCA
LT 345 kV VITORIA /PADRE FIALHO C-1 ES/MG	220,50	345	mar/05		3,91	IPCA
LT 500 kV ADRIANOPOLIS /C. PAULISTA C-1 RJ/SP	171,00	500	fev/74		4,32	IPCA
LT 500 kV ADRIANOPOLIS /C. PAULISTA C-3 RJ/SP (177,5 km)		500			4,49	IPCA
LT 500 kV ADRIANÓPOLIS / BAIXADA FLUMINENSE	19,00	500	mai/04		0,00	
LT 500 kV BAIXADA FLUMINENSE / CACHOEIRA PAULIST.	160,50	500	mai/04		0,00	
LT 500 kV ADRIANOPOLIS /GRAJAU C-1 RJ	55,00	500	dez/77		14,78	IPCA
LT 500 kV ADRIANOPOLIS /RESENDE C-1 RJ	115,00	500	dez/79		25,60	IPCA
LT 500 kV ADRIANOPOLIS /SAO JOSE C-1 RJ	33,00	500	ago/91		8,87	IPCA
LT 500 kV ANGRA FUR /C. PAULISTA C-1 RJ/SP	103,00	500	jun/77		22,93	IPCA
LT 500 kV ANGRA FUR /SAO JOSE C-1 RJ	133,00	500	dez/98		29,60	IPCA
LT 500 kV ANGRA FUR /ZONA OESTE C-1 RJ	97,50	500	dez/98		19,36	IPCA
LT 500 kV ARARAQUARA FURNAS /CAMPINAS C-1 SP	171,00	500	jul/76		38,06	IPCA
LT 500 kV ARARAQUARA FURNAS /POCOS CALDAS C-1 S	176,00	500	abr/76		39,17	IPCA
LT 500 kV C. PAULISTA /CAMPINAS C-1 SP	223,00	500	set/77		49,64	IPCA
LT 500 kV C. PAULISTA /ITAJUBA 3 C-1 SP/MG	53,00	500	jul/02		11,80	IPCA
LT 500 kV C. PAULISTA /RESENDE C-1 SP/RJ	56,00	500	dez/79		12,46	IPCA
LT 500 kV C. PAULISTA /TAUBATE C-1 SP	83,00	500	jun/83		18,47	IPCA
LT 500 kV C. PAULISTA /TIJUCO PRETO C-1 SP	181,00	500	nov/88		40,29	IPCA
LT 500 kV GURUPI /MIRACEMA C-1 TO	255,00	500	mar/99		56,98	IPCA
LT 500 kV IBIUNA /ITATIBA C-1 SP	86,50	500	mar/03		19,14	IPCA
LT 500 kV ITATIBA /CAMPINAS C-1 SP	26,50	500	mar/03		5,79	IPCA
LT 500 kV ITUMBIARA /SAO SIMAO-SE C-1 MG	166,00	500	jan/79		36,95	IPCA
LT 500 kV MARIMBONDO /AGUA VERMELHA C-1 MG/SP	172,00	500	ago/79		38,28	IPCA
LT 500 kV MARIMBONDO /ARARAQUARA FURNAS C-1 MG	Seccionada	500			43,40	IPCA
LT 500 kV MARIMBONDO - MARIMBONDO 2 CIRC. 1	6,10	500	abr/76		0,00	
LT 500 kV ARARAQUARA - MARINBONDO 2 CIRC. 1	199,30	500	abr/76		0,00	
LT 500 kV MARIMBONDO /ARARAQUARA FURNAS C-2 MG	Seccionada	500			43,18	IPCA
LT 500 kV MARIMBONDO - MARIMBONDO 2 CIRC. 2	6,20	500	ago/76		0,00	
LT 500 kV ARARAQUARA - MARINBONDO 2 CIRC. 2	198,40	500	ago/76		0,00	
LT 500 kV POCOS CALDAS /ITAJUBA 3 C-1 MG	139,00	500	jul/02		30,94	IPCA
LT 500 kV S.DA MESA /GURUPI C-1 GO/TO	256,00	500	mar/99		56,98	IPCA
LT 500 kV S.DA MESA /SAMAMBAIA C-1 GO/DF	249,00	500	mar/98		55,42	IPCA
LT 500 kV S.DA MESA /SAMAMBAIA C-2 GO/DF	248,50	500	jan/99		55,31	IPCA
LT 500 kV TIJUCO PRETO /TAUBATE C-1 SP	108,50	500	mar/84		3,47	IPCA
LT 500 kV ZONA OESTE /GRAJAU C-1 RJ	Seccionada	500			15,14	IPCA
LT 500 kV GRAJAÚ - NOVA IGUAÇU	48,50	500	mar/11		0,00	
LT 500 kV ZONA OESTE - NOVA IGUAÇU	32,00	500	mar/11		0,00	
LT 600 kV F.IGUACU 50HZ /IBIUNA C-1 PR/SP	792,00	600	mar/85		16,17	IPCA
LT 25 kV ELETRODO DE TERRA / FOZ DO IGUACU C-1	16,00	25	abr/85		0,00	
LT 25 kV ELETRODO DE TERRA-IBIUNA C-1	67,00	25	abr/85		0,00	
LT 600 kV F.IGUACU 50HZ /IBIUNA C-2 PR/SP	792,00	600	mar/85		16,17	IPCA
LT 25 kV ELETRODO DE TERRA / FOZ DO IGUACU C-2	15,00	25	ago/87		0,00	
LT 25 kV ELETRODO DE TERRA-IBIUNA C-2	67,00	25	ago/87		0,00	
LT 600 kV F.IGUACU 50HZ /IBIUNA C-3 PR/SP	820,00	600	ago/87		16,74	IPCA
LT 600 kV F.IGUACU 50HZ /IBIUNA C-4 PR/SP	820,00	600	ago/87		16,74	IPCA
LT 750 kV F.IGUACU 60HZ /IVAIPORA C-1 PR	322,00	765	ago/89		106,35	IPCA
LT 750 kV F.IGUACU 60HZ /IVAIPORA C-2 PR	323,00	765	dez/86		106,68	IPCA
LT 750 kV F.IGUACU 60HZ /IVAIPORA C-3 PR	331,00	765	mar/89		109,32	IPCA
LT 750 kV ITABERA /IVAIPORA C-1 SP/PR	265,00	765	ago/89		87,52	IPCA
LT 750 kV ITABERA /IVAIPORA C-2 SP/PR	264,00	765	out/82		87,19	IPCA
LT 750 kV ITABERA /IVAIPORA C-3 SP/PR	272,00	765	mai/00		10,20	IPCA
LT 750 kV ITABERA /TIJUCO PRETO C-1 SP	305,00	765	jul/89		100,73	IPCA
LT 750 kV ITABERA /TIJUCO PRETO C-2 SP	304,00	765	out/82		100,40	IPCA
LT 750 kV ITABERA /TIJUCO PRETO C-3 SP	312,00	765	mai/01		11,70	IPCA
LT 69 kVSalto Osório / Salto Santiago	56,20	69	out/78	dez/42	***	
LT 138 kV ANASTACIO /AQUIDAUANA C-1 MS	11,10	138	nov/06	dez/42	0,38	IPCA
LT 138 kV ANASTACIO /AQUIDAUANA C-2 MS	11,10	138	nov/06	dez/42	0,16	IPCA
LT 138 kV ARAQUARI (HYOSUNG) /JOINVILLE SANTA CA	19,30	138	mai/12	dez/42	0,55	IPCA
LT 138 kV BIGUACU /FLORIANOPOLIS C-1 SC	19,50	138	fev/02	dez/42	0,39	IPCA
LT 138 kV BIGUACU /FLORIANOPOLIS C-2 SC	19,50	138	out/90	dez/42	0,55	IPCA
LT 138 kV BIGUACU /ITAJAIFAZENDA C-1 SC	58,40	138	out/90	dez/42	2,39	IPCA
LT 138 kV BIGUACU /TIJUCAS C-1 SC	27,28	138	fev/02	dez/42	0,56	IPCA
LT 138 kV BLUMENAU /GASPAR	29,00	138	set/89	dez/42	***	IPCA
LT 138 kV BLUMENAU /ILHOTA C-1 SC	40,20	138	out/88	dez/42	1,88	

	LT 138 kV CAMBORIU M.B. /ITAJAI C-1 SC	13,31	138	fev/02	dez/42	0,62	IPCA
	LT 138 kV CAMPO GRANDE /U.MIMOSO C-2 MS	108,30	138	out/83	dez/42	5,06	IPCA
	LT 138 kV CAMPO GRANDE /U.MIMOSO C-3 MS	108,30	138	set/83	dez/42	3,11	IPCA
	LT 138 kV CAMPO GRANDE /U.MIMOSO C-4 MS	108,30	138	set/83	dez/42	3,11	IPCA
	LT 138 kV D.DAS NACOES /IVINHEMA 2 C-1 MS	94,70	138	dez/83	dez/42	3,44	IPCA
	LT 138 kV ELDORADO /GUAIRA C-1 MS/PR	16,90	138	out/82	dez/42	0,79	IPCA
	LT 138 kV FLORIANOPOLIS /PALHOCA ESU C-1 SC	9,60	138	nov/83	dez/42	0,33	IPCA
	LT 138 kV FLORIANOPOLIS /PALHOCA ESU C-2 SC	9,60	138	nov/83	dez/42	0,33	IPCA
	LT 138 kV GASPAR /ILHOTA C-1 SC	11,20	138	out/88	dez/42	0,52	IPCA
	LT 138 kV ILHOTA /ARAQUARI (HYOSUNG) C-1 SC	47,65	138	set/11	dez/42	0,74	IPCA
	LT 138 kV ILHOTA /ITAJAI C-1 SC	7,89	138	mar/02	dez/42	0,37	IPCA
	LT 138 kV ILHOTA /ITAJAI C-2 SC	7,89	138	mar/02	dez/42	***	
	LT 138 kV ILHOTA /PICARRAS C-1 SC	14,80	138	abr/94	dez/42	0,69	IPCA
	LT 138 kV IMBITUBA /J.LACERDA-A C-1 SC	45,70	138	out/80	dez/42	2,13	IPCA
	LT 138 kV IMBITUBA /PAL.PINHEIRA C-1 SC	61,84	138	mar/82	dez/42	2,50	IPCA
	LT 138 kV ITAJAI /ITAJAIFAZENDA C-1 SC	5,35	138	mar/02	dez/42	0,11	IPCA
	LT 138 kV IVINHEMA /IVINHEMA 2 C-1 MS	33,50	138	mar/82	dez/42	1,04	IPCA
	LT 138 kV IVINHEMA 2 /NOVA ANDRADINA C-1 MS	40,36	138	mar/82	dez/42	0,90	IPCA
	LT 138 kV JOINVILLE SANTA CATARINA /JOINVILLE GM C	3,00	138	out/15	dez/42	0,28	IPCA
	LT 138 kV J.S.CATARINA /PICARRAS C-1 SC	50,00	138	out/99	dez/42	0,99	IPCA
	LT 138 kV JOINVILLE /J.S.CATARINA C-1 SC	11,06	138	out/99	dez/42	0,52	IPCA
	LT 138 kV JOINVILLE GM /JOINVILLE C-1 SC	8,73	138	mai/12	dez/42	0,26	IPCA
	LT 138 kV JUPIA /U.MIMOSO C-2 SP/MS	218,70	138	fev/92	dez/42	10,21	IPCA
	LT 138 kV JUPIA /U.MIMOSO C-3 SP/MS	218,70	138	jan/82	dez/42	6,29	IPCA
	LT 138 kV JUPIA /U.MIMOSO C-4 SP/MS	218,70	138	jan/82	dez/42	6,29	IPCA
	LT 138 kV NOVA ANDRADINA /PORTO PRIMAVERA C-1 M	46,14	138	mar/82	dez/42	1,94	IPCA
	LT 138 kV PAL.PINHEIRA /PALHOCA ESU C-1 SC	31,16	138	mar/82	dez/42	1,02	IPCA
	LT 138 kV PALHOCA ESU /J.LACERDA-A C-1 SC	108,60	138	out/83	dez/42	5,07	IPCA
	LT 138 kV TIJUCAS /CAMBORIU M.B. C-1 SC	23,13	138	fev/02	dez/42	0,46	IPCA
	LT 230 kV ANASTACIO /DOURADOS C-1 MS	210,90	230	ago/94	dez/42	11,14	IPCA
	LT 230 kV AREIA /PONTA G NORTE C-1 PR	181,60	230	out/76	dez/42	9,59	IPCA
	LT 230 kV AREIA /S. OSORIO C-1 PR	156,27	230	jan/77	dez/42	8,25	IPCA
	LT 230 kV AREIA /S. OSORIO C-2 PR	156,16	230	dez/76	dez/42	8,25	IPCA
	LT 230 kV AREIA /S.MATEUS SUL C-1 PR	129,00	230	jul/90	dez/42	6,81	IPCA
	LT 230 kV ASSIS /LONDRINA COT C-1 SP/PR	114,30	230	mar/79	dez/42	6,04	IPCA
	LT 230 kV ATLANTIDA 2 /GRAVATAI 3 C-1 RS	100,17	230	abr/08	dez/42	2,25	IPCA
	LT 230 kV ATLANTIDA 2 /OSORIO 2 C-1 RS	36,00	230	mai/07	dez/42	1,01	IPCA
	LT 230 kV BIGUACU /DESTERRO C-1 SC	56,58	230	dez/08	dez/42	1,27	IPCA
	LT 230 kV BIGUACU /GASPAR 2 C-1 SC	110,00	230	mar/15	dez/42	5,57	IPCA
	LT 230 kV BIGUACU /J.LACERDA-B C-1 SC	129,50	230	out/80	dez/42	6,93	IPCA
	LT 230 kV BIGUACU /PALHOCA ESU C-1 SC	20,40	230	out/80	dez/42	0,57	IPCA
	LT 230 kV BLUMENAU /ITAJAI C-1 SC	37,55	230	jan/02	dez/42	0,67	IPCA
	LT 230 kV BLUMENAU /ITAJAI C-2 SC	37,55	230	mar/02	dez/42	0,67	IPCA
	LT 230 kV BLUMENAU /JOINV.NORTE C-1 SC	72,85	230	abr/79	dez/42	3,85	IPCA
	LT 230 kV BLUMENAU /JOINVILLE C-1 SC	67,00	230	set/79	dez/42	3,54	IPCA
	LT 230 kV C.I.AUT.GRA /GRAVATAI 3 C-1 RS	2,06	230	nov/07	dez/42	0,06	IPCA
	LT 230 kV C.MOURAO /APUCARANA C-1 PR	114,50	230	fev/76	dez/42	6,05	IPCA
	LT 230 kV C.MOURAO /MARINGA C-1 PR	79,90	230	fev/76	dez/42	4,22	IPCA
	LT 230 kV C.MOURAO /S. OSORIO C-1 PR	181,20	230	fev/76	dez/42	9,57	IPCA
	LT 230 kV C.MOURAO /S. OSORIO C-2 PR	181,30	230	mai/76	dez/42	9,57	IPCA
	LT 230 kV CANOINHAS ESU /S.MATEUS SUL C-1 SC/PR	47,70	230	fev/88	dez/42	2,52	IPCA
	LT 230 kV CASCAVEL OEST /CASCAVEL C-1 PR	9,90	230	abr/01	dez/42	0,63	IPCA
	LT 230 kV CASCAVEL OESTE /GUAÍRA C-1 PR	126,20	230	mar/13	dez/42	6,72	IPCA
	LT 230 kV CAXIAS /CAXIAS SUL 5 C-1 RS	22,49	230	jun/09	dez/42	0,56	IPCA
	LT 230 kV CURITIBA /JOINV.NORTE C-1 PR/SC	96,36	230	nov/76	dez/42	5,09	IPCA
Eletrosul	LT 230 kV CURITIBA /JOINVILLE C-1 PR/SC	99,70	230	jun/77	dez/42	5,26	IPCA
	LT 230 kV CURITIBA /S.MATEUS SUL C-1 PR	116,70	230	jul/90	dez/42	6,16	IPCA
	LT 230 kV DOURADOS /GUAIRA C-1 MS/PR	226,50	230	nov/91	dez/42	11,96	IPCA
	LT 230 kV FARROUPILHA /CAXIAS SUL 5 C-1 RS	17,90	230	out/05	dez/42	0,44	IPCA
	LT 230 kV FARROUPILHA /MONTE CLARO C-1 RS	30,96	230	set/04	dez/42	0,70	IPCA

LT 230 kV FARROUPILHA /MONTE CLARO C-2 RS	31,00	230	set/04	dez/42	0,70	IPCA
LT 230 kV FORQUILHINHA /L.GRANDE C-1 SC/RS	116,50	230	set/03	dez/42	0,43	IPCA
LT 230 kV FORQUILHINHA /SIDEROPOL.ESU C-1 SC	27,60	230	out/11	dez/42	0,31	IPCA
LT 230 kV GASPAR 2 /BLUMENAU C-1 SC	15,00	230	jan/84	dez/42	0,58	IPCA
LT 230 kV GASPAR 2 /BLUMENAU C-2 SC	18,07	230	mar/15	dez/42	0,90	IPCA
LT 230 kV GASPAR 2 /PALHOCA ESU C-1 SC	120,83	230	jan/84	dez/42	6,60	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 CIAG /GRAVATAI 3 C-1 RS	-	230	nov/07	dez/42	NÃO PERTENCE À ESUL (CEEE)	IPCA
LT 230 kV J.LACERDA-A /J.LACERDA-B C-1 SC	0,80	230	dez/79	dez/42	0,04	IPCA
LT 230 kV J.LACERDA-A /J.LACERDA-B C-2 SC	0,80	230	out/07	dez/42	0,02	IPCA
LT 230 kV J.LACERDA-B /PALHOCA ESU C-1 SC	120,60	230	ago/05	dez/42	6,37	IPCA
LT 230 kV J.LACERDA-B /SIDEROPOL.ESU C-1 SC	49,40	230	jun/79	dez/42	2,61	IPCA
LT 230 kV J.LACERDA-B /SIDEROPOL.ESU C-2 SC	47,30	230	ago/79	dez/42	2,50	IPCA
LT 230 kV J.LACERDA-B /U.JLACERDA-C C-1 SC	0,50	230	fev/97	dez/42	0,03	IPCA
LT 230 kV J.LACERDA-B /U.JLACERDA-C C-2 SC	0,50	230	fev/97	dez/42	0,03	IPCA
LT 230 kV JOINVILLE /JOINV.NORTE C-1 SC	5,27	230	nov/76	dez/42	0,33	IPCA
LT 230 kV JOINVILLE /VEGA DO SUL C-1 SC	44,10	230	nov/02	dez/42	0,78	IPCA
LT 230 kV JOINVILLE /VEGA DO SUL C-2 SC	44,10	230	nov/02	dez/42	0,78	IPCA
LT 230 kV L.GRANDE /CAXIAS SUL 5 C-1 RS	65,60	230	out/05	dez/42	1,47	IPCA
LT 230 kV LONDRINA ESU /APUCARANA C-1 PR	40,40	230	abr/88	dez/42	2,13	IPCA
LT 230 kV LONDRINA ESU /ASSIS C-1 PR/SP	156,50	230	mai/05	dez/42	8,26	IPCA
LT 230 kV LONDRINA ESU /LONDRINA COT C-1 PR	31,60	230	abr/88	dez/42	1,67	IPCA
LT 230 kV LONDRINA ESU /MARINGA C-1 PR	95,30	230	mai/05	dez/42	5,03	IPCA
LT 230 kV MONTE CLARO /NOVA PRATA 2 C-1 RS	30,90	230	set/04	dez/42	0,69	IPCA
LT 230 kV MONTE CLARO /NOVA PRATA 2 C-2 RS	32,60	230	set/04	dez/42	0,98	IPCA
LT 230 kV PASSO FUNDO /NOVA PRATA 2 C-1 RS	199,10	230	nov/92	dez/42	10,51	IPCA
LT 230 kV PASSO FUNDO /NOVA PRATA 2 C-2 RS	189,90	230	nov/92	dez/42	4,63	IPCA
LT 230 kV PASSO FUNDO /U.PASSO FUNDO C-1 RS	0,45	230	mar/73	dez/42	0,01	IPCA
LT 230 kV PASSO FUNDO /U.PASSO FUNDO C-2 RS	0,45	230	mai/73	dez/42	0,01	IPCA
LT 230 kV PASSO FUNDO /XANXERE ESU C-1 RS/SC	79,30	230	mai/75	dez/42	1,78	IPCA
LT 230 kV PASSO FUNDO /XANXERE ESU C-2 RS/SC	79,20	230	nov/79	dez/42	4,18	IPCA
LT 230 kV PATO BRANCO /XANXERE ESU C-1 PR/SC	79,60	230	dez/79	dez/42	4,20	IPCA
LT 230 kV S. OSORIO /PATO BRANCO C-1 PR	85,90	230	dez/79	dez/42	4,54	IPCA
LT 230 kV S. OSORIO /U.S.OSORIO C-1 A C-6 PR	2,28	230	nov/75	dez/42	-	IPCA
LT 230 kV S. OSORIO /XANXERE ESU C-1 PR/SC	162,00	230	out/75	dez/42	3,64	IPCA
LT 500 kV AREIA /BATEIAS C-1 PR	220,30	500	jun/00	dez/42	28,39	IPCA
LT 500 kV AREIA /BENTO MUNHOZ C-1 PR	10,70	500	set/80	dez/42	1,65	IPCA
LT 500 kV AREIA /BENTO MUNHOZ C-2 PR	10,90	500	ago/81	dez/42	1,69	IPCA
LT 500 kV AREIA /C.NOVOS C-1 PR/SC	176,30	500	set/82	dez/42	22,72	IPCA
LT 500 kV AREIA /CURITIBA C-1 PR	235,82	500	jun/00	dez/42	30,39	IPCA
LT 500 kV AREIA /IVAIPORA C-1 PR	173,20	500	mai/82	dez/42	22,32	IPCA
LT 500 kV AREIA /SEGREDO C-1 PR	57,80	500	ago/92	dez/42	7,45	IPCA
LT 500 kV BLUMENAU /CURITIBA C-1 SC/PR	135,70	500	dez/83	dez/42	17,49	IPCA
LT 500 kV C.NOVOS /CAXIAS C-1 SC/RS	203,30	500	dez/01	dez/42	26,20	IPCA
LT 500 kV C.NOVOS /MACHADINHO C-1 SC	50,30	500	jan/02	dez/42	6,49	IPCA
LT 500 kV CAXIAS /ITA C-1 RS/SC	256,00	500	fev/02	dez/42	14,03	IPCA
LT 500 kV CURITIBA /BATEIAS C-1 PR	33,50	500	jun/00	dez/42	4,32	IPCA
LT 500 kV ITA /MACHADINHO C-1 SC	70,10	500	jan/02	dez/42	10,19	IPCA
LT 500 kV IVAIPORA /IVAIPORA C-1 PR	0,79	500	set/82	dez/42	0,13	IPCA
LT 500 kV IVAIPORA /IVAIPORA C-2 PR	0,76	500	fev/92	dez/42	0,13	IPCA
LT 500 kV IVAIPORA /IVAIPORA C-3 PR	0,76	500	jun/04	dez/42	0,05	IPCA
LT 500 kV IVAIPORA /LONDRINA ESU C-1 PR	121,90	500	abr/88	dez/42	15,71	IPCA
LT 500 kV IVAIPORA /S.SANTIAGO C-1 PR	165,55	500	mai/82	dez/42	21,34	IPCA
LT 500 kV S.SANTIAGO /ITA C-1 PR/SC	186,80	500	set/87	dez/42	24,08	IPCA
LT 500 kV S.SANTIAGO /SEGREDO C-1 PR	60,90	500	ago/92	dez/42	7,85	IPCA
LT 500 kV S.SANTIAGO /U.S.SANTIAGO C-1 PR	0,67	500	ago/92	dez/42	0,11	IPCA
LT 500 kV S.SANTIAGO /U.S.SANTIAGO C-2 PR	0,70	500	ago/92	dez/42	0,11	IPCA
LT 500 kV S.SANTIAGO /U.S.SANTIAGO C-3 PR	0,74	500	fev/82	dez/42	***	IPCA
LT 525 kV CAXIAS /GRAVATAI C-1 RS	78,70	525	dez/01	dez/42	10,14	IPCA
LT 525 kV GRAVATAI /NOVA STA RITA C-1 RS	29,03	525	abr/06	dez/42	4,12	IPCA
LT 525 kV ITA /NOVA STA RITA C-1 SC/RS	314,75	525	abr/06	dez/42	40,57	IPCA

* Empreendimentos em operação que não fazem juz à RAP

(1) Acordo operacional entre Furnas e Eletronorte.

*** Instalações sem RAP alocada pela Aneel quando da prorrogação das concessões, porém sem prejuízo do montante total definido pelo MME. A partir da próxima revisão tarifária, a RAP será redistribuída também para estes ativos.

Consolidação das RAP 4T2017

Empresa	RAP Corporativa
Chesf	R$ 3.147,54
Eletronorte	R$ 1.946,65
Eletrosul	R$ 1.382,64
Furnas	R$ 4.720,11
Amazonas G&T	R$ 46,86

III.4 Subestações

III.4.1 Subestações - Empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783/13

Empresa Eletrobras	SE	Capacidade de Transformação (MVA)	Localização (Estado)	Entrada em Operação	Término da Concessão	RAP em 31.12.17 (R$ Milhões)	Índice de reajuste
Eletronorte	ABUNA	110,6	RO	mai/02	dez/42	3,16	3,60%
	ALTAMIRA	180,3	PA	jun/98	dez/42	11,35	3,60%
	ALUMAR					0,32	3,60%
	ARIQUEMES	120,3	RO	ago/94	dez/42	1,80	3,60%
	BARRA PEIXE	150,6	MT	nov/93	dez/42	13,70	3,60%
	BOA VISTA	301,7	RR	jul/01	dez/42	1,04	3,60%
	C. MAGALHAES	15,1	MT	out/81	dez/42	1,97	3,60%
	CAMETA	23,6	PA	ago/98	dez/42	2,72	3,60%
	CARAJAS	0,3	PA	nov/06	dez/42	1,23	3,60%
	CASTANHAL		PA	jun/12	dez/42	1,81	3,6% Não tem trafo
	COELHO NETO	130,0	MA	jan/00	dez/42	5,24	3,60%
	COLINAS	1,5	TO	mar/99	dez/42	23,81	3,60%
	COXIPO	621,2	MT	jul/87	dez/42	25,31	3,60%
	CVRD					0,80	3,60%
	GUAMA	454,0	PA	dez/81	dez/42	8,43	3,60%
	IMPERATRIZ	1.842,2	MA	dez/82	dez/42	89,40	3,60%
	INTEGRADORA	-	PA	jul/13	dez/42	0,65	3,60%
	JARU	90,2	RO	set/97	dez/42	4,33	3,60%
	JAURU	600,5	MT	jun/03	dez/42	3,23	3,60%
	JI-PARANA	380,6	RO	set/94	dez/42	6,39	3,60%
	MARABA	1.063,8	PA	out/81	dez/42	46,59	3,60%
	MIRACEMA	362,5	TO	mar/99	dez/42	28,24	3,60%
	MIRAMAR		PA	mai/16	dez/42	1,27	3,6% Não tem trafo
	MIRANDA II	500,6	MA	jun/98	dez/42	17,11	3,60%
	NOBRES		MT	set/96	dez/42	1,55	3,6% Não tem trafo
	NOVA MUTUM	60,6	MT	set/96	dez/42	4,89	3,60%
	P.DUTRA	721,0	MA	dez/82	dez/42	81,47	3,60%
	PERITORO	300,1	MA	dez/82	dez/42	7,28	3,60%
	PIMENTA BUENO	110,6	RO	jun/08	dez/42	4,29	3,60%
	PORTO FRANCO	399,5	MA	fev/94	dez/42	13,48	3,60%
	PORTO VELHO	525,6	RO	jul/89	dez/42	4,00	3,60%
	RIO BRANCO 1	423,0	AC	nov/12	dez/42	7,69	3,60%
	RONDONOPOLIS	400,9	MT	jul/83	dez/42	18,47	3,60%
	RUROPOLIS	300,6	PA	dez/98	dez/42	15,67	3,60%
	SAMUEL	0,3	RO	jul/89	dez/42	0,90	3,60%
	SANTA MARIA	600,2	PA	set/95	dez/42	13,75	3,60%
	SAO LUIS I	401,7	MA	dez/82	dez/42	9,16	3,60%
	SAO LUIS II	2.829,0	MA	dez/82	dez/42	71,62	3,60%
	SINOP	356,0	MT	set/96	dez/42	10,19	3,60%
	SORRISO	90,6	MT	set/96	dez/42	4,22	3,60%
	SUB S.LUIS					6,94	3,60%
	TRANSAMAZONIC	60,3	PA	dez/98	dez/42	10,04	3,60%
	TUCURUI	969,0	PA	out/81	dez/42	53,27	3,60%
	TUCURUI VILA	58,4	PA	jun/99	dez/42	4,16	3,60%
	UTINGA	602,0	PA	dez/81	dez/42	12,86	3,60%
	VARZEA GRANDE					3,82	3,60%
	VILA DO CONDE	3.817,4	PA	dez/81	dez/42	62,28	3,60%
	VILHENA	120,6	RO	out/08	dez/42	4,45	3,60%
	XINGU	-	-	-	-	0,05	3,60%
	AMAPÁ	10,1	AP	dez/01	dez/42	(1)	-
	CALÇOENE	10,1	AP	mai/02	dez/42	(1)	-
	COARACY NUNES	40,1	AP	nov/75	dez/42	(1)	-
	EPITACIOLÂNDIA	22,1	AC	mar/08	dez/42	(1)	-
	EQUATORIAL	80,0	AP	ago/00	dez/42	(1)	-
	MACAPÁ II	53,4	AP	nov/96	dez/42	(1)	-
	PORTUÁRIA	20,0	AP	abr/96	dez/42	(1)	-
	SANTA RITA	80,0	AP	dez/07	dez/42	(1)	-
	SANTANA	120,5	AP	out/75	dez/42	(1)	-
	SENA MADUREIRA	18,8	AC	out/08	dez/42	(1)	-
	TARTARUGALZINHO	40,2	AP	jun/00	dez/42	(1)	-

	SE Elev. Usina Apolonio Sales	480,0	AL	fev/77	dez/42	(*)	(*)
	SE Elev. Usina Luiz Gonzaga	1.665,0	PE	mai/88	dez/42	(*)	(*)
	SE Elev. Usina Paulo Afonso I	202,5	BA	jan/55	dez/42	(*)	(*)
	SE Elev. Usina Paulo Afonso II	495,0	BA	jan/62	dez/42	(*)	(*)
	SE Elev. Usina Paulo Afonso III	960,0	BA	jan/71	dez/42	(*)	(*)
	SE Elev. Usina Paulo Afonso IV	2.700,0	BA	nov/79	dez/42	(*)	(*)
	SE Elev. Usina Xingó	3.330,0	SE	nov/94	dez/42	(*)	(*)
	SE Elev. Usina B. Esperança	280,0	PI	mar/70	dez/42	(*)	(*)
	SE Elev. Usina de Funil	43,2	BA	jan/59	dez/42	(*)	(*)
	SE Elev. Usina de Pedra	27,0	BA	nov/78	dez/42	(*)	(*)
	ABAIXADORA	110,0	BA	out/67	dez/42	5,30	1,02%
	ACU II	378,0	RN	nov/89	dez/42	12,95	1,02%
	ANGELIM	310,0	PE	jan/56	dez/42	21,42	1,02%
	ANGELIM II	NA	PE	jan/80	dez/42	11,49	1,02%
	B. ESPERANCA 230 kV	127,0	PI	mar/70	dez/42	32,20	1,02%
	B.JESUS LAPA	162,0	BA	set/81	dez/42	19,73	1,02%
	BANABUIU	121,0	CE	jan/64	dez/42	11,49	1,02%
	BARREIRAS	401,0	BA	jun/96	dez/42	11,03	1,02%
	BOM NOME	388,0	PE	out/63	dez/42	11,60	1,02%
	BONGI	530,0	PE	mai/56	dez/42	15,84	1,02%
	BROT.MACAUBAS	NA	BA	jul/12	dez/42	0,37	1,02%
	C.GRANDE II	410,0	PB	mai/64	dez/42	43,66	1,02%
	CAMACARI II	2.605,0	BA	jan/79	dez/42	87,73	1,02%
	CAMPO FORMOSO (**)	NA	BA	dez/15	dez/42	0,00	-
	CATU	300,0	BA	mai/56	dez/42	11,56	1,02%
	CAUIPE	201,0	CE	mar/01	dez/42	9,43	1,02%
	CIC. DANTAS	101,0	BA	mai/56	dez/42	5,31	1,02%
	COREMAS	300,0	PB	dez/90	dez/42	9,76	1,02%
	COTEGIPE	302,0	BA	jan/56	dez/42	11,42	1,02%
	COTEMINAS	NA	PB	dez/09	dez/42	0,72	1,02%
	CUR.NOVOS II	103,0	RN	nov/75	dez/42	3,27	1,02%
	DELM. GOUVEIA	401,0	CE	jun/89	dez/42	21,12	1,02%
	ELISEU MARTIN	101,0	PI	jan/06	dez/42	1,55	1,02%
	EUNAPOLIS	400,0	BA	set/98	dez/42	17,36	1,02%
	FORTALEZA	405,0	CE	jan/64	dez/42	39,27	1,02%
	FORTALEZA II	2.400,0	CE	mai/00	dez/42	58,65	1,02%
	FUNIL	550,0	BA	jan/56	dez/42	33,77	1,02%
	G.MANGABEIRA	200,0	BA	mar/60	dez/42	11,24	1,02%
	GOIANINHA	300,0	PE	jan/61	dez/42	15,12	1,02%
	ICO	200,0	CE	mai/97	dez/42	7,83	1,02%
	IRECE	229,0	BA	set/81	dez/42	21,04	1,02%
	ITABAIANA	200,0	SE	mai/57	dez/42	10,88	1,02%
	ITABAIANINHA	240,0	SE	fev/96	dez/42	10,46	1,02%
	ITAPARICA	10,0	PE	jan/83	dez/42	1,74	1,02%
	ITAPEBI	NA	BA	jan/03	dez/42	1,28	1,02%
	JACARACANGA	301,0	BA	jan/82	dez/42	11,62	1,02%
	JAGUARARI-SE	NA	BA	jan/80	dez/42	2,26	1,02%
	JARDIM	2.201,0	SE	ago/79	dez/42	55,77	1,02%
Chesf	JOAIRAM	451,0	PE	jul/06	dez/42	3,71	1,02%
	JUAZEIRO II	402,0	BA	abr/81	dez/42	11,48	1,02%
	MACEIO	400,0	AL	set/02	dez/42	11,19	1,02%
	MATATU	380,0	BA	jan/65	dez/42	17,82	1,02%
	MESSIAS	1.201,0	AL	nov/94	dez/42	48,50	1,02%
	MILAGRES	2.120,0	CE	jan/64	dez/42	61,34	1,02%
	MIRUEIRA	401,0	PE	ago/78	dez/42	13,43	1,02%
	MOD.REDUZIDO	12,5	BA	jan/67	dez/42	0,41	1,02%
	MOSSORO II	400,0	RN	jan/77	dez/42	20,55	1,02%
	MOXOTO	20,0	BA	jan/72	dez/42	1,98	1,02%
	MULUNGU	10,0	BA	mai/75	dez/42	1,65	1,02%
	MUSSURE II	401,0	PB	mar/79	dez/42	11,46	1,02%
	NATAL II	401,0	RN	jan/79	dez/42	24,26	1,02%
	OLINDINA	40,0	BA	abr/80	dez/42	18,09	1,02%
	P. AFONSO IV	1.200,0	AL	jan/79	dez/42	29,31	1,02%
	P.AFONSO III	NA	AL	mar/74	dez/42	12,24	1,02%
	PARAISO	200,0	RN	fev/04	dez/42	3,70	1,02%
	PAU FERRO	301,0	PE	ago/02	dez/42	5,08	1,02%
	PENEDO	302,0	AL	mai/97	dez/42	11,56	1,02%
	PICI II	500,0	CE	mai/05	dez/42	10,13	1,02%
	PICOS	173,0	PI	jul/92	dez/42	8,56	1,02%
	SE PILÕES II	NA	PB	out/12	dez/42	2,03	1,02%
	PIRAPAMA II	400,0	PE	fev/72	dez/42	14,51	1,02%
	PIRIPIRI	330,0	PI	ago/73	dez/42	17,67	1,02%
	PITUACU	402,0	BA	mar/83	dez/42	17,02	1,02%
	QUIXADA	NA	CE	jul/03	dez/42	3,20	1,02%

QUIXERÊ (**)	NA	CE	nov/14	dez/42	0,00	-
RECIFE II	2.410,0	PE	jan/79	dez/42	87,70	1,02%
RIBEIRAO	400,0	PE	out/94	dez/42	14,94	1,02%
RIO LARGO II	301,0	AL	dez/62	dez/42	14,84	1,02%
RUSSAS II	300,0	CE	nov/82	dez/42	7,54	1,02%
S.JOAO PIAUI	418,0	PI	nov/80	dez/42	31,28	1,02%
SAN.MATOS II	50,0	RN	nov/75	dez/42	2,46	1,02%
SANTA CRUZ II	100,0	RN	mar/63	dez/42	1,95	1,02%
SAPEACU	NA	BA	mai/03	dez/42	1,02	1,02%
SOBRAL II	400,0	CE	nov/73	dez/42	13,10	1,02%
SOBRAL III	1.200,0	CE	abr/00	dez/42	26,80	1,02%
SR.BONFIM II	433,3	BA	mai/81	dez/42	6,28	1,02%
STO.A.JESUS	301,0	BA	mar/97	dez/42	11,88	1,02%
TACAIMBO	301,0	PE	jun/85	dez/42	13,40	1,02%
TACARATÚ (**)	NA	PE	dez/14	dez/42	0,00	-
TERESINA	590,0	PI	abr/70	dez/42	25,47	1,02%
TERESINA II	900,0	PI	mai/00	dez/42	66,57	1,02%
U.SOBRADINHO	900,0	BA	out/79	dez/42	50,56	1,02%
U.B.ESPERANCA	300,0	PI	nov/80	dez/42	9,81	1,02%
US. FUNIL	550,0	BA	jan/56	dez/42	2,46	1,02%
US. L.GONZAGA	NA	PE	mai/88	dez/42	43,19	1,02%
USINA XINGO 500 Kv	NA	SE	nov/94	dez/42	36,54	1,02%
ZEBU	38,0	AL	nov/76	dez/42	1,54	1,02%

	ADRIANOPOLIS	3.103,3	RJ	nov/70	dez/42	36,61	IPCA
	AGUA VERMELHA	-	MG	jan/02	jan/42	3,21	IPCA
	AGUAS LINDAS		GO	mar/14	dez/42	1,36	IPCA
	ANGRA FUR	1.354,8	RJ	abr/71	dez/42	35,14	IPCA
	ARARAQUARA FURNAS	-	SP	abr/76	dez/42	5,59	IPCA
	ATIBAIA 2		SP	jan/13	dez/42	0,24	IPCA
	BANDEIRANTES	1.433,3	GO	out/72	dez/42	63,06	IPCA
	BARREIRO 1	-	MG	jan/13	jan/43	1,59	IPCA
	BARRO ALTO	216,3	GO	mar/82	dez/42	22,51	IPCA
	BRAS. GERAL	300,0	DF	fev/60	dez/42	9,88	IPCA
	BRAS. SUL	2.175,0	DF	mar/73	dez/42	65,55	IPCA
	C. DOURADA	-	GO	jan/86	dez/42	4,42	IPCA
	C. PAULISTA	583,3	SP	out/76	dez/42	27,29	IPCA
	CAMPINAS	1.970,0	SP	set/72	dez/42	26,71	IPCA
	CAMPOS	1.183,3	RJ	fev/73	dez/42	36,02	IPCA
	CORUMBA	-	GO	mar/97	dez/42	7,72	IPCA
	ESTREITO		MG	jan/13	jan/43	1,26	IPCA
	F.IGUACU 50HZ	8.812,0	PR	dez/82	dez/42	560,12	IPCA
	F.IGUACU 60HZ	7.156,0	PR	dez/82	dez/42	136,01	IPCA
	FUNIL	-	RJ	set/63	dez/42	3,62	IPCA
	FURNAS	-	MG	set/63	dez/42	9,55	IPCA
	GRAJAU	2.800,0	RJ	dez/79	dez/42	49,61	IPCA
	GUARULHOS	-	SP	set/63	dez/42	14,61	IPCA
	GURUPI	-	TO	mar/99	dez/42	21,77	IPCA
	IBIUNA	12.050,4	SP	abr/84	dez/42	155,12	IPCA
	IMBARIE	-	RJ	out/68	dez/42	1,09	IPCA
	IRIRI	-	RJ	out/09	dez/42	0,72	IPCA
	ITABERA	-	SP	set/82	dez/42	47,86	IPCA
	ITUMBIARA	-	MG	mar/73	fev/20	77,12	IPCA
Furnas (2)	ITUTINGA		MG	abr/67	dez/42	2,97	IPCA
	IVAIPORA	11.006,0	PR	out/82	dez/42	116,45	IPCA
	JACAREPAGUA	1.275,0	RJ	dez/67	dez/42	29,91	IPCA
	L.C.BARRETO	-	SP	mar/69	dez/42	14,78	IPCA
	M. MORAES	-	MG	dez/56	out/23	16,55	IPCA
	MACAE MERCHAN	-	RJ	nov/01	dez/42	1,98	IPCA
	MARIMBONDO	-	MG	ago/75	dez/42	10,81	IPCA
	MOGI					2,17	IPCA
	MOGI CRUZES	1.166,7	SP	mar/64	dez/42	26,66	IPCA
	NIQUELANDIA	-	GO	out/99	dez/42	7,14	IPCA
	OURO PRETO 2	-	MG	fev/04	dez/42	4,68	IPCA
	P. COLOMBIA	-	MG	jul/73	dez/42	8,48	IPCA
	PARQUE EMAS		GO	nov/13	nov/53	1,17	IPCA
	PIRINEUS	-	GO	nov/06	dez/42	0,55	IPCA
	POCOS CALDAS	1.846,7	MG	set/63	dez/42	34,53	IPCA
	RIO CLARO		GO	nov/13	nov/53	1,17	IPCA
	RIO VERDE FUR	333,3	GO	dez/75	dez/42	17,79	IPCA
	ROCHA LEAO	-	RJ	dez/72	dez/42	6,20	IPCA
	S.DA MESA					52,19	IPCA
	SAMAMBAIA	5.525,0	DF	mar/98	dez/42	89,72	IPCA
	SANTA CRUZ	-	RJ	jun/67	jan/43	4,26	IPCA
	SAO GONCALO	-	RJ	jun/77	jan/43	0,42	IPCA
	SAO JOSE	2.600,0	RJ	ago/91	dez/42	73,07	IPCA
	TIJUCO PRETO	19.114,7	SP	set/82	dez/42	191,79	IPCA
	UHE S.DA MESA	-	GO	mar/98	nov/39	10,24	IPCA
	USI CAMPOS	-	RJ	dez/68	jul/27	2,54	IPCA
	VENDA PEDRAS		RJ	jan/13	jan/43	0,26	IPCA
	VIANA	750,0	ES	dez/05	dez/42	5,74	IPCA
	VITORIA	1.113,4	ES	nov/78	dez/42	35,03	IPCA
	ZONA OESTE		RJ	jun/09	jun/39	1,95	IPCA

	ALEGRETE	83,0	RS	mai/71	dez/42	3,24	IPCA
	ANASTACIO	150,0	MS	ago/94	dez/42	4,53	IPCA
	ARAQUARI (HYOSUNG)	-	SC	jan/13	dez/42	0,41	IPCA
	AREIA	672,0	PR	ago/80	dez/42	19,84	IPCA
	ASSIS	336,0	SP	mar/79	dez/42	8,02	IPCA
	ATLANTIDA 2	249,0	RS	mai/07	dez/42	3,73	IPCA
	BIGUACU	600,0	SC	abr/08	dez/42	9,35	IPCA
	BLUMENAU	1.962,0	SC	abr/79	dez/42	37,71	IPCA
	C.MOURAO	-	PR	jan/13	dez/42	1,90	IPCA
	C.NOVOS	2.466,0	SC	set/82	dez/42	32,23	IPCA
	CAMPO GRANDE	-	SC	set/82	dez/42	3,39	IPCA
	CANOINHAS ESU	450,0	SC	fev/88	dez/42	7,47	IPCA
	CAXIAS	2.016,0	RS	dez/01	dez/42	21,50	IPCA
	CAXIAS SUL 5	215,0	RS	jun/05	dez/42	4,49	IPCA
	CHARQUEADAS	88,0	RS	jan/72	dez/42	3,80	IPCA
	CURITIBA	1.344,0	PR	out/80	dez/42	28,35	IPCA
	D.SANTA CRUZ	-	MS	jan/13	dez/42	0,21	IPCA
	DESTERRO	300,0	SC	dez/08	dez/42	4,71	IPCA
	DOURADOS	300,0	MS	nov/87	dez/42	8,57	IPCA
	FARROUPILHA	88,0	RS	jun/73	dez/42	5,55	IPCA
	FLORIANOPOLIS	75,0	SC	dez/74	dez/42	3,04	IPCA
	FORQUILHINHA	-	SC	jan/13	dez/42	0,54	IPCA
	FOZ DO CHAPECO	-	RS	abr/15	dez/42	0,63	IPCA
	GASPAR 2	-	SC	set/16	dez/42	1,49	IPCA
	GRAVATAI	2.016,0	RS	set/82	dez/42	36,85	IPCA
	GRAVATAI 2	-	RS	jan/13	dez/42	1,16	IPCA
	GRAVATAI 3	165,0	RS	nov/07	dez/42	3,16	IPCA
	ILHOTA	100,0	SC	dez/76	dez/42	5,64	IPCA
Eletrosul	IMBITUBA	-	SC	fev/16	dez/42	0,02	IPCA
	ITA	-	SC	mar/65	dez/42	14,15	IPCA
	ITAJAI	600,0	SC	jan/02	dez/42	6,82	IPCA
	IVAIPORA	-	PR	mai/82	dez/42	14,89	IPCA
	J.LACERDA-A	399,8	SC	mar/65	dez/42	9,46	IPCA
	J.LACERDA-B	-	SC	jun/79	dez/42	4,83	IPCA
	JOINV.NORTE	600,0	SC	jun/09	dez/42	11,28	IPCA
	JOINVILLE	691,0	SC	nov/74	dez/42	16,01	IPCA
	JOINVILLE GM	-	SC	mai/12	dez/42	0,97	IPCA
	JOINVILLE SANTA CATARINA	-	SC	out/15	dez/42	1,31	IPCA
	L.GRANDE	-	RS	jan/13	dez/42	0,67	IPCA
	LONDRINA ESU	1.344,0	PR	abr/88	dez/42	18,51	IPCA
	MACHADINHO	-	SC	jan/13	dez/42	0,99	IPCA
	MARINGA	-	PR	jan/13	dez/42	0,26	IPCA
	MONTE CLARO	-	RS	jan/13	dez/42	0,68	IPCA
	NOVA ANDRADINA	-	MS	jul/16	dez/42	1,09	IPCA
	NOVA PRATA 2	-	RS	set/15	dez/42	1,28	IPCA
	NOVA STA RITA	2.016,0	RS	ago/09	dez/42	24,00	IPCA
	OSORIO 2	-	RS	jan/13	dez/42	0,68	IPCA
	PAL.PINHEIRA	-	SC	fev/16	dez/42	0,92	IPCA
	PALHOCA ESU	384,0	SC	jan/84	dez/42	10,24	IPCA
	PASSO FUNDO	168,0	RS	nov/92	dez/42	8,99	IPCA
	S. OSORIO	33,3	PR	out/75	dez/42	4,99	IPCA
	S.SANTIAGO	15,0	PR	nov/80	dez/42	8,08	IPCA
	SANTO ANGELO	1.344,0	RS	dez/99	dez/42	17,88	IPCA
	SIDEROPOL.ESU	352,0	SC	abr/75	dez/42	8,23	IPCA
	TAPERA 2	249,0	RS	mar/05	dez/42	4,27	IPCA
	TIJUCAS	-	SC	nov/12	dez/42	0,82	IPCA
	U.MIMOSO	-	MS	jan/13	dez/42	0,79	IPCA
	XANXERE ESU	600,0	SC	jun/86	dez/42	5,82	IPCA

(1) Empreendimentos em operação que não fazem juz à RAP

(2) Furnas contém subestações associadas à Usinas para empreendimentos renovados nos termos da Lei 12.783, as quais possuem Capacidade de Transformação de 6.322,81 MVA.

(*) A SE não possui RAP visto que é apenas uma subestação elevatória.

(**) A Chesf não possui RAP associada a esta subestação porque trata-se de subestação pertencente a SPE em que a Chesf possui equipamentos próprios instalados de pelo menos uma entrada de linha visto que sua receita não pertence a Chesf.

III.4.2 Subestações - Empreendimentos não renovados nos termos da Lei 12.783/13

Empresa Eletrobras	SE	Capacidade de Transformação (MVA)	Localização (Estado)	Entrada em Operação	Término da Concessão	RAP em 30.12.17 (R$ Milhões)	Índice de reajuste
Eletronorte	ABUNA	-	RO	-	-	2,40	3,60%
	ARARAQUARA 2	3505,2	SP	mar/13	fev/39	116,70	3,60%
	ARIQUEMES	-	RO	-	-	1,68	3,60%
	BALSAS	200,0	MA	dez/11	jan/39	3,60	3,60%
	COLETORA PORTO VELHO	5438,4	RO	mar/13	fev/39	195,60	3,60%
	JAURU	-	RO	-	-	1,23	3,60%
	JI-PARANA	-	RO	-	-	1,68	3,60%
	JORGE TEIXEIRA - CC 009/2010	-	AM	-	-	1,07	6,40%
	JORGE TEIXEIRA - CC 014/2012	-	AM	-	-	0,39	-9,33%
	LECHUGA - CC 009/2010	-	AM	mar/15	mai/42	1,07	6,40%
	LECHUGA - CC 014/2012	450,0	AM	mar/15	mai/42	6,69	-9,33%
	LUCAS RIO VERDE	75,0	MT	abr/13	jun/41	2,71	6,40%
	MIRAMAR	450,0	PA	abr/16	abr/46	3,79	-9,54%
	MIRANDA II (ATR1)	450,0	MA	nov/10	jan/39	10,51	3,60%
	NOBRES	200,0	MT	set/13	dez/41	1,85	-9,78%
	PIMENTA BUENO	-	RO	-	-	1,68	3,60%
	PORTO VELHO	-	RO	mar/13	fev/39	1,63	3,60%
	RIB.GONCALVES	650,0	MA	dez/11	jan/39	12,39	3,60%
	RIO BRANCO 1 (EX RBTE) - NÃO TEM TF NESTA SE	-	AC	out/11	nov/39	6,54	3,60%
	SAMUEL	-	RO	-	-	1,01	3,60%
	SAO LUIS II	-	MA	-	-	0,24	3,60%
	SAO LUIS III	300,3	MA	mai/10	mar/38	4,82	3,60%
	TUCURUI	300,0	PA	dez/14	dez/41	2,03	-9,54%
	VILHENA	-	RO	-	-	2,34	3,60%
Chesf	SE Elev. Usina de Curemas	5,0	PB	jan/68	nov/24	(*)	(*)
	SE Elev. Usina Term. Camaçari	400,0	BA	set/78	ago/27	(*)	(*)
	SE Elev. Usina de Sobradinho	1200,0	BA	out/79	fev/22	(*)	(*)
	Tauá II	202,0	CE	dez/07	mar/35	14,57	1,02%
	Ibicoara	410,0	BA	jan/11	jun/37	5,90	1,04%
	Santa Rita II	450,0	PB	jul/12	ago/39	7,41	1,04%
	Suape III	300,0	PE	jul/12	jan/39	4,42	1,04%
	Natal III	300,0	RN	ago/12	ago/39	6,61	1,04%
	Zebu II	200,0	AL	jul/12	ago/39	5,01	1,04%
	Brumado II	NA	BA	ago/10	jun/37	0,33	1,04%
	Camaçari IV	2400,0	BA	nov/12	jul/40	18,56	1,04%
	Suape II	1200,0	PE	dez/12	jan/39	12,90	1,04%
	Arapiraca III	200,0	AL	jun/13	out/40	9,44	1,04%
	Extremoz II	150,0	RN	fev/14	nov/40	4,28	1,04%
	João Câmara	360,0	RN	fev/14	nov/40	7,44	1,04%
	Acaraú II	200,0	CE	abr/14	nov/40	3,92	1,04%
	Igaporã	450,0	BA	jun/14	nov/40	6,04	1,04%
	Aquiraz II (1)	NA	CE	dez/13	-	0,00	1,04%
	Pecém II (1)	NA	CE	out/13	-	(**)	(**)
	Ceará Mirim II (1)	NA	RN	set/14	-	(**)	(**)
	Bom Jesus da Lapa II	NA	BA	dez/15	nov/40	0,20	1,04%
	Igaporã III	1500,0	BA	dez/15	jun/42	1,43	1,04%
	Pindaí II	300,0	BA	dez/15	jun/42	4,04	1,04%
	Campina Grande III (1)	NA	PB	dez/15	out/41	(**)	(**)
	Garanhuns II (1)	NA	PE	dez/15	dez/41	(**)	(**)
	Lagoa Nova II	450,0	RN	dez/15	out/41	5,47	1,04%
	Mirueira II	300,0	PE	abr/16	jun/42	5,58	1,04%
	Polo	100,0	BA	abr/16	out/40	1,39	1,04%
	Ibiapina II (2)	200,0	PI	set/16	ago/41	3,38	1,04%
	Touros	150,0	RN	mai/17	jun/42	3,43	1,04%
	Tabocas do Brejo Velho (3)	NA	BA	jun/17	-	(***)	(***)
	Morro do Chapéu	150,0	BA	jul/17	out/41	1,23	1,04%
	Mossoró IV	100,0	RN	out/17	jun/42	3,25	1,04%
	Teresina III	400,0	PI	out/17	dez/41	5,92	1,04%
	Casa Nova II	180,0	BA	nov/17	dez/37	0,00	-
Furnas (4)	B.DESPACHO 3 (LT B.DESPACHO3-O.PRETO2) CCO-2009-003 RB)	-	MG	jan/09	jan/39	1,62	IPCA
	BATEIAS (LT IBIÚNA-BATEIAS) CCO-2001-034-RB)	-	PR	mai/01	mai/31	12,32	IGPM
	CAMPOS (LT MACAÉ-CAMPOS) CCO-2005-006 RB)	-	RJ	mai/05	mai/35	1,75	IGPM
	IBIÚNA (LT IBIUNA-BATEIAS) CCO-2001-034-RB)	2250,0	SP	mai/01	mai/31	98,39	IGPM
	ITAPETI (LT T.PRETO-ITAPETI-NORD) CCO-2006-007-RB)	-	SP	abr/06	abr/36	4,97	IPCA
	MACAE MERCHAN (LT MACAÉ-CAMPOS) CCO-2005-006 RB)	-	RJ	mai/05	mai/35	2,32	IGPM
	NORDESTE (LT T.PRETO-ITAPETI-NORD) CCO-2006-007-RB)	-	SP	abr/06	abr/36	1,66	IPCA
	OURO PRETO 2 (LT B.DESPACHO3-O.PRETO2) CCO-2009-003 RB)	-	MG	jan/09	50798	0,67	IPCA
	TIJUCO PRETO (LT T.PRETO-ITAPETI-NORD) CCO-2006-007-RB)	-	SP	abr/06	abr/36	3,82	IPCA
	ZONA OESTE (CCO-2012-016-RB)	1200,0	RJ	mai/12	mai/42	8,64	IPCA
Amazonas G&T	CRIST. ROCHA		AM	nov/16	sem definição	0,67	-
	JORGE TEIXEIRA	300,0	AM	mai/14	sem definição	7,72	-
	LECHUGA	-	AM	ago/14	sem definição	3,50	-
	MANAUS	450,0	AM	fev/89	sem definição	9,83	-
	MAUA III	600,0	AM	mai/14	sem definição	12,12	-
	PRES FIGUEIREDO	15,0	AM	set/98	sem definição	0,60	-
	UHE BALBINA	-	AM	fev/89	sem definição	0,75	

Eletrosul	ABDON BATISTA	0,0	SC	jan/15	mar/35	0,44	IGPM
	BIGUACU	2016,0	SC	abr/08	mar/35	41,10	IGPM
	BLUMENAU	0,0	SC	abr/79	mar/35	5,60	IGPM
	C.NOVOS	-	SC	set/82	mar/35	7,68	IGPM
	CASCAVEL OEST	0,0	PR	out/05	fev/34	5,50	IGPM
	CAXIAS SUL 6	330,0	RS	ago/12	out/40	4,26	IPCA
	CV URUGUAIANA	239,7	RS	set/94	jul/21	9,99	IPCA
	FOZ DO CHAPECO	150,0	RS	dez/12	jun/41	4,38	IPCA
	GARIBALDI 1	-	RS	mai/13	out/40	0,51	IPCA
	GUARITA	0,0	RS	mai/77	jun/41	0,11	IPCA
	IJUI 2	166,0	RS	abr/13	out/40	3,53	IPCA
	IVAIPORA	0,0	PR	mai/82	fev/34	10,55	IGPM
	IVINHEMA 2	300,0	MS	jan/16	jan/44	3,30	IPCA
	L.GRANDE	150,0	RS	nov/12	out/40	3,39	IPCA
	MISSOES	150,0	RS	nov/10	jan/39	5,36	IPCA
	MONTE CLARO	0,0	RS	set/04	out/40	0,53	IPCA
	N. PETROPOLIS 2	83,0	RS	nov/12	out/40	2,49	IPCA
	NOVA STA RITA - AMPLIAÇÃO	672,0	RS	dez/13	abr/36	4,97	IPCA
	PRE.MEDICI	0,0	RS	mar/08	mar/38	0,38	IPCA
	S.SANTIAGO	0,0	PR	dez/80	fev/34	5,06	IGPM
	SANTA CRUZ 1	0,0	RS	dez/99	mar/38	0,32	IPCA
	XANXERE	0,0	SC	out/75		0,21	IPCA

(1) Subestações pertencentes a SPEs em que a Chesf possui equipamentos próprios instalados de pelo menos uma entrada de linha.

(2) Apesar de energizada, a receita informada da SE Ibiapina ainda é prevista visto que ainda não entrou em operação comercial.

(3) Transferência por doação pela Enel Green Power. RAP ainda não definida, SE em processo de tranferência.

(4) Furnas contém subestações associadas à Usinas para empreendimentos não renovados nos termos da Lei 12.783, as quais possuem Capacidade de Transformação de 10.989,57 MVA.

NA - não se aplica porque a SE não tem capacidade de transformação.

(*) A SE não possui RAP visto que é apenas uma subestação elevatória.

(**) A Chesf não possui RAP associada a esta subestação porque trata-se de subestação pertencente a SPE em que a Chesf possui equipamentos próprios instalados de pelo menos uma entrada de linha visto que sua receita não pertence a Chesf.

(***) A Chesf não possui RAP associada a esta subestação porque a mesma se encontra em processo de transferencia por doação pela enel green power.

IV Dados de Distribuição

IV.3.1 Dados de mercado

Empresa Eletrobras	Extensão das Linhas de Distribuição (Km)	Nº de clientes assistidos	Nº de municípios atendidos	Nº de subestações
ED Acre	20.773	263.113	22	13
ED Alagoas	43.044	1.157.384	102	40
ED Amazonas Energia	32.052	976.734	62	27
ED Piauí	93.086	1.266.470	224	87
ED Rondônia	58.050	632.945	52	60
ED Roraima	3.684	115.243	1	3

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo III - 4T17
Informações Operacionais das Empresas Controladas

IV.2 Energia vendida – MWh

Empresas	4T17
ED Acre	271.556
ED Alagoas	905.380
ED Amazonas Energia	1.480.675
ED Piauí	954.942
ED Rondônia	809.862
ED Roraima	215.846
Total	**4.638.260**

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo III - 4T17
Informações Operacionais das Empresas Controladas

IV.2.1 Energia vendida

Distribuição para	1T17		2T17		3T17		4T17	
	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
Mercado Cativo								
Residencial	982,56	1.705.459	1.014,6	1.755.300,1	1.077,4	1.819.321,5	1.307	1.904.920
Industrial	222,80	486.348	207,8	457.515	190	395.883	212	378.967
Comercial, serviços e outras atividades	477,70	851.223	481,3	859.047	511	882.430	610	908.094
Rural	75,26	217.011	66,8	174.064	75	186.444	96	224.498
Poder Público	160,01	322.915	174,9	359.948	184	368.379	212	368.515
Iluminação Pública	65,59	201.075	87,9	260.892	82	236.435	83	201.865
Serviço Público	50,92	138.704	51,3	137.103	55	139.710	70	145.285
Consumo Próprio	4,33	6.340	3,4	7.460	4	8.702	4	7.925
Outros	- 5,55	- -	2,4	- -	0,419	-	3	-
Total Cativo	**2.033,63**	**3.929.074**	**2.085**	**4.011.330**	**2.179**	**4.037.305**	**2.596**	**4.140.068**
Cliente Livre								
Residencial	2,72	26.609	2,9	28.278,8	3,5	40.045,0	3,9	39.841,0
Industrial	2,15	206.136	2,9	229.088,1	4,9	335.427,4	9,8	340.516,1
Comercial, serviços e outras atividades	3,52	64.794	3,4	79.425,9	5,0	75.992,0	4,1	79.714,7
Rural	-	-	-	-	-	-	-	-
Poder Público	-	-	-	-	-	-	-	-
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviço Público	-	32.947	0	33625,278	0	36209,392	-	38.121,0
Consumo Próprio	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cliente Livre	**8,39**	**330.484,97**	**9,20**	**370.418,09**	**13,47**	**487.673,83**	**17,73**	**498.192,77**
Total Energia Vendida (1)	**2.042,02**	**4.259.559,46**	**2.094,69**	**4.381.748,01**	**2.192,58**	**4.524.979,16**	**2.613,91**	**4.638.260,35**

(1) Total de energia vendida no 1T17 contempla 30.463 MWh da CERR, que está desde 1 º de janeiro sob concessão da Boa Vista Energia.

IV.3 Energia comprada para revenda

Empresa Eletrobras	Comprador	1T17		2T17		3T17		4T17	
		R$ milhões	MWh	R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh	R$ Milhões	MWh
ED Acre	Sistema Eletrobras	108,75	235.092,61	112,30	241.218	125	264.850	126	262.127
	Outros	65,25	50.775,00	65,75	53.884	70	57.143	71	58.455
ED Alagoas	Sistema Eletrobras	40,90	243.220	38,00	253.891	40	208.746	66	208.567
	Outros	166,40	972.877	265,80	1.015.563	160	834.981	270	834.269
ED Amazonas Energia	Sistema Eletrobras	94,60	664.409	108,60	721.367	108	839.992	124	804.508
	Outros	88,60	616.197	133,20	647.279	112	642.171	105	665.959
ED Piauí	Sistema Eletrobras	35,09	342.809	35,87	350.513	36	354.365	37	354.365
	Outros	228,55	1.188.787	233,68	1.215.501	236	1.228.858	414	1.032.300
ED Rondônia	Sistema Eletrobras	45,16	257.086	74,76	261.110	78	327.283	88	326.782
	Outros	167,16	951.683	276,75	966.577	190	801.495	215	802.506
ED Roraima	Sistema Eletrobras	60,90	251.345	60,68	250.503	61	253.271	63	262.162
	Outros	50,97	26.847	35,29	29.894	34	32.490	36	61.015

IV.4 Expansão da rede – nº de novas ligações

Empresa Eletrobras	1T17	2T17	3T17	4T17
ED Acre	2.395	2.626	3.474	2.747
ED Alagoas	10.553	14.941	6.266	8.516
ED Amazonas Energia	8.965	7.141	8.118	8.626
ED Piaui	16.063	12.498	15.867	16.045
ED Rondonia	5.756	8.387	11.622	4.574
ED Roraima	1.356	1.323	1.490	1.317

IV.5 Combustível usado para produção de energia elétrica

Empresa Eletrobras	Tipo (Unidade métrica)	1T17		2T17		3T17		4T17	
		Quant.	R$ Milhões	Quant.	R$ Milhões	Quant.	R$ Milhões	Quant.	R$ Milhões
ED Acre	Óleo Diesel (L)	17.172.986,0	-	15.304.684,0	-	16.025.814,0	0	17.468.137,0	-
	Gás (m3)								
ED Alagoas	Óleo Diesel (L)	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gás (m3)								
ED Amazonas Energia	Óleo Diesel (L)	107.865.885,0	340,5	108.679.503,0	350,9	119.068.976,0	426,1	116.899.027,0	400,7
	Gás (m3)	219.557.768,0	336,7	223.609.494,0	343,5	239.344.096,0	371,9	272.287.212,0	447,9
ED Piauí	Óleo Diesel (L)	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gás (m3)								
ED Rondônia	Óleo Diesel (L)	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gás (m3)								
ED Roraima	Óleo Diesel (L)	7.543.264,0	24,9	6.940.148,0	24,2	9.113.386,0	27,3	5.939.974,0	56,5
	Gás (m3)								

IV.6 Indicadores de qualidade e desempenho operacional

Empresa Eletrobras	DEC - Duração das paralisações (h)	FEC – Frequencia de paralisações	TMA - Tempo médio de atendimento (min)	Perdas (%)	
				Técnica	Não Técnica
ED Acre	47,89	35,55	376,44	9,85	11,95
ED Alagoas	20,74	15,69	334,23	10,34	12,59
ED Amazonas	37,49	26,09	396,77	7,60	36,07
ED Piauí	21,89	14,70	426,92	12,17	15,84
ED Rondônia	32,32	19,21	356,59	11,15	17,16
ED Roraima	22,28	38,79	124,72	7,04	6,45

IV.7 Inadimplência - R$ Milhões

Classe	ED Acre	ED Alagoas	ED Amazonas Energia	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima	**Total**
Residencial	37,44	115,60	219,69	137,43	78,37	21,60	**610,12**
Industrial	2,86	18,40	78,54	12,33	13,47	0,71	**126,31**
Comercial, serviços e outras atividades	9,40	38,20	93,36	51,42	24,35	5,11	**221,84**
Rural	5,66	13,40	6,75	8,55	13,13	0,72	**48,21**
Poder público	10,15	26,80	159,08	16,12	8,56	7,38	**228,09**
Iluminação pública	5,25	26,40	8,28	16,45	2,84	-	**59,22**
Serviço Público	1,18	15,30	52,81	15,33	11,68	15,07	**111,38**
Consumo próprio	-	-	0,00	0,00	-	-	**0,00**
Outros	2,70	1,60	5,03	3,31	10,01	-	**22,65**
Total	**74,63**	**255,70**	**623,54**	**260,96**	**162,39**	**50,60**	**1.427,82**

V.Empregados - Quadro efetivo

V.1 Empregados por lotação

Empresa Eletrobras	Administrativo	Operacional	Total
Cepel	75	297	372
Eletronorte	881	1.958	2.839
Chesf	1.348	2.774	4.122
Furnas	952	2.236	3.188
Eletronuclear	499	1.281	1.780
Eletrosul	483	746	1.229
CGTEE	66	339	405
Amazonas GT	93	367	460
Itaipu Binacional	983	374	1.357
ED Acre	123	169	292
ED Alagoas	335	848	1.183
ED Amazonas Energia	455	1.250	1.705
ED Piauí	224	1.825	2.049
ED Rondônia	169	548	717
ED Roraima	152	248	400
Eletropar	4	-	4
Total	**7.658**	**15.260**	**22.918**

V.2 Mão de obra contratada/terceirizada

Empresa Eletrobras	1T17	2T17	3T17	4T17
Cepel	0	-	0	0
Eletronorte	-	-	-	0
Chesf	-	0	0	0
Furnas	1.067	1.063	1.063	1063
Eletronuclear	-	-	0	0
Eletrosul	-	-	0	0
CGTEE	-	-	0	0
Amazonas GT	15	-	15	15
Itaipu Binacional	-	-	0	0
ED Acre	402	402	402	402
ED Alagoas	929	201	169	371
ED Amazonas Energia	-	2.004	2.004	2004
ED Piauí	1.108	1.117	1.231	972
ED Rondônia	1.274	1.230	1.294	1216
ED Roraima	219	219	284	170
Eletropar	-	-	0	0
Total	**5.014**	**6.236**	**6.462**	**6.213**

VI. Investimentos Empresas Eletrobras

VI.1 Investimento total – R$ Milhões

Geração - Ampliação	1T17	2T17	3T17	4T17	Orçado 2017
Eletrobras	-	-	-	-	-
Eletronorte	0,04	0,35	0,01	0,0	0,4
Chesf	49,97	42,32	69,33	78,0	239,6
Furnas	2,29	5,84	2,99	15,9	27,0
Eletronuclear	72,77	94,66	70,04	95,8	333,2
Eletrosul	0,00	0,08	0,00	-	0,1
CGTEE	0,00	0,00	0,00	-	-
Amazonas GT	14,87	23,91	88,53	14,3	141,6
Itaipu Binacional	0,00	0,00	0,00	-	-
ED Amazonas Energia	0,00	0,00	0,00	0,8	0,8
Subsidiárias Furnas (1)	0,49	0,10	0,42	3,0	4,0
Subsidiárias Eletrosul (2)	0,00	0,79	0,00	0,5	1,3

Geração - Manutenção	1T17	2T17	3T17	4T17	Orçado 2017
Eletrobras	-	-	-	-	-
Eletronorte	1,81	0,43	3,85	1,74	26,2
Chesf	4,91	7,94	1,82	5,05	43,4
Furnas	5,72	3,34	9,08	13,20	40,7
Eletronuclear	15,31	36,01	40,54	49,65	293,9
Eletrosul	0,71	0,04	0,08	3,61	11,5
CGTEE	1,52	0,50	12,00	0,28	62,6
Amazonas GT	0,78	0,42	0,21	0,01	10,8
Itaipu Binacional	-	-	-	0,00	-
ED Amazonas Energia	-	1,54	0,78	4,66	6,7
Subsidiárias Furnas (1)	-	-	-	-	-
Subsidiárias Eletrosul (2)	-	-	-	-	-

Geração - Inversões financeiras em parcerias	1T17	2T17	3T17	4T17	Orçado 2017
Eletrobras	92,25	22,20	42,75	16,50	200,0
Eletronorte	142,48	66,32	122,41	61,18	709,3
Chesf	125,45	103,49	133,43	160,13	443,1
Furnas	51,13	117,97	60,06	84,23	381,5
Eletronuclear	27,74	28,30	-	84,20	67,8
Eletrosul	-	-	-	-	-
Subsidiárias Furnas (1)	-	-	-	-	-

Transmissão - Ampliação	1T17	2T17	3T17	4T17	Orçado 2017
Eletrobras	-	-	0,08	0,6	6,0
Eletronorte	9,83	16,80	27,67	40,7	584,1
Chesf	81,30	92,11	92,18	201,7	433,4
Furnas	17,01	27,79	19,14	32,3	179,5
Eletrosul	14,20	20,64	16,51	32,4	87,0
Amazonas GT	-	0,33	0,81	4,8	34,8
ED Amazonas Energia	-	-	-	-	-
Subsidiárias Furnas (1)	9,65	12,63	8,06	4,4	-
Subsidiárias Eletrosul (2)	1,49	15,48	23,57	31,3	-
Demais Empresas (3)	-	-	-	-	-

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo III - 4T17
Informações Operacionais das Empresas Controladas

Transmissão - Manutenção	1T17	2T17	3T17	4T17	Orçado 2017
Eletrobras	-	-	-	-	-
Eletronorte	5,01	2,54	6,50	10,5	73,3
Chesf	22,27	36,47	31,65	46,2	118,1
Furnas	24,62	45,89	25,00	35,5	150,6
Eletrosul	1,45	0,80	2,55	0,0	3,4
Amazonas GT	-	-	-	0,7	2,3
ED Amazonas Energia	-	-	-	-	-
Subsidiárias Furnas (1)	-	-	-	-	-
Subsidiárias Eletrosul (2)	-	-	-	-	-
Demais Empresas (3)	-	-	-	-	-

Transmissão - Inversões financeiras em parcerias	1T17	2T17	3T17	4T17	Orçado 2017
Eletrobras	-	-	-	-	-
Eletronorte	42,00	85,65	37,73	31,9	276,1
Chesf	-	-	-	-	10,9
Furnas	154,36	105,32	95,79	67,7	294,9
Eletrosul	0,12	0,19	0,87	0,2	54,5
Amazonas GT	-	-	-	-	-
ED Amazonas Energia	-	-	-	-	-
Demais Empresas (3)	-	-	-	-	-

Distribuição - Ampliação	1T17	2T17	3T17	4T17	Orçado 2017
ED Acre	3,99	6,83	4,86	2,8	59,7
ED Alagoas	15,33	24,35	24,79	38,5	176,8
ED Amazonas Energia	10,75	24,58	26,93	38,6	380,4
ED Piauí	9,70	24,43	27,26	33,9	205,7
ED Rondônia	10,38	42,41	23,59	26,0	153,5
ED Roraima	2,20	1,71	6,27	11,7	38,0
CELG D	41,14	-	-	-	-

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo III - 4T17
Informações Operacionais das Empresas Controladas

Distribuição - Manutenção	1T17	2T17	3T17	4T17	Orçado 2017
ED Acre	1,65	3,45	5,36	5,8	14,0
ED Alagoas	9,04	10,14	13,43	18,6	96,1
ED Amazonas Energia	13,28	12,99	9,43	19,4	133,2
ED Piauí	8,46	13,48	15,77	10,2	66,5
ED Rondônia	12,46	0,54	1,98	34,1	82,1
ED Roraima	0,24	1,46	2,36	0,9	6,0
CELG D	14,77	-	-	-	-

Outros (4)	1T17	2T17	3T17	4T17	Orçado 2017
Eletrobras	0,00	0,01	0,00	5,1	24,0
Eletronorte	2,23	2,23	1,83	1,4	44,8
Chesf	13,74	12,83	15,04	23,2	100,4
Furnas	8,01	13,42	12,64	17,0	71,7
Eletronuclear	0,37	2,16	1,47	0,7	17,5
Eletrosul	0,05	0,57	0,34	3,1	26,9
CGTEE	0,16	0,19	0,07	0,1	2,6
Amazonas GT	0,00	1,25	0,38	2,6	3,5
Itaipu Binacional	0,00	0,00	0,00	-	-
ED Acre	4,76	3,27	5,06	3,8	35,8
ED Alagoas	2,14	0,05	0,50	5,1	16,4
ED Amazonas Energia	7,49	16,95	34,70	63,8	502,1
ED Piauí	3,37	4,10	7,67	13,9	176,2
ED Rondônia	5,78	9,83	15,58	12,4	132,6
ED Roraima	0,05	0,09	0,01	3,8	12,6
CELG D	8,25	-	-	-	-
Subsidiárias Furnas (1)	-	-	-	-	-
Subsidiárias Eletrosul (2)	-	-	-	-	-
Demais Empresas (3)	0,90	0,99	0,97	2,6	-

(1) As Subsidiárias de Furnas são Arara Azul; Bentevi; Ouro Verde I, II e II; Ventos de Sta Rosa, de Uirapuru e Angelim; Energia dos Ventos V, VI, VII, VII, VIII e IX; Transenergia Goiás e Brasil Ventos.

(2) As Subsidiárias da Eletrosul são TSBE; TSLE; Uirapuru; Fronteira Oeste Transmissora; Eólica Hermenegildo I, II, III e Eólica Chuí.

(3) As Demais empresas são Eletropar e Cepel.

(4) Outros são Qualidade Ambiental, Infraestrutura, Luz Para Todos e Desenvolvimento Tecnológico.]

VI.2 Investimentos em novos projetos

VI.2.1 Geração

VI.2.1.1 Responsabilidade Integral

Empresa Eletrobras	Usina	Localização (Estado)	Investimento (R$ Milhões)		Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão	ACR		ACL
			Total	Realizado						MW Médio	Preço Médio (R$/MWh)	MW Médio
Chesf	UEE Casa Nova I	BA	800,00	684,12	180,00	61,40	(1)	mai/12	(2)	(2)	(2)	(2)
	UEE Casa Nova II	BA	139,34 (3)	149,21	32,9 (4)	8,9 (6)	Dez/17 (7)	out/16	mai/49	100,00	166,64	-
	UEE Casa Nova III	BA	125,69 (3)	140,52	28,2 (5)	9,4 (6)	Dez/17 (8)	out/16	mai/49	100,00	166,60	-
Furnas (11)	PCH Anta	RJ/MG	2296,6 (10) Base: dez/08	2573,80	28	15,9	UG1 e UG2: Vide (9)	mar/07	-	96,71	218,21	-
Eletronuclear	Angra 3	RJ	28533,2 (12)	9900 (13)	1.405	-	Jan/2025 (12)	nov/09	Dez/2063 (14)	n/a	n/a	n/a
Amazonas GT	UTE Mauá 3	AM	-	-	590,75	507,2	Set/2017 (15)	mar/13	nov/44	-	-	-

(1) - Construção paralisada, tendo em vista a entrada em recuperação judicial da empresa líder do Consórcio Construtor, fato que perdura até então. A estratégia em andamento é a subdivisão de Casa Nova I (180 MW) em 7 parques (Casa Nova A, B,...G). Para a conclusão do parque Casa Nova A (18 x 1.5 MW = 27 MW), que se encontra em estágio mais avançado de construção, está em processo de contratação a realização de due diligence para levantar os itens faltantes para a sua conclusão. Este processo depende de vários níveis de aprovação incluindo o CAD. A previsão atual é que o parque A seja concluído em 2018 e o parque B, também de 27 MW, em 2019. Para os parques eólicos Casa Nova C, D, E, F e G, a previsão é que os mesmos sejam concluídos via SPEs, após a realização de Chamada Pública para escolha de parceiros. A LT originalmemnte projetada para Casa Nova I foi concluída em 2017 e energizada para atender à geração dos parques eólicos Casa Nova II e III.

(2) - Parque eólico sem outorga e energia não comercializada.

(3) - Valores básicos com reajustes, sem custo indireto.

(4) -Despacho Aneel 2.494, de 16.08.2017, autorizou aumento da pontência a instalar.

(5) -Despacho Aneel 2.495, de 16.08.2017, autorizou aumento da pontência a instalar.

(6) -Energias asseguradas aumentadas conforme Portaria MME n° 385, de 15 de dezembro de 2017.

(7) - Operação comercial do parque autorizada pela Aneel em 09.12.2017, através do Despacho número 4.153.

(8) - Em 24.12.2017 todos os areogeradores deste parque já estavam operando em teste. A operação comercial deverá ocorrer em janeiro de 2018.

(9) O contrato com o consórcio fornecedor original foi rescindido e um novo contrato com um novo fornecedor foi firmado, em julho de 2017; as datas pactuadas no novo contrato para entrada em operação comercial das unidades geradoras da PCH Anta são: UG1 - 10/06/2018 e UG2 - 10/10/2018. Furnas está envidando todos os esforços para antecipar a entrega dessas unidades de forma a atender as datas pactuadas com a ANEEL.

(10) Energia assegurada corresponde apenas ao acréscimo a ocorrer quando da entrada de Anta em operação comercial. Não inclui a energia assegurada de Simplício, informada na Seção 1.2.

(11) Inclui Simplício, que já se encontra em operação.

(12) Considera custo direto de R$ 20.569 milhões aprovado pela RDE 1368 018/17 de 26/07/2017. Com os custos indiretos e ajuste cambial atinge em DEZ 2017 o valor de R$ 28.533 milhões. A data de entrada em operação passou para 01/01/2025 conforme RDE 1379 007, porém, o novo orçamento encontra-se em fase de revisão.

(13) Considera custos diretos e indiretos estimados.

(14) Ainda não há licença de operação para Angra 3. Considera-se 40 anos a partir de 01 01 2024 por analogia com Angra 2.

(15) Em 19/09/2017 foi emitida a autorização pela ANEEL para operação comercial, da UG1,porém, somente iniciou a operação no dia 27/09/2017. Potência Instalada da UTE Mauá 3 está de acordo com a Resolução Autorizativa ANEEL nº 4.950/2014 , no valor de 189.9 MW

VI.2.1.2 Sociedades de Propósito Específico

SPE	Usina	Empresas Eletrobras (%)	Localização (Estado)	Capacidade Instalada (MW)	Percentual	Garantia Física (MW)	Início da Operação	Início da Construção	Término da Concessão	Investimento (R$ Milhões)		Cronograma físico da obra realizado (%)	Parceiros	ACR		ACL
										Total	Realizado			MW Médio	Preço Médio (R$/MWh)	MW Médio
Norte Energia S.A. (1) (2)	UHE Belo Monte	Eletronorte (19,98%) Chesf (15%) Eletrobras Holding (15%)	PA	11.233,10	15,00	4.571,00	abr/16	ago/11	ago/45	40.051,71	40.051,71	95,70%	Eletrobras Holding (15,00%) Chesf (15,00%) Eletronorte (19,98%) Privados (50,02%)	70,00	121,75	30,00
Cia. Energética Sinop S.A.	UHE Sinop	Eletronorte (24,5%) Chesf (24,5%)	MT	408,00	24,50	239,8	jan/18	mar/14	fev/49	3.176,03	1908,87	96,82%	Chesf (24,5%) Eletronorte (24,5%) EDFNF (51,00%)	88,48	144,35	0,11
Acauã Energia S.A. (2)	UEE Acauã	Chesf (99,93)	BA	6,00	99,93	3,10	mai/18	abr/15	abr/49	46,60	36,61	82,60%	Sequóia (0,00668%)	100,00	134,69	-
Angical 2 Energia S.A. (2)	UEE Angical 2	Chesf (99,96)	BA	10,00	99,96	5,1	mar/18	abr/15	abr/49	68,40	52,28	80,90%	Sequóia (0,04%)	100,00	134,69	-
Arapapá Energia S.A. (2)	UEE Arapapá	Chesf (99,9)	BA	4,00	99,90	2,2	jun/18	abr/15	abr/49	36,80	28,04	85,30%	Sequóia (0,1%)	100,00	134,69	-
Caititu 2 Energia S.A. (2)	UEE Caititu 2	Chesf (99,96)	BA	10,00	99,96	5,1	set/18	abr/15	abr/49	71,50	47,43	65,80%	Sequóia (0,04%)	100,00	134,69	-
Caititu 3 Energia S.A. (2)	UEE Caititu 3	Chesf (99,96)	BA	10,00	99,96	4,7	out/18	abr/15	abr/49	70,10	46,15	66,20%	Sequóia (0,04%)	100,00	134,69	-
Carcará Energia S.A. (2)	UEE Carcará	Chesf (99,96)	BA	10,00	99,96	4,6	jul/18	abr/15	abr/49	72,60	57,85	77,50%	Sequóia (0,04%)	100,00	134,69	-
Corrupião 3 Energia S.A. (2)	UEE Corrupião 3	Chesf (99,96)	BA	10,00	99,96	4,2	ago/18	abr/15	abr/49	74,00	51,19	70,60%	Sequóia (0,04%)	100,00	134,69	-
Teiú 2 Energia S.A. (2)	UEE Teiú 2	Chesf (99,95)	BA	8,00	99,95	4,2	jul/18	abr/15	abr/49	57,50	44,55	82,30%	Sequoia (0,05%)	100,00	134,69	-
1= Complexo Éolico Pindai I		-	-	-		-	-	-	-	-	-	0,00%	-	-	-	-
Coqueirinho 2 Energia S.A. (2)	UEE Coqueirinho 2	Chesf (99,98)	BA	16,00	99,98	8,5	abr/18	abr/15	mai/49	120,05	97,31	82,20%	Sequóia (0,0238%)	100,00	158,02	-
Papagaio Energia S.A. (2)	UEE Papagaio	Chesf (99,96)	BA	10,00	99,96	4,9	mai/18	abr/15	mai/49	75,80	57,95	74,50%	Sequóia (0,04%)	100,00	157,41	-
P2= Complexo Éolico Pindai II	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	0,00%	-	-	-	-
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A. (2)	UEE Tamanduá Mirim 2	Chesf (83,01)	BA	16,00	83,01	8	mar/18	abr/15	jun/49	121,40	98,55	81,50%	Sequóia (16,99%)	100,00	134,69	-
Empresa de Energia São Manoel S.A.	UHE São Manoel	Furnas (33,33%)	MT/PA	700(3)	33,33	421,7	nov/17	ago/14	abr/49	4058,00	3634,00	99,60%	EDP – Energias do Brasil S.A.(33,33%) CTG Três Gargantas (33,33%)	0,00	0,00	-
Central Geradora Eólica Famosa I S.A.	Famosa I	Furnas (49%)	RN	22,50	49,00	11,10	out/18	ago/16	mai/47	-	-	0,00%	PF Participações (51,00%)	-	-	-
Central Geradora Eólica Pau Brasil S.A. (**)	Pau Brasil	Furnas (49%)	CE	15,00	49,00	7,70	-	-	mar/47	-	-	-	PF Participações (51,00%)	-	-	-
Central Geradora Eólica Rosada S.A. (**)	Rosada	Furnas (49%)	RN	30,00	49,00	13,40	-	-	mai/48	-	-	-	PF Participações (51,00%)	-	-	-
Central Geradora Eólica São Paulo S.A. (**)	São Paulo	Furnas (49%)	CE	17,50	49,00	8,10	-	-	mar/47	-	-	-	PF Participações (51,00%)	-	-	-
Energia dos Ventos V S.A.	São Januário	Furnas (99%)	CE	19,20	99,99	9,00	nov/19	jul/18	jul/47	872,00	115,03	-	Alupar(0 %) Central Eólica São Januário (0,01%)	-	-	-
Energia dos Ventos VI S.A.	Nossa Senhora de Fátima	Furnas (99%)	CE	28,80	99,99	12,80	nov/19	jul/18	ago/47	872,00	115,03	-	Alupar(0 %) Central Eólica Nossa Senhora de Fátima (0,01%)	-	-	-
Energia dos Ventos VII S.A.	Jandaia	Furnas (99%)	CE	28,80	99,99	14,10	nov/19	jul/18	ago/47	872,00	115,03	-	Alupar(0 %) Central Eólica Jandaia (0,01%)	-	-	-
Energia dos Ventos VIII S.A	São Clemente	Furnas (99%)	CE	19,20	99,99	9,30	nov/19	jul/18	jul/47	872,00	115,03	-	Alupar(0%) Central Eólica São Clemente (0,01%)	-	-	-
Energia dos Ventos IX S.A	Jandaia I	Furnas (99%)	CE	19,20	99,99	9,90	nov/19	jul/18	jul/47	872,00	115,03	-	Alupar(0 %) Central Eólica Jandaia I (0,01%)	-	-	-
Bom Jesus Eólica S.A.(**)	Bom Jesus	Furnas (49%)	CE	18,00	49,00	8,10	-	-	abr/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Eólica Bom Jesus Ltda. (0,01%)	-	-	-
Cachoeira Eólica S.A.(**)	Cachoeira	Furnas (49%)	CE	12,00	49,00	5,00	-	-	abr/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Eólica Cachoeira Ltda. (0,01%)	-	-	-
Pitimbu Eólica S.A.(**)	Pitimbu	Furnas (49%)	CE	18,00	49,00	7,20	-	-	mar/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Pitimbu Ltda. (0,01%)	-	-	-
São Caetano Eólica S.A. (**)	São Caetano	Furnas (49%)	CE	25,20	49,00	11,00	-	-	abr/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Eólica São Caetano Ltda. (0,01%)	-	-	-
São Caetano I Eólica S.A.(**)	São Caetano I	Furnas (49%)	CE	18,00	49,00	7,70	-	-	abr/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Eólica São Caetano I Ltda. (0,01%)	-	-	-
São Galvão Eólica S.A. (**)	São Galvão	Furnas (49%)	CE	22,00	49,00	9,50	-	-	mar/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Eólica São Galvão Ltda. (0,01%)	-	-	-
Carnaúba I Eólica S.A.(**)	Carnaúba I	Furnas (49%)	RN	22,00	49,00	9,40	-	-	jul/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Eólica Carnaúba I Ltda. (0,01%)	-	-	-
Carnaúba II Eólica S.A.(**)	Carnaúba II	Furnas (49%)	RN	18,00	49,00	7,30	-	-	jul/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Eólica Carnaúba II Ltda. (0,01%)	-	-	-
Carnaúba III Eólica S.A.(**)	Carnaúba III	Furnas (49%)	RN	16,00	49,00	7,50	-	-	jul/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Eólica Carnaúba III Ltda. (0,01%)	-	-	-
Carnaúba V Eólica S.A.(**)	Carnaúba V	Furnas (49%)	RN	24,00	49,00	10,10	-	-	jul/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Eólica Carnaúba V Ltda. (0,01%)	-	-	-
Cervantes I Eólica S.A.(**)	Cervantes I	Furnas (49%)	RN	16,00	49,00	7,10	-	-	jul/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Eólica Cervantes I Ltda. (0,01%)	-	-	-
Cervantes II Eólica S.A.(**)	Cervantes II	Furnas (49%)	RN	12,00	49,00	5,60	-	-	jul/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Eólica Cervantes II Ltda. (0,01%)	-	-	-
Punaú I Eólica S.A.(**)	Punaú I	Furnas (49%)	RN	24,00	49,00	11,00	-	-	jul/49	-	-	-	Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão (50,99%) Central Eólica Punaú I Ltda. (0,01%)	-	-	-
Geradora Eólica Arara Azul S.A.(*)	Arara Azul	Furnas (90%)	RN	27,50	90,00	10,70	-	-	nov/49	-	-	-	Eólica Tecnologia Ltda (7,00%) Ventos Tecnologia Elétrica Ltda (2,99%) Central Eólica Arara Azul Ltda (0,01%)	-	-	-
Geradora Eólica Bentevi S.A.(*)	Bentevi	Furnas (90%)	RN	15,00	90,00	5,70	-	-	nov/49	-	-	-	Eólica Tecnologia Ltda (7,00%) Ventos Tecnologia Elétrica Ltda (2,99%) Central Eólica Bentevi Ltda (0,01%)	-	-	-
Geradora Eólica Ouro Verde I S.A.(*)	Ouro Verde I	Furnas (90%)	RN	27,50	90,00	10,70	-	-	nov/49	-	-	-	Eólica Tecnologia Ltda (7,00%) Ventos Tecnologia Elétrica Ltda (2,99%) Central Eólica Ouro Verde I Ltda (0,01%)	-	-	-
Geradora Eólica Ouro Verde II S.A.(*)	Ouro Verde II	Furnas (90%)	RN	30,00	90,00	11,20	-	-	nov/49	-	-	-	Eólica Tecnologia Ltda (7,00%) Ventos Tecnologia Elétrica Ltda (2,99%) Central Eólica Ouro Verde II Ltda (0,01%)	-	-	-
Geradora Eólica Ouro Verde III S.A.(*)	Ouro Verde III	Furnas (90%)	RN	25,00	90,00	9,40	-	-	nov/49	-	-	-	Eólica Tecnologia Ltda (7,00%) Ventos Tecnologia Elétrica Ltda (2,99%) Central Eólica Ouro Verde III (0,01%)	-	-	-
Geradora Eólica Ventos de Santa Rosa S.A.(*)	Santa Rosa	Furnas (90%)	CE	20,00	90,00	8,40	-	-	out/49	-	-	-	Eólica Tecnologia Ltda (7,00%) Ventos Tecnologia Elétrica Ltda (2,99%) Central Eólica Santa Rosa Ltda (0,01%)	-	-	-
Geradora Eólica Ventos de Uirapuru S.A.(*)	Uirapuru	Furnas (90%)	CE	28,00	90,00	12,60	-	-	out/49	-	-	-	Eólica Tecnologia Ltda (7,00%) Ventos Tecnologia Elétrica Ltda (2,99%) Central Eólica Uirapuru Ltda (0,01%)	-	-	-

Geradora Eólica Ventos do Angelim S.A.(*)	Ventos de Angelim	Furnas (90%)	CE	24,00	90,00	10,30	-	-	nov/49	-	-		Eólica Tecnologia Ltda (7,00%) Ventos Tecnologia Elétrica Ltda (2,99%) Central Eólica Angelim Ltda (0,01%)	-	-	-
Consórcio Serra do Mel(*)	Serra do Mel I	Furnas (90%)	RN	28,00	90,00	13,00	-	-	out/49	-	-		Eólica Tecnologia Ltda (9,99%) Gestamp Eólica Brasil S.A. (0,01%)	-	-	-
Consórcio Serra do Mel(*)	Serra do Mel II	Furnas (90%)	RN	28,00	90,00	12,80	-	-	out/49	-	-		Eólica Tecnologia Ltda (9,99%) Gestamp Eólica Brasil S.A. (0,01%)	-	-	-
Consórcio Serra do Mel(*)	Serra do Mel III	Furnas (90%)	RN	28,00	90,00	12,50	-	-	nov/49	-	-		Eólica Tecnologia Ltda (9,99%) Gestamp Eólica Brasil S.A. (0,01%)	-	-	-
Geradora Eólica Itaguaçu da Bahia SPE S.A. (*)	Itaguaçu da Bahia	Furnas (49%)	BA	28,00	49,00	14,00	-	-	set/49	-	-	-	Salus Fundo de Investimento em Participações (49,00%) Casa dos Ventos Energias Renováveis S.A. (2,00%)	-	-	-
Geradora Eólica Ventos de Santa Luiza SPE S.A. (*)	Ventos de Santa Luiza	Furnas (49%)	BA	28,00	49,00	14,20	-	-	set/49	-	-	-	Salus Fundo de Investimento em Participações (49,00%) Casa dos Ventos Energias Renováveis S.A. (2,00%)	-	-	-
Geradora Eólica Ventos de Santa Madalena SPE S.A. (*)	Ventos de Santa Madalena	Furnas (49%)	BA	28,00	49,00	14,70	-	-	set/49	-	-	-	Salus Fundo de Investimento em Participações (49,00%) Casa dos Ventos Energias Renováveis S.A. (2,00%)	-	-	-
Geradora Eólica Ventos de Santa Marcella SPE S.A.(*)	Ventos de Santa Marcella	Furnas (49%)	BA	28,00	49,00	13,60	-	-	set/49	-	-	-	Salus Fundo de Investimento em Participações (49,00%) Casa dos Ventos Energias Renováveis S.A. (2,00%)	-	-	-
Geradora Eólica Ventos de Santa Vera SPE S.A. (*)	Ventos de Santa Vera	Furnas (49%)	BA	28,00	49,00	15,20	-	-	set/49	-	-	-	Salus Fundo de Investimento em Participações (49,00%) Casa dos Ventos Energias Renováveis S.A. (2,00%)	-	-	-
Geradora Eólica Ventos de Santo Antônio SPE S.A.(*)	Ventos de Santo Antônio	Furnas (49%)	BA	28,00	49,00	16,10	-	-	set/49	-	-	-	Salus Fundo de Investimento em Participações (49,00%) Casa dos Ventos Energias Renováveis S.A. (2,00%)	-	-	-
Geradora Eólica Ventos de São Bento SPE S.A. (*)	Ventos de São Bento	Furnas (49%)	BA	28,00	49,00	14,40	-	-	set/49	-	-	-	Salus Fundo de Investimento em Participações (49,00%) Casa dos Ventos Energias Renováveis S.A. (2,00%)	-	-	-
Geradora Eólica Ventos de São Cirilo SPE S.A. (*)	Ventos de São Cirilo	Furnas (49%)	BA	28,00	49,00	14,70	-	-	set/49	-	-	-	Salus Fundo de Investimento em Participações (49,00%) Casa dos Ventos Energias Renováveis S.A. (2,00%)	-	-	-
Geradora Eólica Ventos de São João SPE S.A. (*)	Ventos de São João	Furnas (49%)	BA	28,00	49,00	15,00	-	-	set/49	-	-	-	Salus Fundo de Investimento em Participações (49,00%) Casa dos Ventos Energias Renováveis S.A. (2,00%)	-	-	-
Geradora Eólica Ventos de São Rafael SPE S.A. (*)	Ventos de São Rafael	Furnas (49%)	BA	28,00	49,00	13,80	-	-	set/49	-	-	-	Salus Fundo de Investimento em Participações (49,00%) Casa dos Ventos Energias Renováveis S.A. (2,00%)	-	-	-

(1) 13 unidades geradoras em operação comercial que totalizam 4.510,87 MW em operação comercial.

(2) Devido a usina em motorização e com liminar judicial vigente que limita o faturamento de energia a um percentual da garantia física em operação comercial, não é possível calcular antecipadamente a energia comercializável. Atualmente a capacidade instalada em operação comercial é de 4.510,87 MW

(3)Até dezembro/2017 UHE São Manoel só possuía uma UG em operação comercial (175 MW)

(*) Os empreendimentos dos Complexos de Acaraú, Serra do Mel, Famosa III e Itaguaçu tiveram suas energias descontratadas integralmente no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD - Redução

(**) Os empreendimentos participaram do Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva de 2017, de que trata o Decreto 9.019/2017 e lograram êxito. O resultado da descontratação e devolução das outorgas pela ANEEL foi homologado, com exceção de Famosa 1 que se encontra em processo de regularização na ANEEL.

VI.2.2 Transmissão

VI.2.2.1 Responsabilidade Integral

VI.2.2.1.1 Linhas de Transmissão

Empresa Eletrobras	Objeto (De - Para)	Total do Investimento (R$ Milhões)	Extensão de Linhas (km)	Tensão (kV)	Início da Operação	Término da Concessão	RAP (R$ Milhões)
Chesf	Eunápolis-Teixeira Freitas II C1	30,09	145,00	230	abr/19	out/38	7,02
	Funil-Itapebi C3	41,07	223,00	230	nov/20	abr/37	6,31
	Eunápolis-Teixeira Freitas II C2	44,15	152,00	230	abr/19	ago/39	7,44
	Pau Ferro-Santa Rita II	36,11	96,70	230	mai/19	ago/39	6,16
	Paraíso-Açu II	84,89	123,00	230	mai/19	nov/40	4,90
	Açu II-Mossoró II		69,00		mai/19	nov/40	-
	Recife II-Suape II C2	41,91	44,00	230	jan/21	dez/41	7,86
	Camaçari IV-Sapeaçu	84,29	105,00	230	set/21	dez/41	11,85
	Sapeaçu-Sto.Antonio de Jesus C3		31,00	230	nov/20	dez/41	-
	Jardim-N Sra do Socorro	13,60	1,30	230	jun/18	mai/42	20,09
	Messias-Maceió II		20,00	230	dez/18	mai/42	-
	Camaçari IV-Pirajá	47,07	45,00	230	dez/19	mai/42	12,10
	Pituaçú-Pirajá		5,00	230	dez/19	mai/42	-
	Russas II-Banabuiu C2	81,74	110,00	230	dez/18	jun/42	16,44
Furnas	LT Mascarenhas – Linhares e SE Linhares	67,2 (Base: Dez/08)	99,00	230	abr/18	jul/40	7,81
	LT Xavantes – Pirineus (1)	31,18 (Base: Set/11)	50,00	230	mai/18	dez/41	3,83
Eletrosul*	Secc. Jorge Lacerda A - Palhoça, na SE Garopaba	9,90	5,40	138	dez/18	dez/42	1,23
	Contrato de concessão 001/2015 (diversos empreendimentos no RS)	**	1802,00	230 e 525	**	mar/45	225,98

(1) A linha de transmissão foi energizada em 25/03/2016, de forma geminada ao Circuito 1 (Celg), e ainda depende da conclusão das entradas de linha nas subestações associadas ao empreendimento.

* A RAP dos empreendimentos inerentes ao Lote A do Leilão Aneel 004/2014 (Concessão 001/2015) está a preço histórico.

** Em novembro de 2017 a Eletrosul, com anuência formal da Shanghai Electric, manifestou a ANEEL a aceitação das condições expostas no Despacho ANEEL Nº 3.577, de 24/10/2017, que aprova o Plano de Transferência apresentado pela ELETROSUL, nos termos do art. 4º-C da Lei 9.074/1995, como alternativa à extinção da concessão outorgada pelo Contrato de Concessão nº 001/2015-ANEEL. Após, foi assinado Acordo Estruturante entre a Eletrosul, a Shanghai Eletric e o Clai Fund, que estabelece as condições detalhadas da parceria para a viabilização dos projetos vinculados ao referido Contrato. Estão em andamento as tratativas para finalização dos documentos societários que possibilitam o início dos trâmites de aprovação e abertura da SPE por parte da Shanghai Electric.

VI.2.2.1.2 Subestações

Empresa Eletrobras	SE	Total do Investimento (R$ Milhões)	Capacidade de Transformação (MVA)	Localização (Estado)	Início da Operação	Término da Concessão	RAP (R$ Milhões)
Chesf	SE 230/69 kv N.S. Socorro	94,43	300	SE	jun/18	mai/42	(*)
	SE 230/69 kv Maceió II	94,43	400	AL	dez/18	mai/42	(*)
	SE 230/138 kv Poções II	94,43	200	BA	jun/18	mai/42	(*)
	SE 230/69 kv Pirajá	30,57	360	BA	dez/19	mai/42	(*)
	SE 230/69 kv Jaboatão II	68,77	300	PE	jul/18	jun/42	5,42
	SE 230/138 kV Teixeira de Freitas II	17,91	100	BA	abr/19	out/38	(*)
Eletrosul	Garopaba - Implantação de dois módulos de EL	7,48	0,00	SC	dez/18	dez/42	0,9651
	Canoinhas - Substituição do 3º Autotr. 230/138 kV (75 MVA por 150 MVA)	44,30	672,00	RS	fev/18	dez/42	7,8522
	Santo Ângelo - 3º banco de autotransformadores 525/230kV	7,70	-	RS	jan/18	dez/42	1,2860
	Tapera - Instalação de banco de capacitores 230kV - 50 MVAr	13,35	-	MS	abr/18	dez/42	2,5193
	Dourados - Dois bancos de capacitores 230kV de 50 Mvar	9,28	-	SC	nov/18	dez/42	1,4532
	Biguaçu - Banco de Capacitor 230 kV, 100 MVAr e conexão 230kV	14,62	83	RS	set/18	out/40	1,5802
	SE Nova Petrópolis - Instalação do 2º transformador 230/69kV	23,14	-	-	-	-	2,50
	Contrato de concessão 001/2015 (diversos empreendimentos no RS)	**	4781	RS	**	mar/45	110,02

* A RAP das Subestações está sendo informada conjuntamente com as LTs, conforme contrato de concessão.

** Em novembro de 2017 a Eletrosul, com anuência formal da Shanghai Electric, manifestou à ANEEL a aceitação das condições expostas no Despacho ANEEL Nº 3.577, de 24/10/2017, que aprova o Plano de Transferência apresentado pela ELETROSUL, nos termos do art. 4º-C da Lei 9.074/1995, como alternativa à extinção da concessão outorgada pelo Contrato de Concessão nº 001/2015-ANEEL. Após, foi assinado Acordo Estruturante entre a Eletrosul, a Shanghai Eletric e o Clai Fund, que estabelece as condições detalhadas da parceria para a viabilização dos projetos vinculados ao referido Contrato. Estão em andamento as tratativas para finalização dos documentos societários que possibilitam o início dos trâmites de aprovação e abertura da SPE por parte da Shanghai Electric.

VI.2.2.2 Sociedades de Propósito Específico

VI.2.2.2.1 Linhas de Transmissão

SPE	Objeto (De - Para)	Empresas Eletrobras (%)	Investimento (R$ Milhões)		Extensão de Linhas (km)	Tensão (kV)	Início da Operação	Término da Concessão	RAP (R$ Milhões)
			Total	Realizado					
Transnorte Energia S.A.	Eng. Lechuga - Equador Equador - Boa Vista	Eletronorte (49%)	488.58 394,26	170.86 0.00	400.3 315.20	500	abr/20	jan/42	56.68 44.63
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	Linha de Transmissão em Corrente Contínua de ±800 kV Xingu - Estreito.	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	2.737,00	2.734,00	2092	±800	fev/18	jun/44	275
TDG Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	LT São Luiz II/ São Luiz III	Chesf (49%)	52,00	35,00	39	230	set/18	jul/40	2,00
Mata de Santa Genebra Transmissora S.A.	Itatiba – Bateias Araraquara II - Itatiba Araraquara II - Fernaão Dias	Furnas (49,9%)	(1)	(1)	399 207 241	500	mai/18	mai/44	75,49 42,30 -
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Luziânia - Brasília Leste Circ 1 Luziânia - Brasília Leste Circ 2	Furnas (39%)	(1)	(1)	67 67	500 500	maio/18 out/17	out/43	25,08
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A.	Santo Ângelo/Maçambará Pinhalzinho/Foz do Chapecó, circuito duplo	Eletrosul (51%)	143,49	38,34	199 72	230 230	Mar/19 Jan/18 e Jul/19	jan/44	9,00
Paraíso Transmissora de Energia S.A. *	Paraíso 2-Chapadão; Campo Grande 2-Paraíso 2; Seccionamento LT Chapadão - Campo Grande 2 - C1 na SE Paraíso 2	Eletrosul (100%)	133,97	6,82	65 217 1	230	*	mar/45	11,76

(1) Valor do Total do Investimento na base do Plano de Negócio do empreendimento.

* Em razão de não interesse de proponentes em chamadas públicas anteriores, e em conformidade com a configuração do Plano de Negócios e Gestão da Companhia, será veiculada nova Chamada Pública para seleção de empresas interessadas em adquirir a totalidade/participação no Empreendimento. Data de referência da RAP e do Investimento previsto: jun/2014 e nov/2014, respectivamente.

VI.2.2.2.2 Subestações

SPE	SE	Empresas Eletrobras (%)	Total do Investimento (R$ Milhões)	Capacidade de Transformação (MVA)	Localização (Estado)	Início da Operação	Término da Concessão	RAP (R$ Milhões)
Transnorte Energia S.A.	SE Boa Vista - CER	Eletronorte (49%)	0,00	-	RR	mai/15	jan/42	6,14
	SE Engenheiro Lechuga	Eletronorte (49%)	26,24	-	AM	jan/20	jan/42	8,29
	SE Equador	Eletronorte (49%)	100,24	-	RR	jan/20	jan/42	21,95
	SE Boa Vista	Eletronorte (49%)	100,24	800 MVA	RR	jan/20	jan/42	15,08
Mata de Santa Genebra Transmissora S.A.	SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV, Compensador Estático (-300,+300) Mvar; SE Itatiba 500 kV, Compensador Estático; (-300,+300) Mvar.	Furnas (49,9%)	-	-	SP	mai/18	mai/44	11,73 10,8
	SE 500/440 kV Fernão Dias 1.200 MVA - 1º Banco de Autotrafos	Furnas (49,9%)	-	1.200	SP	mai/18	-	70,80
	SE 500/440 kV Fernão Dias 2.400 MVA 2º e 3º Bancos de Autotrafos	Furnas (49,9%)	-	2.400	SP	mai/18	-	16,18
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	SE Brasília Leste	Furnas (39%)	-	1.080	DF	nov/17	out/43	-
ETAU*	Ampliação da SE Lagoa Vermelha II - 50 Mvar	Eletrosul (51%)	10,27	2,03	RS	set/18	dez/32	1,51
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. (1)	Pinhalzinho, em 230/138 kV (ATF1, ATF2 e ATF3); Ampliações SE Maçarambá, Foz do Chapecó e Santo Angelo.	Eletrosul (51%)	76,16	67,69	SC/RS	jan/18 mar/19, jan/18 e mar/19	jan/44	8,50
Paraíso Transmissora de Energia S.A. **	Campo Grande 2 EL 230 PAR2; Chapadão EL PAR2; Paraíso 2, 230/138 kV.	Eletrosul (27,42%)	72,23	1,86	MS	**	mar/45	10,24
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE	Ampliação SE Povo Novo 525/230 kV	Eletrosul (100%)	42,34	37,28	RS	jan/18	ago/42	6,44

* O Ativo será transferido para a Eletrobras, conforme aprovado em 19 de abril de 2017, na 147ª Assembleia Geral Extraordinária - AGE.

** Em razão de não interesse de proponentes em chamadas públicas anteriores, e em conformidade com a configuração do Plano de Negócios e Gestão da Companhia, será veiculada nova Chamada Pública para seleção de empresas interessadas em adquirir a totalidade/participação no Empreendimento. Data de referência da RAP: 30/06/2014

VII. Dados das SPEs

VII.1 Dados operacionais

VII.1.1 Geração

VII.1.1.1 Ativos Operacionais e Energia gerada

SPE	Usina	Empresas Eletrobras (%)	Localização (Estado)	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médio)	Energia Gerada MWh				Início da Operação	Término da Concessão	ACR		ACL
						1T17	2T17	3T17	4T17			MW Médio	Preço Médio (R$/ MWh)	MW Médio
EAPSA - Energia Águas Da Pedra S.A.	UHE Dardanelos	Eletronorte (24,5%) Chesf (24,5%)	MT	261,0	154,9	501.329	492.622	80.699	139.961	ago/11	jul/42	100,0	209,92	
Amapari Energia S.A. (1) (2)	UTE Serra do Navio	Eletronorte (49%)	AP	23,3	21,0	-	-	-		jun/08	mai/37	-	-	-
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A	Parque Eólico Miassaba 3	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	RN	68,5	22,8	22.452,8	35.531,2	45.007,6	59.765,2	jul/14 (1)	ago/45	76,3	243,52	23,70
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Parque Eólico Rei dos Ventos 1	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	RN	58,5	21,9	20.602,7	32.987,2	42.896,9	49.132,3	jul/14 (1)	dez/45	88,9	244,64	11,06
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Parque Eólico Rei dos Ventos 3	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	RN	60,1	21,1	21.341,6	32.073,0	42.082,8	49.710,1	jul/14 (1)	dez/45	88,1	245,12	11,89
ESBR Participações S.A. (4)	UHE Jirau*	Chesf (20%) Eletrosul (20%)	RO	3.750,0	2.205,1	5.148.063,0	5.646.699,0	1.644.151,0	2.720.575,0	set/13	ago/43	22,7	117,97	51
Norte Energia S.A. (3)	UHE B. Monte	Chesf (15%) Eletronorte (19,98%) Eletrobras Holding	PA	11.233,1	4.571,0	5.214.019,6	6.540.259,2	7.939.348,8	9.117.490,6	abr/16	ago/45	70	-	30
Pedra Branca S.A.	Pedra Branca	Chesf (49%)	BA	30,0	12,9	22.452,8	35.531,2	45.007,6	29.004,6	mar/13	fev/46	48,1	208,81	49,6
São Pedro do Lago S.A.	São Pedro do Lago	Chesf (49%)	BA	30,0	13,5	20.602,7	32.987,2	42.896,9	25.355,8	mar/13	fev/46	53,3	208,81	44
Sete Gameleiras S.A.	Sete Gameleiras	Chesf (49%)	BA	30,0	12,6	21.341,6	32.073,0	42.082,8	26.565,8	mar/13	fev/46	51,6	208,81	48
Baraúnas I Energética S.A.	UEE Baraúnas I	Chesf (49%)	BA	32,9	12,4	23.188,6	33.352,1	43.779,7	28.355,2	nov/15	fev/49	98,4	150,83	-
Mussambê Energética S.A.	UEE Mussambê	Chesf (49%)	BA	32,9	11,5	21.295,5	33.907,1	44.375,9	26.379,0	out/15	fev/49	99,1	150,83	-
Morro Branco I Energética S.A.	UEE Morro Branco I	Chesf (49%)	BA	32,9	12,7	22.083,1	34.052,4	45.257,4	28.301,7	nov/15	fev/49	98,4	150,83	-
Banda de Couro Energética S.A.	UEE Banda de Couro	Chesf (1,7%)	BA	32,9	12,8	19.355,5	31.487,7	42.172,0	25.860,5	mar/16	jun/49	-	153,86	96
Baraúnas II Energética S.A.	UEE Baraunas II	Chesf (1,5%)	BA	25,9	10,7	16.116,2	24.075,7	31.779,1	21.551,9	mar/16	jul/49	-	151,57	95
V. de Santa Joana IX Energia Renováveis S.A. (5)	Santa Joana IX	Chesf (49%)	PI	29,6	15,8	10.215,9	30.406,7	41.732,9	20.391,5	ago/15	ago/35	83,5	143,22	16,46
V. de Santa Joana X Energia Renováveis S.A. (5)	Santa Joana X	Chesf (49%)	PI	29,6	16,0	11.751,4	31.574,1	44.620,0	22.369,0	jul/15	ago/35	85,0	143,22	15,00
V. de Santa Joana XI Energia Renováveis S.A. (5)	Santa Joana XI	Chesf (49%)	PI	29,6	16,0	10.845,7	29.225,4	41.702,0	21.069,5	jul/15	ago/35	88,1	143,22	11,88
V. de Santa Joana XII Energia Renováveis S.A. (5)	Santa Joana XII	Chesf (49%)	PI	28,9	16,9	17.488,6	36.218,1	44.350,6	27.944,3	jul/15	ago/35	90,5	143,22	9,47
V. de Santa Joana XIII Energia Renováveis S.A. (5)	Santa Joana XIII	Chesf (49%)	PI	29,6	16,0	13.173,0	30.335,6	41.291,3	22.877,9	jul/15	ago/35	83,8	143,22	16,25
V. de Santa Joana XV Energia Renováveis S.A. (5)	Santa Joana XV	Chesf (49%)	PI	28,9	16,2	15.064,3	34.848,5	42.773,5	20.002,0	jul/15	ago/35	92,6	143,22	7,41
V. de Santa Joana XVI Energia Renováveis S.A. (5)	Santa Joana XVI	Chesf (49%)	PI	28,9	17,4	14.706,6	35.673,9	45.780,5	26.898,5	jul/15	ago/35	87,9	143,22	12,07
V. de Santa Joana I Energia Renováveis S.A. (6) (9)	UEE Santa Joana I	Chesf (49%)	PI	28,9	15,0	15.214,1	32.377,5	45.985,9	26.385,8	jan/16	dez/35	102,67	167,45	- 2,67
V. de Santa Joana III Energia Renováveis S.A. (6) (9)	UEE Santa Joana III	Chesf (49%)	PI	29,6	13,4	9.827,9	26.124,6	40.624,0	20.323,3	mar/16	dez/35	109,70	166,97	- 9,70
V. de Santa Joana IV Energia Renováveis S.A. (6)	UEE Santa Joana IV	Chesf (49%)	PI	28,9	14,2	14.594,0	31.058,1	42.188,4	26.227,3	jan/16	dez/35	94,37	167,21	5,63
V. de Santa Joana V Energia Renováveis S.A. (6)	UEE Santa Joana V	Chesf (49%)	PI	28,9	15,7	13.339,3	32.474,3	46.430,9	23.726,5	jan/16	dez/35	90,45	167,17	9,55
V. de Santa Joana VII Energia Renováveis S.A. (6)	UEE Santa Joana VII	Chesf (49%)	PI	27,2	14,9	14.809,8	33.664,6	47.994,3	27.930,2	jan/16	dez/35	94,63	167,20	5,37
V. de Santo Augusto IV Energia Renováveis S.A. (6)	UEE Santo Augusto IV	Chesf (49%)	PI	28,9	15,5	14.267,1	33.036,3	45.011,8	23.031,3	fev/16	dez/35	95,48	165,46	4,52
U.E.E. Caiçara I S.A. (7)	UEE Caiçara I	Chesf (49%)	RN	27,0	15,1	24.990,2	22.504,9	34.332,7	41.509,9	nov/15	jun/47	95,90	155,89	4,10
U.E.E. Caiçara II S.A. (7)	UEE Caiçara II	Chesf (49%)	RN	18,0	9,6	16.809,0	15.927,6	25.392,3	27.887,0	nov/15	jul/47	99,40	155,84	0,60
U.E.E. Junco I S.A. (7)	UEE Junco I	Chesf (49%)	RN	24,0	13,1	21.278,3	19.290,0	31.629,1	35.226,8	nov/15	jul/47	97,60	157,01	2,40
U.E.E. Junco II S.A (7)	UEE Junco II	Chesf (49%)	RN	24,0	13,3	20.968	19.347	30.666	34.597	nov/15	jul/47	94,10	156,20	5,90
Eólica Serra das Vacas I S.A. (8)	Serra das Vacas I	Chesf (49%)	PE	23,9	12,2	25.704	23.368	29.312	30.718	dez/15	jun/49	-	155,89	100,00
Eólica Serra das Vacas II S.A. (8)	Serra das Vacas II	Chesf (49%)	PE	22,3	9,9	22.544	19.416	25.500	28.432	dez/15	jun/49	-	155,48	100,00
Eólica Serra das Vacas III S.A. (8)	Serra das Vacas III	Chesf (49%)	PE	22,2	11,0	24.229	18.390	23.854	27.041	dez/15	jun/49	-	155,98	100,00
Eólica Serra das Vacas IV S.A. (8)	Serra das Vacas IV	Chesf (49%)	PE	22,3	10,5	23.597	20.176	26.103	26.766	dez/15	jun/49	-	156,05	100,00
Enerpeixe S.A.	UHE Peixe Angical	Furnas (40%)	TO	498,8	280,5	411.981	346.571	263.066	441.674	jun/06	nov/36	2,96	156,24	97,04
Baguari Geração de Energia S.A.	UHE Baguari	Furnas (15%)	MG	140,0	80,0	47.014	29.982	13.226	31.502	set/09	ago/41	100,00	210,26	-
Retiro Baixo Energética S.A.	UHE Retiro Baixo	Furnas (49%)	MG	82,0	38,2	43.585	12.092	2.628	34.911	mar/10	ago/41	97,31	219,77	2,70
Foz de Chapecó Energia S.A.	UHE Foz de Chapecó	Furnas (40%)	RS/SC	855,0	432,0	2.483.504	2.709.722	4.073.925	3.044.171	out/10	nov/36	100,00	-	-

Serra do Facão Energia S.A.	UHE Serra do Facão	Furnas (49,5%)	GO	212,6	182,4	65.079	35.007	36.865	83.635	jul/10	nov/36	66,85	242,30	33,15
Madeira Energia S.A.	UHE Santo Antônio	Furnas (39%)	RO	3.568,8	2.424,2	4.912.423	5.077.451	3.067.522	676.072	mar/12	jun/43	64,53	143,12	35,47
Teles Pires Participações S.A.	UHE Teles Pires	Furnas (24,5%) Eletrosul (24,72%)	PA/MT	1.819,8	915,4	3.386.222	2.440.108	629.597	1.071.390	nov/15	jun/46	65,45	88,31	34,55
Tijoá Participações e Investimentos S.A.	UHE Três Irmãos	Furnas (49,9%)	SP	807,5	217,5	745.000	562.000	625.000	512.000	out-14	set-44	-	-	-
Empresa de Energia São Manoel S.A.(10)	UHE São Manoel	Furnas (33,33%)	MT/PA	175,0	105,4	-	-	-	1.356	dez/17	abr/49	-	-	-
Eólica Livramento S.A. **	Parques eólicos de Cerro Chato IV, V, VI, Ibirapuitã e Trindade	Eletrosul (78%)	RS	25,2	11,7	15.379	21.300	22.506	21.883	ago/15	mar/47	-	-	11,70
Santa Vitória do Palmar S.A.	Parques eólicos Geribatu I a X	Holding (78,0%)(11)	RS	258,0	109,5	170.119	200.262	235.462	243.500	fev/15	abr/47	-	-	109,50
Eólica –Chuí Holding S.A.	Parques eólicos Chuí I a V. e Minuano I e II	Holding (78,0%)(11)	RS	144,0	59,6	87.990	105.918	121.011	126.001	mai/15	abr/47	-	-	59,60
Hermenegildo I S.A.***	Parques eólicos Verace 24 a 27	Holding (99,99%)(11)	RS	57,3	24,9	41.987	47.763	53.460	57.608	nov/15	jun/49	-	-	24,90
Hermenegildo II S.A.***	Parques eólicos Verace 28 a 31	Holding (99,99%)(11)	RS	57,3	25,3	36.646	44.821	50.988	54.052	dez/15	jun/49	-	-	25,30
Hermenegildo III S.A.***	Parques eólicos Verace 34 a 36	Holding (99,99%)(11)	RS	48,3	21,0	32.209	39.862	44.013	44.860	dez/15	jun/49	-	-	21,00
Chuí IX S.A.***	Parque eólico Chuí 09	Holding (99,99%)(11)	RS	17,9	7,4	12.161	14.093	15.153	16.551	out/15	mai/49	-	-	7,40

(1) A usina está inoperante desde o dia 04/07/2014. O Sistema de Coleta de Dados - SCD foi desativado.

(2) A Amapari está inoperante desde 04/07/2014, sem dados de geração e comercialização

(3) Capacidade Instalada: 13 unidades geradoras em operação comercial que totalizam 4.510,87 MW em operação comercial.

(4) A primeira turbina entrou em operação em set/2013 com 75MW de capacidade instalada. Em dez/2016 a empresa finalizou as 50 máquinas em operação, resultando numa capacidade instalada em operação de 3.750 MW (todas as máquinas em operação). Aumento da garantia física da UHE Jirau devido a revisão da perda hidráulica, conforme Portaria MME nº 337, de 10/11/2015.

(5) As participações das SPEs V. de Santa Joana IX, X, XI, XII, XIII, XV e XIV Energia Renováveis S.A. foram incorporadas pela empresa Chapada do Piauí I Holding S.A.

(6) As participações das SPEs V. de Santa Joana I, III, IV, V, VII e Santo Augusto IV Energia Renováveis S.A. foram incorporadas pela empresa Chapada do Piauí II Holding S.A.

(7) As participações das SPEs U.E.E. Caiçara I S.A., U.E.E. Caiçara II S.A., U.E.E. Junco I S.A. e U.E.E. Junco II S.A foram incorporadas pela empresa Vamcruz I Participações S.A.

(8) As participações das SPEs foram incorporadas pela empresa Serra das Vacas Holding S.A.

(9) As SPEs tiveram a garantia física ajustada após o leilão sendo a energia contratada maior que a garantia física atual.

(10) Até dezembro/2017 UHE São Manoel só possuía uma UG em operação comercial (175 MW)

(11) Em 29 de dezembro de 2017, a Eletrosul concluiu o processo de transferência de participação acionária detida em 6 (seis) Sociedades de Propósito Especifico para a sua controladora, a Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras." A operação mencionada representa uma das etapas previstas PNDG 2018-2022, A transferência de ativos para a Eletrobras tem por objetivo promover a quitação de dívidas desta empresa com a Eletrobras e diminuir sua alavancagem financeira. Essas participações societárias, posteriormente e conforme avaliações em andamento, poderão ser vendidas para o mercado pela Eletrobras, em conjunto ou separadamente.

* A energia comercializada não atinge 100% devido à aplicação do GSF. Também, no cálculo é considerado o MCSD para o contrato A-5.

** Em operação comercial 25,2 MW correspondendo ao parque Ibirapuitã, cuja garantia física é de 11,7 MW. A suspensão da operação dos demais parques está em discussão judicial, em virtude de sinistro ocorrido em 12/2014.

*** Em 29 de dezembro de 2017 a Eletrosul concluiu, conforme previsto nos Termos de Dação em Pagamento firmado com a Eletrobras, a alienação da totalidade da participação societária na SPE.

(¹) Decisão obtida por meio de mandado de segurança, com pedido de liminar.

VII.1.1.2 Energia vendida

SPE	Empresas Eletrobras (%)	Comprador	Tipo de Venda	1T17		2T17		3T17		4T17	
				R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh	R$ milhões	MWh
EAPSA - Energia Águas Da Pedra S.A.	Eletronorte (24,5%) Chesf (24,5%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	66,87	329.029	63,87	310.485	65,76	315.157,67	69,87	333.048
Amapari Energia S.A. (1)	Eletronorte (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	Sistema Eletrobras	A	8,28	35.017	7,10	30.154	14,00	57.682,00	14,55	59.765
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	Sistema Eletrobras	A	8,36	35.204	5,90	24.866	12,00	49.051,00	12,02	49.132
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	Sistema Eletrobras	A	7,30	30.487	6,50	27.315	13,53	36.899,42	12,18	49.710
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
ESBR Participações S.A.	Chesf (20%) Eletrosul (20%)	Sistema Eletrobras	A	45,14	408.735	35,84	322.685	14,86	578.721,75	15,11	125.502
			B	83,42	446.870	91,87	495.555	116,35	614.093,43	109,37	570.309
		Outros	A	376,42	3.425.086	263,37	2.361.075	112,13	940.648,04	116,99	965.902
			B	151,48	837.821	317,02	1.574.740	585,21	2.661.981,38	483,71	2.148.120
Norte Energia S.A.	Chesf (15%) Eletronorte (19,98%) Eletrobras Holding (15%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	507,65	4.171.216	649,07	5.232.207	712,99	5.667.767,54	735,92	5.791.567
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Pedra Branca S.A.	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	3,07	14.872	3,07	15.037	3,07	15.202,11	3,15	15.202
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	2,37	11.480	2,37	11.608	2,37	11.735,48	2,43	11.735
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
São Pedro do Lago S.A.	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	3,32	16.091	3,32	16.269	3,32	16.448,18	3,40	16.448
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	2,56	12.421	2,56	12.559	2,56	12.697,42	2,63	12.697
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Sete Gameleiras S.A.	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	3,14	15.237	3,14	15.407	3,14	15.575,93	3,22	15.576
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	2,42	11.763	2,42	11.893	2,42	12.024,07	2,49	12.024
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Baraúnas I Energética S.A. (3)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	3,93	26.352	3,93	26.645	3,97	26.937,60	4,06	26.938
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Mussambê Energética S.A. (3)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	3,68	24.624	3,68	24.898	3,71	25.171,20	3,80	25.171
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Morro Branco I Energética S.A. (3)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	4,03	27.000	4,03	27.300	4,06	27.600,00	4,16	27.600
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Banda de Couro Energética S.A.	Chesf (1,7%)	Sistema Eletrobras	A	1,72	11.166	1,90	12.356	2,71	17.588,88	1,78	11.549
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	1,79	11.626	1,98	12.858	2,82	18.303,36	1,85	12.020
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Baraúnas II Energética S.A.	Chesf (1,5%)	Sistema Eletrobras	A	1,41	9.272	1,55	10.252	2,21	14.591,04	1,45	9.598
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	1,46	9.661	1,62	10.681	2,30	15.195,12	1,51	9.988
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
V. de Santa Joana IX Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	3,96	28.525	3,96	28.829	4,07	29.145,60	4,17	29.132
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-

V. de Santa Joana X Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	4,16	30.029	4,16	29.702	4,97	30.028,80	4,30	30.015
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
V. de Santa Joana XI Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	4,00	30.470	4,00	30.794	4,35	31.132,80	4,46	31.119
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
V. de Santa Joana XII Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	4,68	33.063	4,68	33.415	4,72	33.782,40	4,84	33.767
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
V. de Santa Joana XIII Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	4,08	28.957	4,08	29.266	4,14	29.587,20	4,24	29.574
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
V. de Santa Joana XV Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	4,59	32.415	4,59	32.760	4,63	33.120,00	4,74	33.105
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
V. de Santa Joana XVI Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	4,68	33.063	4,68	33.415	4,63	33.120,00	4,84	33.767
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
V. de Santa Joana I Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	5,24	31.767	5,42	32.105	5,44	32.457,60	5,43	32.443
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
V. de Santa Joana III Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	4,65	28.957	4,81	29.266	4,94	29.587,20	4,94	29.574
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
V. de Santa Joana IV Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	5,13	30.686	5,30	31.013	5,24	31.353,60	5,24	31.339
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
V. de Santa Joana V Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	5,09	30.470	5,26	30.794	5,20	31.132,80	5,20	31.119
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
V. de Santa Joana VII Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	5,35	31.983	5,52	32.323	5,41	32.678,40	5,46	32.664
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
V. de Santo Augusto IV Energia Renováveis S.A. (2)	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	5,51	33.279	5,69	33.634	5,63	34.003,20	5,62	33.988
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
U.E.E. Caiçara I S.A.	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	4,55	29.174	4,60	29.484	-	-	-	-
			B	0,39	1.761	483,61	1.590	9,54	33.617,43	11,80	40.526
U.E.E. Caiçara II S.A.	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	3,13	20.104	3,17	20.318	-	-	-	-
			B	0,00	4	-	-	7,27	24.861,29	7,88	27.227
U.E.E. Junco I S.A.	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	4,11	26.152	4,15	26.431	-	-	-	-
			B	1,14	3.755	0,20	783	8,78	30.966,75	9,86	34.394
U.E.E. Junco II S.A	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	3,85	24.638	3,89	24.900	-	-	-	-
			B	0,95	3.665	626,10	2.084	8,79	30.027,25	9,76	33.767
Eólica Serra das Vacas I S.A.	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	4,11	26.364	4,15	26.645	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	5,39	26.937,60	6,01	25.125
Eólica Serra das Vacas II S.A.	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	3,33	21.394	3,36	21.622	-	-	-	-
			B	0,18	1.020	0,27	828	3,96	21.378,00	5,31	22.313
Eólica Serra das Vacas III S.A.	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	3,71	23.771	3,75	24.024	-	-	-	-
			B	0,05	280	0,05	145	6,07	23.768,88	5,90	24.807

Eólica Serra das Vacas IV S.A.	Chesf (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	3,54	22.691	3,58	22.932	-	-	-	-
			B	0,13	740	0,20	617	4,59	23.637,44	5,64	23.681
Enerpeixe S.A.	Furnas (40%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	1,43	9.142	0,81	5.204	0,52	3.304,91	144,05	922
			B	23,25	138.484	23,53	146.525	24,41	152.001,52	0,02	152.830
Baguari Geração de Energia S.A.	Furnas (15%)	Sistema Eletrobras	A	0,33	1.511	0,32	1.492	0,35	1.607,96	0,38	1.707
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	17,69	82.898	16,58	76.743	17,50	79.840,12	18,34	83.223
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiro Baixo Energética S.A.	Furnas (49%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	16,90	79.466	16,44	76.167	17,24	78.884,24	17,77	80.843
			B	0,48	2.161	0,48	2.184	0,49	2.208,00	0,49	2.207
Foz de Chapecó Energia S.A.	Furnas (40%)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	220,78	318.188	217,68	307.106	223,40	365.086,52	231,28	323.013
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Serra do Facão Energia S.A.	Furnas (49,5%)	Sistema Eletrobras	A	8,96	39.037,22	3,48	15.027,25	1,80	7.749,49	1,93	8.179,87
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	51,72	227.522,47	55,74	241.697,03	60,36	258.163,36	61,78	262.583,32
			B	25,62	110.211,00	31,59	135.905,76	32,69	140.624,38	32,28	138.858,86
Teles Pires Participações S.A.	Furnas (24,5%) Eletrosul (24,72%)	Sistema Eletrobras	A	12,18	140.835	8,78	101.506	9,13	105.129,52	9,93	112.892
			B	32,42	172.847	71,14	388.718	71,92	392.989,85	71,47	392.812
		Outros	A	128,56	1.509.855	91,14	1.053.121	93,60	1.066.928,90	98,71	1.119.738
			B	33,74	179.902	74,04	404.584	74,85	409.030,25	74,88	408.845
Eólica Livramento S.A.	Eletrosul (78%)	Sistema Eletrobras	A	0,23	1.663	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	1,90	13.716	7,13	24.720	25,35	59.008,11	6,99	24.235
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
Santa Vitória do Palmar S.A.*	Holding (78%) (4)	Sistema Eletrobras	A	2,61	18.393	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	21,50	151.725	66,81	231.360	66,99	232.501,23	65,41	232.813
			B	-	-			-	-		
Eólica –Chuí Holding S.A.*	Holding (78%) (4)	Sistema Eletrobras	A	1,41	9.513	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	-	-	-	-	-	-
		Outros	A	11,61	78.476	36,26	125.830	35,31	123.488,30	35,30	125.542
			B	-	-			-	-		
Hermenegildo I S.A.**	Holding (99,99%) (4)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	2,40	15.336	11,13	47.763	9,15	53.460,17	13,60	57.608
		Outros	A	6,79	41.904	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	1,21	5.139	1,06	1.433,38	-	-
Hermenegildo II S.A.**	Holding (99,99%) (4)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	2,59	16.632	10,30	44.821	7,23	50.987,89	12,09	54.052
		Outros	A	5,28	40.824						
			B			1,94	7.256	1,46	2.063,33	0,31	668
Hermenegildo III S.A.**	Holding (99,99%) (4)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	2,53	14.256	8,91	39.862	7,12	44.012,75	10,11	44.860
		Outros	A	5,16	33.696	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	1,39	4.284	0,82	1.285,84	0,33	715
Chuí IX S.A.**	Holding (99,99%) (4)	Sistema Eletrobras	A	-	-	-	-	-	-	-	-
			B	0,71	4.968	3,16	14.093	2,56	15.152,91	3,81	16.551
		Outros	A	1,66	11.880	-	-	-	-	-	-
			B	-	-	0,47	1.681	0,30	425,46	0,03	57

(1) A usina está inoperante desde o dia 04/07/2014. O Sistema de Coleta de Dados - SCD foi desativado. Sobre a SPE AMAPARI ratificamos que não houve mudança de status para este trimestre, mantendo-se então os mesmos dados do trimestre anterior. Fonte: ENGO/Eletronorte.

(2) A SPE informa não haver energia comprada para revenda. Não é necessário repor energia não produzida. Ficando abaixo de 90% da energia vendida no final do ciclo de 1 ano, têm-se penalidade.

(3) A SPE informou o valor fechado, não identificando "Sistema Eletrobras" e "Outros". Solicitou a CCEE e está aguardando essa informação.

(4) Em 29 de dezembro de 2017, a Eletrosul concluiu o processo de transferência de participação acionária detida em 6 (seis) Sociedades de Propósito Especifico para a sua controladora, a Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras." A operação mencionada representa uma das etapas previstas PNDG 2018-2022, A transferência de ativos para a Eletrobras tem por objetivo promover a quitação de dívidas desta empresa com a Eletrobras e diminuir sua alavancagem financeira. Essas participações societárias, posteriormente e conforme avaliações em andamento, poderão ser vendidas para o mercado pela Eletrobras, em conjunto ou separadamente.

* Houve combinação de negócios e a SPE Chuí Holding S.A. passou a ser controlada da SPE Santa Vitória do Palmar S.A. Em 29 de dezembro de 2017 a Eletrosul concluiu, conforme previsto nos Termos de Dação em Pagamento firmado com a Eletrobras, a alienação da totalidade da participação societária na SPE.

* Em 29 de dezembro de 2017 a Eletrosul concluiu, conforme previsto nos Termos de Dação em Pagamento firmado com a Eletrobras, a alienação da totalidade da participação societária na SPE.

VII.1.1.3 Tarifa Média – R$/MWh

SPE	Empresas Eletrobras (%)	1T17	2T17	3T17	4T17
NESA	Chesf (15%) Eletronorte (19,98%) Eletrobras Holding	121,70	124,05	125,80	127,07
EAPSA - Energia Águas Da Pedra S.A.	Eletronorte (24,5%) Chesf (24,5%)	203,21	206,09	208,25	209,78
Amapari Energia S.A.	Eletronorte (49%)	0,00	0,00	0,00	0,00
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	236,43	236,43	243,52	243,52
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	237,52	237,52	244,64	244,64
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	237,99	237,99	245,12	245,12
ESBR Participações S.A.	Chesf (20%) Eletrosul (20%)	128,25	148,94	172,78	172,78
Norte Energia S.A.	Chesf (15%) Eletronorte	121,70	124,05	125,80	127,07
Pedra Branca S.A.	Chesf (49%)	203,32	203,32	203,32	206,96
São Pedro do Lago S.A.	Chesf (49%)	203,32	203,32	203,32	206,96
Sete Gameleiras S.A.	Chesf (49%)	203,32	203,32	203,32	206,96
Baraúnas I Energética S.A.	Chesf (49%)	147,21	147,21	148,43	150,83
Mussambê Energética S.A.	Chesf (49%)	147,21	147,21	148,43	150,83
Morro Branco I Energética S.A.	Chesf (49%)	147,21	147,21	148,43	150,83
Banda de Couro Energética S.A.	Chesf (1,7%)	153,86	153,86	153,86	153,86
Baraúnas II Energética S.A.	Chesf (1,5%)	151,57	151,57	151,57	151,57
V. de Santa Joana IX Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	139,79	139,79	139,79	143,22
V. de Santa Joana X Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	139,79	139,79	139,79	143,22
V. de Santa Joana XI Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	139,79	139,79	139,79	143,22
V. de Santa Joana XII Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	139,79	139,79	139,79	143,22
V. de Santa Joana XIII Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	139,79	139,79	139,79	143,22
V. de Santa Joana XV Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	139,79	139,79	139,79	143,22
V. de Santa Joana XVI Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	139,79	139,79	139,79	143,22
V. de Santa Joana I Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	157,11	167,45	167,45	167,45
V. de Santa Joana III Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	156,67	166,97	166,97	166,97
V. de Santa Joana IV Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	156,89	167,21	167,21	167,21
V. de Santa Joana V Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	156,85	167,17	167,17	167,17
V. de Santa Joana VII Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	156,88	167,20	167,20	167,20
V. de Santo Augusto IV Energia Renováveis S.A.	Chesf (49%)	155,25	165,46	165,46	165,46
U.E.E. Caiçara I S.A.	Chesf (49%)	155,89	155,89	155,89	155,89
U.E.E. Caiçara II S.A.	Chesf (49%)	155,84	155,84	155,84	155,84
U.E.E. Junco I S.A.	Chesf (49%)	157,01	157,01	157,01	157,01
U.E.E. Junco II S.A	Chesf (49%)	156,20	156,20	156,20	156,20
Eólica Serra das Vacas I S.A.	Chesf (49%)	155,88	156,31	243,39	266,07
Eólica Serra das Vacas II S.A.	Chesf (49%)	156,28	161,92	251,32	287,09
Eólica Serra das Vacas III S.A.	Chesf (49%)	156,13	157,17	220,76	265,72
Eólica Serra das Vacas IV S.A.	Chesf (49%)	156,56	160,40	246,12	269,81
Enerpeixe S.A.	Furnas (40%)	156,60	134,44	156,60	-
Baguari Geração de Energia S.A.	Furnas (15%)	213,42	138,19	219,15	-
Retiro Baixo Energética S.A.	Furnas (49%)	212,96	55,27	218,57	665,29
Foz de Chapecó Energia S.A.	Furnas (40%)	231,39	211,07	233,65	-
Serra do Facão Energia S.A.	Furnas (49,5%)	229,04	124,84	233,30	-
Madeira Energia S.A.	Furnas (39%)	157,57	164,99	175,56	184,64
Teles Pires Participações S.A.	Furnas (49,9%)	98,06	106,15	126,39	106,96
Eólica Livramento S.A.	Eletrosul (78%)	138,83	281,15	429,58	288,35
Santa Vitória do Palmar S.A.	Holding (78,0%)	141,68	281,01	288,14	280,96
Eólica –Chuí Holding S.A.	Holding (79,0%)	147,90	282,19	285,95	281,17
Hermenegildo I S.A.	Holding (99,99%)	158,71	196,54	196,54	196,54
Hermenegildo II S.A.	Holding (99,99%)	158,19	194,95	194,95	194,95
Hermenegildo III S.A.	Holding (99,99%)	158,08	194,43	194,43	194,43
Chuí IX S.A.	Holding (99,99%)	158,11	194,61	194,61	194,61

VII.1.2 Transmissão

VII.1.2.1 Ativos operacionais

VII.1.2.1.1 Linhas de Transmissão

SPE	Objeto (De-Para)	Empresas Eletrobras (%)	Extensão (km)	Tensão (kV)	Inicio da Operação	Término da Concessão	RAP em 31.12.17(R$ Milhões)	Índice de Reajuste
AETE - Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	Coxipó-Cuiabá-Rondonópolis (MT), SE Seccionadora Cuiabá	Eletronorte (49%)	193	230	ago/05	fev/34	44,08	1,57%
BRASNORTE Transmissora de Energia S.A.	Jauru - Juba – C2 (MT) e Maggi - Nova Mutum (MT), SE Juba e SE Maggi - 230/138 kV	Eletronorte (49,71%)	402	230	set/09	mar/38	19,18	3,60%
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. – TME	LT Jauru / Cuiabá, em 230 kV, Mato Grosso	Eletronorte (49%)	348	500	nov/11	nov/39	0,05	30,47%
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Oriximiná - Silves - Lechuga (AM), SE Silves (ex-Itacoatiara) e SE Lechuga (ex-Cariri)	Eletronorte (30%) Chesf (19,5%)	559	500	mar/13	out/38	99,87	3,60%
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara (SPE)	Eletronorte (49%)	2411,9	600	nov/14	fev/39	288,83	3,60%
Belo Monte Transmissora de Energia S/A - BMTE	SE Conversora Xingu - SE Conversora Estreito	Eletronorte (24,5)	2092	800	dez/17	jun/44	274,69	IPCA
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	Teresina II/PI-Sobral III/CE; Teresina II/PI-Fortaleza II/CE; Sobral III/CE-Fortaleza II/CE	Chesf (49%)	546	500	jan/06	fev/34	180,12	1,02%
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	Colinas-Miracema-Gurupi-Peixe Nova-Serra da Mesa 2 (TO / GO)	Eletronorte (12%) Chesf (12%)	695	500	mai/08	abr/36	130,90	1,04%
Manaus Transmissora de Energia S.A.	LT Oriximiná - Silves - Lechuga (AM)	Chesf (19,5)	559	500	mar/13	out/38	99,87	1,04%
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	LT Coletora Porto Velho/ Araraquara II, CS	Chesf (24,5%) Furnas (24,5%)	2.375	600	ago/13	fev/39	292,07	IPCA
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	L.Gonzaga/Garanhuns II; Garanhuns II/Campina Grande III; Garanhuns II/Pau Ferro; Garanhuns II/Angelim I	Chesf (49%)	224 190 239 13	500 500 500 230	nov/15 nov/15 dez/15 mar/16	dez/41	87,33	-1,10%
Extremoz Transmissora do Nordeste –ETN S.A.	LT Ceará Mirim/João Câmara II LT Ceará Mirim/ Extremoz II LT Ceará Mirim/ Campina III, 500 kV LT Campina Grande III/Campina Grande II, 230 kV	Chesf (100%)	64 19 192 10	500 230 500 230	out/14 out/14 mai/15 mai/15	out/41	12,49	-1,13%
Baguari Energia S.A.	UHE Baguari - SE Baguari	Furnas (15%)	0,8	230	fev/10	ago/41	(1)	-
Brasventos	LT Miassaba 3 - Açú 2	Furnas (24,5)	73	230	fev/14	-	(1)	
Brasventos	LT Rei dos Ventos - Miassaba 3	Furnas (24,5)	42	230	fev/14	-	(1)	
Centroeste de Minas	Furnas – Pimenta II	Furnas (49%)	62,7	345	mar/10	mar/35	17,39	IPCA
Enerpeixe S.A.	Peixe Angical – Peixe 2 LT Peixe Angical – Gurupi	Furnas (40%) Furnas (40%)	17 20	500	abr/06	nov/36	(1)	-
Goiás Transmissão S.A.	Rio Verde Norte – Trindade Trindade – Xavantes Trindade – Carajás	Furnas (49%)	187 37 30	500 230 230	01/12/2013 01/12/2013 01/10/2013	jul/40	57,32	IPCA
MGE Transmissão S.A.	Mesquita - Viana 2 Viana 2 – Viana	Furnas (49%)	256 8	500 345	jun/14	jul/40	34,15	IPCA
Retiro Baixo Energética S.A.	UHE Retiro Baixo – SE Curvelo	Furnas (49%)	45	138	out/10	ago/41	(1)	IPCA
Serra do Facão Energia S.A.	UHE Serra do Facão – SE Celg de Catalão	Furnas (49,5%)	32	138	out/10	nov/36	(1)	IPCA
Transenergia Renovável S.A.	Barra dos Coqueiros – Quirinópolis	Furnas (49%)	51,47	230	abr/11	abr/39	56,79	IPCA
	Quirinópolis - UTE Quirinópolis		33,95	138	mai/11	jun/25		
	Quirinópolis - UTE Boavista		16,5	138	mai/11	jun/25		
	Chapadão – Jataí		276,1	230	dez/12	abr/39		
	Jataí – Mineiros		61,4	138	dez/12	jun/25		
	Jataí - UTE Jataí		51,56	138	dez/12	jun/25		
	Jataí - UTE Água Emendada		32,57	138	dez/12	jun/25		
	Mineiros - Morro Vermelho		46,86	138	dez/12	jun/25		
	Morro Vermelho - UTE Morro Vermelho		30,2	138	dez/12	jun/25		
	Palmeiras – Edéia		58,57	230	mai/13	abr/39		
	Edéia - UTE Tropical Bionenergia I		49	138	mai/13	jun/25		
Transirapé	Irapé – Araçuaí	Furnas (24,5%)	65	230	mai/07	mar/35	33,12	IGPM
Transleste	Montes Claros – Irapé	Furnas (24%)	138	345	dez/06	fev/34	40,80	IGPM
Transudeste	Itutinga – Juiz de Fora	Furnas (25%)	140	345	fev/07	mar/35	25,29	IGPM
Transenergia Goiás S.A.	Serra da Mesa – Niquelândia Niquelândia - Barro Alto	Furnas (99%)	100 89	230	set/17 mai/16	set/39 nov/39	4,97	IPCA
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Luziânia - Pirapora II	Furnas (24,5%)	368,1	500	mai/16	mai/43	136,76	IPCA
	Rio das Éguas - Luziânia		346,2	500	jul/16	mai/43		
	Barreiras II - Rio das Éguas		239,1	500	jan/17	mai/43		
Lago Azul Transmissora S.A.	Barro Alto - Itapaci	Furnas (49,9%)	69	230	set/16	mai/44	3,97	IPCA
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Samambaia - Brasília Sul	Furnas (39%)	14	345	mai/16	out/43	10,64	IPCA
	Brasília Sul - Brasília Geral	Furnas (39%)	13,5	230	mai/17	out/43	10,64	IPCA
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	Marimbondo II - Assis	Furnas (49%)	296,5	500	dez/16	ago/43	39,11	IPCA
Madeira Energia SA	LT Usina a SE elevadora	Furnas (39%)	10	500	abr/06	nov/36	(1)	-
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	Xingu – Estreito	Furnas (24,5%)	2092	800	dez/17	jun/44	629,80	-
Empresa de Energia São Manoel S.A.	LT SE São Manoel - SE Paranaíta	Furnas (33,33%)	40	500	dez/17	abr/49	(1)	-
Teles Pires Participações S.A.	LT UHE Teles Pires-SE Coletora Norte	Furnas (24,5)	7,5	500	jun/11	jun/46	(1)	-
Etau**	Campos Novos (SC) – Barra Grande (SC) – Lagoa Vermelha (RS) – Santa Marta (RS)	Eletrosul (27,42%)*	188	230	jul/05	dez/32	35,76	IGPM

Uirapuru**	Ivaiporã (PR) – Londrina (PR))	Eletrosul (75%)*	120	525	jul/06	mar/35	31,08	IGPM
Transmissora Sul Brasileira de Energia – TSBE	Salto Santiago – Itá	Eletrosul (80%)*	187	525	fev/14	mai/42	16,83	IPCA
	Itá – Nova Santa Rita	Eletrosul (80%)*	307	525	ago/14		27,75	IPCA
	Nova Santa Rita – Camaquã	Eletrosul (80%)*	126	230	dez/14		6,04	IPCA
	Camaquã - Povo Novo - Quinta	Eletrosul (80%)*	168	230	dez/14		6,97	IPCA
Costa Oeste	Cascavel Oeste – Umuarama, CS	Eletrosul (49%)*	151,5	230	ago/14	jan/42	8,27	IPCA
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE	Povo Novo – Marmeleiro, CS	Eletrosul (51%)*	152	525	dez/14	ago/42	17,39	IPCA
	Nova santa Rita – Povo Novo, CS		268	525	abr/15		30,05	
	Marmeleiro – Santa Vitória do Palmar		48	525	dez/14		5,56	
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba / Curitiba Leste (PR)	Eletrosul (20%)*	29,04	525	jun/15	mai/42	5,06	IPCA
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. (Fote)	Seccionamento LT Alegrete 1 - Santa Maria 1	Eletrosul (51%)*	1,95	138	mai/16	jan/44	-	IPCA

* Conforme Resolução Homologatória Aneel nº 2.258/2017

** O Ativo será transferido para a Eletrobras, conforme aprovado em 19 de abril de 2017, na 147ª Assembleia Geral Extraordinária - AGE.

*** RAP inclusa na SE Santa Maria 3.

(1) Não há RAP porque instalações são de interesse restrito da central geradora.

VII.1.2.1.2 Subestações

SPE	Subestação	Empresas Eletrobras (%)	Capacidade de Transformação - MVA	Inicio da Operação	Término da Concessão	RAP em 31.12.17(R$ Milhões)	Índice de Reajuste
AETE - Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	SE Seccionadora Cuiabá	Eletronorte (49%)	n/a	ago/05	fev/34	3,36	1,57%
BRASNORTE Transmissora de Energia S.A.	SE Juba SE Maggi - 230/138 kV	Eletronorte (49,71%)	300 100	set/09	mar/38	6,63	3,60%
Manaus Transmissora de Energia S.A.	SE Silves (ex-Itacoatiara) SE Lechuga (ex-Cariri)	Eletronorte (30%) Chesf (19,5%)	150 1800	mar/13	out/38	72,96	3,60%
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	SE Peixe 2 SE Serra da Mesa 2	Eletronorte (12%) Chesf (12%)	-	mai/08	abr/36	131,00	3,60%
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. – TME	SE Jauru 500/230 kV	Eletronorte (49%)	750	nov/11	nov/39	0,05	30,47%
Belo Monte Transmissora de Energia S/A - BMTE	SE Conversora Xingu SE Conversora Estreito	Eletronorte (24,5%)	4000 3850	dez/17	jun/44	288,34	IPCA
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	SE Peixe 2 500 kV; SE Serra da Mesa 2	Chesf (12,0)	-	mai/08	abr/36	*	1,04%
Manaus Transmissora de Energia S.A.	SE Silves (ex-Itacoatiara) 500/138 kV; SE Lechuga (ex-Cariri) 500/230 kV	Chesf (19,5)	150 1800	mar/13	out/38	72,96	1,04%
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Estação Retificadora CA/CC de 500 kV para +/- 600 kV; Estação Inversora CC/CA de +/- 600 kV para 500 kV.	Chesf (24,5%) Furnas (24,5%)	3150 2950	mai/14	fev/39	252,42	3,60%
TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	SE – Pecém II, de 500/230 kV; SE – Aquiraz, de 230/69 kV	Chesf (49%)	3600 450	out/13	jul/40	28,61	1,06%
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	SE – Garanhuns, 500/230 kV SE – Pau Ferro, 500/230 kV	Chesf (49%)	600 1500	nov/15 dez/15	dez/41	*	-1,10%
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	SE – João Câmara II, 500/138 kV SE – Ceará Mirim, 500/230 kV SE – Campina Grande III, 500/230 kV	Chesf (100%)	1.800 900 1.200	out/14 out/14 mai/15	out/41	0,05	-1,11%
Luziânia Niquelândia Transmissora S.A.	SE Luziânia	Furnas (49%)	450	jun/14	mai/42	15,15	IPCA
Luziânia Niquelândia Transmissora S.A.	SE Niquelândia	Furnas (49%)	30	ago/15	mai/42	15,15	IPCA
Caldas Novas Transmissão S.A. (1)	Ampliação da SE Corfumbá	Furnas (49%)	150	jul/13	jun/41	4,61	IPCA
Baguari Energia S.A.	SE da Usina de Baguari	Furnas (15%)	155,6	ago/06	ago/41	(2)	-
Enerpeixe S.A.	SE da Usina de Peixe Angical	Furnas (40%)	525	nov/01	nov/36	(2)	-
Teles Pires Participações S.A.	SE UHE Teles Pires (7)	Furnas (24,5%)	-	jun/11	jun/46	(2)	-
Goiás Transmissão S.A.	SE Trindade	Furnas (49%)	1200	nov/13	jul/40	(2)	-
Madeira Energia S.A.	SE da Usina de Santo Antônio	Furnas (39%)	3630	ago/07	jun/43	(2)	
MGE Transmissão S.A.	Viana 2	Furnas (49%)	900	ago/14	jul/40	(2)	-
Retiro Baixo Energética S.A.	SE da Usina de Retiro Baixo	Furnas (49%)	100	ago/06	ago/41	(2)	
Serra do Facão Energia S.A.	SE da Usina de Serra do Facão	Furnas (49,5%)	236,4	nov/01	nov/36	(2)	
Transenergia Renovável S.A	Edéia	Furnas (49%)	150	fev/12	jun/25	(3)	-
	Jataí		450	dez/12	jun/25	(3)	-
	Mineiros		0	dez/12	jun/25	(3)	-
	Morro Vermelho		0	dez/12	jun/25	(3)	-
	Quirinópolis		225	abr/11	jun/25	(3)	-
Transenergia São Paulo S.A	Itatiba	Furnas (49%)	1200	ago/12	nov/39	19,80	
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Estação Retificadora CA/CC de 500 kV para +/- 600 kV	Furnas (24,5%)	3832	mai/14	fev/39	252,41	IPCA
	Estação Inversora CC/CA de +/- 600 kV para 500 kV		3608	mai/14	fev/39		
Cia Transleste	SE Irapé	Furnas (24,5%)	525	dez/06	fev/34	(3)	-
Cia Transirapé de Transmissão	SE Araçuaí 2	Furnas (24,5%)	525	mai/07	mai/35	(3)	-

Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	SE Marimbondo II (4) SE Assis (5)	Furnas (49%)		dez/16 dez/16		(3) (3)	- -
Etau (8)	Lagoa Vermelha 2 230/138KV; Barra Grande 230/138 KV; Santa Marta 230 KV - Entrada de Linha; Ampliação Lagoa Vermelha 2 230/138KV	Eletrosul (27,42%)	150 - - 150	abr/05 jul/05 jul/05 out/16	dez/32	10,28**	IGPM
Transmissora Sul Brasileira de Energia – TSBE	Ampliação SE 525 KV Salto Santiago; Ampliação SE 525 kV Itá Ampliação SE 525/230kV; Nova Santa Rita; Camaquã 3 230/69Kv ; Ampliacão SE 230 kV Quinta	Eletrosul (80%)	- - - 166 -	fev/14 ago/14 ago/14 dez/14 dez/14	mai/42	3,96**	IPCA
Costa Oeste (8)	Umuarama 230/138 kV	Eletrosul (49%)	300	jul/14	jan/42	3,38**	IPCA
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE	Povo Novo525/230 kV; Santa Vitória do Palmar 525/138 kV; Marmeleiro 525 kV - Compensador	Eletrosul (51%)	672 75 -	dez/14 dez/14 dez/14	ago/42	54,74**	IPCA
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba Leste - 525/230 KV	Eletrosul (20%)	672	jun/15	mai/42	13,06**	IPCA
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. (Fote)	Ampliação da SE Santa Maria 3, 230/138 kV	Eletrosul (51%)	166	mai/16	jan/44	3,71**	IPCA

(1) Este empreendimento consiste na ampliação da SE Corumbá.

(2) (2) Não há RAP porque instalações são de interesse restrito da central geradora.

(3) Remuneração embutida na RAP da linha de transmissão.

(4) 4 reatores monofásicos de 45,3 MVAr cada.

(5) 7 reatores monofásicos de 45,3 MVAr cada.

(6) SE de manobra, sem capacidade de transformação

(7) Entradas de linhas e instações associadas à LT Campos Novos – Santa Marta localizadas nas subestações. O Ativo será transferido para a Eletrobras, conforme aprovado em 19 de abril de 2017, na 147ª Assembleia Gera

(8) Operação comercial por compartilhamento com a Copel (LT Caiuá).

(*) O valor da RAP ativa das Subestações está informada conjuntamente com a da Linha de Transmissão.

(**) Conforme Resolução Homologatória Aneel nº 2.258/2017

VII.2 Empréstimos e Financiamentos – R$ milhões

SPE	Empresas Eletrobras (%)	BNDES (a)								Outros Credores (b)								Total (a+b)
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024	
Belo Monte Transmissora de Energia S.A	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	1.759	1.646	1.629	1.636	1.620	1.626	1.610	4.255	933	873	812	749	686	621	554	1.992	23.001,08
Energética Águas da Pedra S.A.	Eletronorte (24,5%) Chesf (24,5%)	35,56	34,85	34,38	35,18	35,18	35,18	35,18	67,59	-	-	-	-	-	-		-	313,11
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. (1)	Eletronorte (49%)	73,96	75,41	77,18	79,39	82,82	86,02			147,84	143,85	147,04	150,23	148,37	146,52			1.358,63
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Eletronorte (30%) Chesf (19,5%)	34,50	32,13	32,13	32,13	32,13	32,13	32,13	30,97	39,95	35,62	36,68	36,68	36,68	36,68	36,68	213,92	731,11
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	Eletronorte (49%)	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	-	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	-	0,25
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	16,97	16,24	15,51	14,77	14,04	13,30	12,57	50,41	-	-	-	-	-	-		-	153,82
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	17,24	16,48	15,73	14,98	14,22	13,47	12,71	50,82	-	-	-	-	-	-		-	155,65
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Eletronorte (24,5%) Furnas (24,5%)	17,89	17,12	16,34	15,57	14,80	14,02	13,25	53,13	-	-	-	-	-	-		-	162,11
Norte Energia S.A.(*)	Eletronorte (19,98%) Chesf (15%) Eletrobras Holding (15%)	1.001,86	1.288,87	1.288,87	1.288,87	1.288,87	1.288,87	1.288,87	7.270,92	704	978	978	978	978	978	978	4.672	27.249,97
Companhia Energética Sinop S.A.	Eletronorte (24,5%) Chesf (24,5%)	22,70	45,50	45,50	45,50	45,50	45,50	45,50	614,00	-	-	-	-	-	-		-	909,70
Integração Transmissora de Energia S.A	Eletronorte (12%) Chesf (12%)	31,82	31,48	26,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	89,54
Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	Chesf (49%)	-	-	-	-	-	-		-	21,42	22,53	23,71	18,25	13,49	14,37	6,97	-	120,74
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Chesf (24,5%) Furnas (24,5%)	121,10	118,90	118,90	118,90	115,20	97,10	97,10	461,20	42,70	60,80	74,60	79,10	83,70	83,70	88,30	212,30	1.973,60
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Chesf (49%)	33,47	32,66	32,66	32,66	32,66	27,90	18,38	73,51	-	-	-	-	-	-		-	283,90
Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	Chesf (49%)	-	-	-	-	-	-		-	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	10,00	118,00	161,00
ESBR Participações S.A.	Chesf (20%) Eletrosul (20%)	321,37	324,45	324,45	324,45	324,45	324,45	324,45	3.217,67	326,74	329,86	329,86	329,86	329,86	329,86	329,86	3.271,38	11.063,02
São Pedro do Lago S.A.	Chesf (49%)	0,87	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	24,69	-	-	-	-	-	-		-	56,70
Pedra Branca S.A.	Chesf (49%)	0,83	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	23,77	-	-	-	-	-	-		-	54,60
Sete Gameleiras S.A.	Chesf (49%)	0,87	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	22,40	-	-	-	-	-	-		-	54,71
Baraúnas I Energética S.A.	Chesf (49%)	0,82	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	35,29	-	-	-	-	-	-		-	65,69
Morro Branco I Energética S.A.	Chesf (49%)	0,86	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	36,96	-	-	-	-	-	-		-	68,72
Mussambê Energética S.A.	Chesf (49%)	0,75	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	32,44	-	-	-	-	-	-		-	60,31
Chapada do Piauí I Holding (2)	Chesf (49%)	21,34	23,31	25,42	27,69	30,13	32,72	35,56	371,88	-	-	0,36	0,22	0,07	5,04	7,21	72,09	653,04
Chapada do Piauí II Holding (3)	Chesf (49%)	36,88	37,37	37,86	38,34	38,82	39,29	39,76	272,51	-	-	-	-	-	-		-	540,83
Eólica Serra das Vacas I S.A.	Chesf (49%)	70,09	66,92	63,73	60,28	56,53	52,47	48,06	43,28	-	-	-	-	-	-		-	461,36
Eólica Serra das Vacas II S.A.	Chesf (49%)	63,42	60,75	57,67	54,54	51,15	47,48	43,49	39,17	-	-	-	-	-	-		-	417,67
Eólica Serra das Vacas III S.A.	Chesf (49%)	63,42	60,75	57,67	54,54	51,15	47,48	43,49	39,17	-	-	-	-	-	-		-	417,67
Eólica Serra das Vacas IV S.A.	Chesf (49%)	63,42	60,75	57,67	54,54	51,15	47,48	43,49	39,17	-	-	-	-	-	-		-	417,67
Vamcruz I	Chesf (49%)	36,44	32,98	31,79	30,52	29,29	28,06	26,86	163,44	-	-	-	-	-	-		-	379,38
Baraúnas II Energética S.A.	Chesf (1,6%)	0,53	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	24,75	-	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	4,60	53,46
Banda de Couro Energética S.A	Chesf (1,8%)	0,37	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	34,93	-	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	7,68	77,24
Extremoz Transmissora do Nordeste –ETN S.A.	Chesf (100%)	8,22	8,59	9,98	13,56	18,53	20,51	22,64	50,86	8,22	8,59	9,98	13,56	18,53	20,51	22,64	50,86	
Foz do Chapecó	Furnas (40%)	239,89	227,77	216,75	205,44	194,12	182,80	171,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.438,44
Enerpeixe	Furnas (40%)	-	-	-	-	-	-	-	-	228,89	213,98	129,52	121,13	113,05	-	-	-	806,57
Santo Antônio	Furnas (39%)	700,70	694,88	671,36	644,36	618,35	592,33	567,02	-	948,00	1.034,51	1.104,22	1.156,58	1.287,27	1.421,64	1.374,90	-	12.816,12
Teles Pires	Furnas (24,5%) Eletrosul (24,72%)	313,12	347,80	339,73	330,88	321,83	312,57	303,89	-	106,03	-	-	-	-	-	-	-	2.375,85
Centro Oeste de Minas	Furnas (49%)	2,93	2,95	2,99	3,04	3,09	1,05	-	-	-	-	-	-	-	-		-	16,05
Serra do Facão	Furnas (49,5%)	70,70	67,07	63,57	59,96	56,36	52,76	49,22	-	-	-	-	-	-	-		-	419,66
Retiro Baixo	Furnas (49%)	22,69	22,22	21,76	21,45	20,47	19,78	19,28	-	-	-	-	-	-	-		-	147,65
Goiás Transmissão	Furnas (49%)	18,11	17,29	16,48	15,63	14,80	13,98	13,16	-	9,90	13,58	13,12	12,61	10,84	10,46	10,10	-	190,05
MGE Transmissão	Furnas (49%)	15,03	14,33	13,64	12,93	12,23	11,53	10,83	-	-	-	-	-	-	-		-	90,52
Transenergia São Paulo	Furnas (49%)	7,57	7,28	7,00	6,69	6,39	6,08	5,77	-	-	-	-	-	-	-		-	46,78
Transenergia Renovável	Furnas (49%)	20,36	19,57	18,30	16,85	15,90	14,95	14,05	-	-	-	-	-	-	-		-	119,98
Triângulo Mineiro Transmissão S.A.	Furnas (49%)	-	-	-	-	-	-	-	-	27,17	27,17	27,17	27,17	27,17	27,17	-	-	163,03
Vale de São Bartolomeu Transmissão S.A.	Furnas (39%)	-	-	-	-	-	-	-	-	24,19	24,19	24,19	24,19	24,19	24,19	-	-	145,15
Mata de Santa Genebra S.A.	Furnas (49,9%)		68,58	137,91	138,73	139,73	140,73	141,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	767,55
Companhia Transirapé de Transmissão S.A.	Furnas (24,5%)	0,91	0,90	0,84	0,77	0,72	0,65	0,59	-	7,95	11,40	16,85	14,67	13,17	10,61	0,53	-	80,56
Companhia Transleste de Transmissão S.A.	Furnas (24,5%)	-	-	-	-	-	-		-	23,68	22,67	21,81	20,13	15,05	3,66	3,36	-	110,36
Companhia Transudeste de Transmissão S.A.	Furnas (25%)	-	-	-	-	-	-		-	8,41	16,20	14,70	13,62	9,45	-	-	-	62,37
São Manoel	Furnas (33,33%)	5,20	64,17	66,50	66,61	66,94	66,94	66,94	-	336,49	-	-	-	-	-	-	-	739,78
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Furnas (24,5%)	72,97	74,11	74,60	75,11	75,63	76,18	76,74	-	12,69	12,84	15,64	15,01	15,79	21,03	26,29	-	644,61
Caldas Novas Transmissão S.A.	Furnas (49%)	2,10	2,02	1,93	1,85	1,76	1,54	1,07	-	-	-	-	-	-	-		-	12,27
Luziânia Transmissora de Energia S.A.	Furnas (49%)	-	-	-	-	-	-	-	-	5,42	5,29	5,05	4,83	4,63	2,47	2,37	-	30,07
Itaguaçu da Bahia Energias Renováveis S.A.	Furnas (49%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Eletrosul (75%)	-	-	-	-	-	-	-	-	6,61	1,47	-	-	-	-	-	-	8,08
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	Eletrosul (51%)	39,12	39,12	39,12	39,12	39,12	39,12	39,12	163,01	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53	73,68	584,24
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Eletrosul (80%)	22,13	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	62,68	2,36	1,96	4,65	6,56	8,20	8,74	9,84	68,20	318,80
Santa Vitória do Palmar Holding S.A. (4)	Eletrosul (49%)	46,20	54,55	54,55	54,55	54,55	54,55	54,55	366,10	10,93	24,52	24,52	24,52	24,52	24,52	24,52	163,75	1.061,40
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Eletrosul (20%)	5,22	4,82	4,82	4,81	4,77	4,77	3,29	11,38	-	-	-	-	-	-		-	43,88
Livramento Holding S.A.	Eletrosul (59%)	3,90	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	19,08	-	-	-	-	-	-		-	42,06
Chuí Holding S.A. (4)	Eletrosul (49%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Eletrosul (49%)	2,88	2,87	2,89	2,88	2,70	2,29	2,29	9,08	-	-	-	-	-	-		-	27,88
Fronteira Oeste Transmissora de Energia	Eletrosul (51%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chuí IX (5)	Eletrosul (99,99%)	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	15,19	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	6,71	42,69
Hermenegildo I (5)	Eletrosul (99,99%)	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	52,80	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	23,19	148,37
Hermenegildo II (5)	Eletrosul (99,99%)	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	52,83	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	23,21	148,42
Hermenegildo III (5)	Eletrosul (99,99%)	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	45,02	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	19,77	126,46
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.	Eletrosul (51%)	4,07	3,38	3,38	2,26	-	-	-	-	0,99	10,96	0,97	0,08	-	-	-	-	26,09
Paraíso Transmissora de Energia S.A.	Eletrosul (24,5%)	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-		-	-

(1) Saldo a desembolsar após 2017: R$ 6,00 milhões.

(2) As participações das SPEs V. de Santa Joana IX, X, XI, XII, XIII, XV e XIV Energia Renováveis S.A. foram incorporadas pela empresa Chapada do Piauí I Holding S.A.

(3) As participações das SPEs V. de Santa Joana I, III, IV, V, VII, Santo Augusto IV Energia Renováveis S.A. foram incorporadas pela empresa Chapada do Piauí II Holding S.A.

(4) Houve combinação de negócios e a SPE Chuí Holding S.A. passou a ser controlada da SPE Santa Vitória do Palmar S.A. Em 29 de dezembro de 2017 a Eletrosul concluiu, conforme previsto nos Termos de Dação em Pagamento firmado com a Eletrobras, a alienação da totalidade da participação societária na SPE.

(5) Em 29 de dezembro de 2017 a Eletrosul concluiu, conforme previsto nos Termos de Dação em Pagamento firmado com a Eletrobras, a alienação da totalidade da participação societária na SPE.

(*) Saldo a desembolsar após 2017: R$ 6.166,94 milhões.

DFR - Superintendência de Relação com Investidores
Informe aos Investidores - Anexo III - 4T17
Informações Operacionais das Empresas Controladas

VIII Empréstimos e Financiamentos – R$ Milhões

Moeda Nacional - MN + Moeda Estrangeira – ME

Empresa Eletrobras	Eletrobras (1)								Outros Credores (2)								Total (1+2)
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024	
Eletronorte	-	405,17	242,48	234,74	219,47	205,51	145,41	774,94	-	526,16	336,33	231,18	198,73	200,01	156,68	1.123	4.999,81
Chesf	81,06	40,53	-	-	-	-	-	-	315,57	155,98	104,15	66,65	63,71	31,40	31,40	109,89	1.000,34
Furnas	708,00	468,00	490,00	512,00	326,00	114,00	108,00	691,00	1.998,00	1.438,00	1.024,00	623,00	584,00	404,00	167,00	562,00	10.217,00
Eletronuclear	-	191,00	191,00	147,00	138,00	101,00	64,00	451,00	-	196,32	209,93	222,69	233,00	248,41	266,44	5.330,64	7.990,43
Eletrosul (1)	102,51	65,65	55,38	55,38	56,72	58,06	58,06	482,03	381,37	287,94	341,41	403,23	119,50	91,01	63,23	182,52	2.804,00
CGTEE	322,00	327,00	327,00	285,00	250,00	224,00	217,00	432,00	-	-	-	-	-	-		-	2.384,00
Amazonas GT	47,40	197,00	217,40	216,90	165,00	147,20	143,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.134,00
Itaipu Binacional		601,12	641,36	684,71	100,46	24,96	-	-		1.021,38	1.090,12	1.163,96	1.240,19	448,31	-	-	7.016,57
ED Acre (1)	57,10	56,25	56,25	48,60	45,49	27,77	34,45	21,09	-	-	-	-	-	-		-	347,00
ED Alagoas	479,00	286,00	317,00	271,00	240,00	136,00	20,00	26,70	2,00	1,00	60,30	60,00	60,00				1.959,00
ED Amazonas Energia	287,90	563,80	562,60	557,30	262,60	260,40	14,60	88,20	-	162,50	162,50	162,50	-	-	-	-	3.084,90
ED Piauí (1)	729,57	396,66	340,24	285,69	128,87	24,06	23,66	62,53	5,68	93,75	93,75	93,75	5,19	5,19	5,19	8,66	2.302,45
ED Rondônia	283,80	277,90	267,80	121,60	97,50	82,60	18,30	26,90	31,38	62,83	62,83	31,44	-	-	-	-	1.364,88
ED Roraima (1)	0,03	0,05	0,04	0,03	0,01	0,01	-	0,01	-	-	-	-	-	-		-	0,18

(1) Inclui notas promissórias