



São Paulo, 09 de novembro de 2017 – A Alupar Investimento S.A. (B3: ALUP11), divulga hoje seus resultados do 3T17. As informações trimestrais (ITR) e as demonstrações financeiras padronizadas (DFP) são apresentadas de acordo com as práticas adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, nas normas IFRS e nas normas do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

- ✓ **Lucro Líquido(IFRS): R\$ 112,0 milhões (+) 230,7% no 3T17**
- ✓ **Lucro Líquido (Regulatório): R\$ 116,9 milhões (+) 216,3% no 3T17**

3T17

Teleconferências: 10 de novembro Português

15h00 (Horário de Brasília)
12h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: + 55 (11) 3127-4971
+55 (11) 3728-5971
Senha: Alupar
Replay: +55 (11) 3127-4999
Senha: 50568908

Inglês (tradução simultânea)

15h00 (Horário de Brasília)
12h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: +1 (516) 300-1066
Senha: Alupar
Replay: +55 (11) 3127-4999
Senha: 36138747

Contato RI

José Luiz de Godoy Pereira
Luiz Coimbra
Kassia Orsi Amendola
Lucas Menezes
Tel.: (011) 4571-2400
ri@alupar.com.br

Webcast ao vivo pela internet:
www.alupar.com.br/ri

Cotação em 14/08/2017

ALUP11: R\$ 17,88
Total de UNITS¹: 293.037.090
Market-Cap: R\$ 5,240 bilhões

(1) Units Equivalentes

Destaques do Período

• **Resultado Societário (IFRS):** No 3T17, a Receita Líquida Ajustada atingiu **R\$ 386,0 milhões**, ante os **R\$ 375,3 milhões** apurados no 3T16. No 9M17, a Receita Líquida Ajustada atingiu R\$ 1.117,8 milhões ante os R\$ 1.149,6 milhões registrados no 9M16.

No 3T17, o EBITDA atingiu **R\$ 314,0 milhões**, ante os **R\$ 306,9 milhões** apurados no 3T16. No 9M17, o EBITDA atingiu R\$ 882,3 milhões ante os R\$ 969,7 milhões apurados no 9M16.

No 3T17, o Lucro Líquido totalizou **R\$ 112,0 milhões**, ante os **R\$ 33,9 milhões** registrados no 3T16. No 9M17, o Lucro Líquido totalizou R\$ 238,0 milhões ante os R\$ 171,7 milhões registrados no 9M16.

• **Resultado Regulatório:** No 3T17, a Receita Líquida atingiu **R\$ 424,4 milhões**, ante os **R\$ 409,8 milhões** apurados no 3T16. No 9M17, a Receita Líquida totalizou R\$ 1.281,7 milhões, ante os R\$ 1.169,2 milhões apurados no 9M16.

No 3T17, o EBITDA atingiu **R\$ 351,8 milhões**, ante os **R\$ 341,6 milhões** apurados no 3T16. No 9M17, o EBITDA atingiu R\$ 1.044,5 milhões, ante os R\$ 985,7 milhões registrados no 9M16.

No 3T17, o Lucro Líquido totalizou **R\$ 116,9 milhões**, ante os **R\$ 36,9 milhões** registrados no 3T16. No 9M17, o Lucro Líquido registrou R\$ 271,1 milhões, ante os R\$ 145,9 milhões registrados no 9M16.

• Em 18 de setembro de 2017, em razão do Instrumento Particular de Outorga de Opção de Venda de Ações Preferenciais de emissão de sua controlada Foz do Rio Claro entre a Alupar e o FIFGTS, a Companhia adquiriu 4.099.180 ações preferenciais de emissão de Foz do Rio Claro, detidas pelo FI-FGTS, correspondentes a 10% da totalidade das ações preferenciais emitidas, pelo valor de R\$ 9,6 milhões. Desta forma, a Companhia passou a deter 69,83% do capital social total de Foz do Rio Claro.

• Em 1 de novembro, a Alupar comunicou que seu Conselho de Administração aprovou, a celebração de Contrato de Compra e Venda de Ações e de Cessão de Direito de Subscrição com a Apollo 12, que reflete a aquisição de 50% do capital social e votante da BJI Transmissora de Energia Elétrica. O valor de aquisição é de R\$ 60.477.357,50 e está sujeita a determinadas condições suspensivas dispostas no Contrato e obtenção das aprovações regulatórias necessárias.

Principais Indicadores Consolidados

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"						
R\$ MM	3T17	3T16	Var. %	9M17	9M16	Var. %
Receita Líquida Ajustada	386,0	375,3	2,8%	1.117,8	1.149,6	(2,8%)
EBITDA (CVM 527)	314,0	306,9	2,3%	882,3	969,7	(9,0%)
Margem Ebitda Ajustada	81,3%	81,8%	(0,5 p.p)	78,9%	84,4%	(5,5 p.p)
Resultado Financeiro	(41,2)	(128,7)	(68,0%)	(210,3)	(338,2)	(37,8%)
Lucro Líquido consolidado	202,9	119,1	70,4%	498,7	458,2	8,8%
Minoritários Subsidiárias	90,8	85,2	6,6%	260,7	286,5	(9,0%)
Lucro Líquido Alupar	112,0	33,9	-	238,0	171,7	38,6%
Lucro Líquido por UNIT (R\$)*	0,38	0,12	-	0,81	0,59	38,6%
Dívida Líquida**	2.694,5	3.829,1	(29,6%)	2.694,5	3.829,1	(29,6%)
Dív. Líquida / Ebitda***	2,1	3,1		2,3	3,0	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"						
R\$ MM	3T17	3T16	Var. %	9M17	9M16	Var. %
Receita Líquida	424,4	409,8	3,6%	1.281,7	1.169,2	9,6%
EBITDA (CVM 527)	351,8	341,6	3,0%	1.044,5	985,7	6,0%
Margem Ebitda	82,9%	83,3%	(0,4 p.p)	81,5%	84,3%	(2,8 p.p)
Resultado Financeiro	(41,2)	(128,7)	(68,0%)	(210,3)	(338,2)	(37,8%)
Lucro Líquido consolidado	213,0	127,1	67,5%	571,2	411,1	38,9%
Minoritários Subsidiárias	96,1	90,2	6,6%	300,1	265,2	13,2%
Lucro Líquido Alupar	116,9	36,9	-	271,1	145,9	85,8%
Lucro Líquido por UNIT (R\$)*	0,40	0,13	-	0,93	0,50	85,8%
Dívida Líquida**	2.694,5	3.829,1	(29,6%)	2.694,5	3.829,1	(29,6%)
Dív. Líquida / Ebitda***	1,9	2,8		1,9	2,9	

*Para efeito de análise comparativa foi ajustada a quantidade de ações para o 3T16 e 9M16. Lucro Líquido / Units Equivalentes (293.037.090) ** Considera TVM do Ativo Não Circulante ***Ebitda Anualizado.

Notas:

1) Conceito de "Ajustado" nos números dos demonstrativos societários: De acordo com as normas do IFRS (ICPC 01 – IFRIC 12) os investimentos (Capex) das transmissoras devem ser contabilizados como receita e como custo. Contudo, por se tratar de investimento e, no caso da Alupar, não ter nenhum efeito no resultado da Companhia (valor da receita e do custo são iguais => margem zero), por razões analíticas, não é considerado este efeito na análise das receitas da Companhia. Os três principais efeitos são as figuras da Receita Líquida Ajustada, a qual é a Receita Líquida com a exclusão da Receita de Infraestrutura (Capex), o Custo Operacional Ajustado, dentro do mesmo conceito da Receita e a Margem EBITDA Ajustada, a qual é a divisão do EBITDA pela Receita Líquida Ajustada.

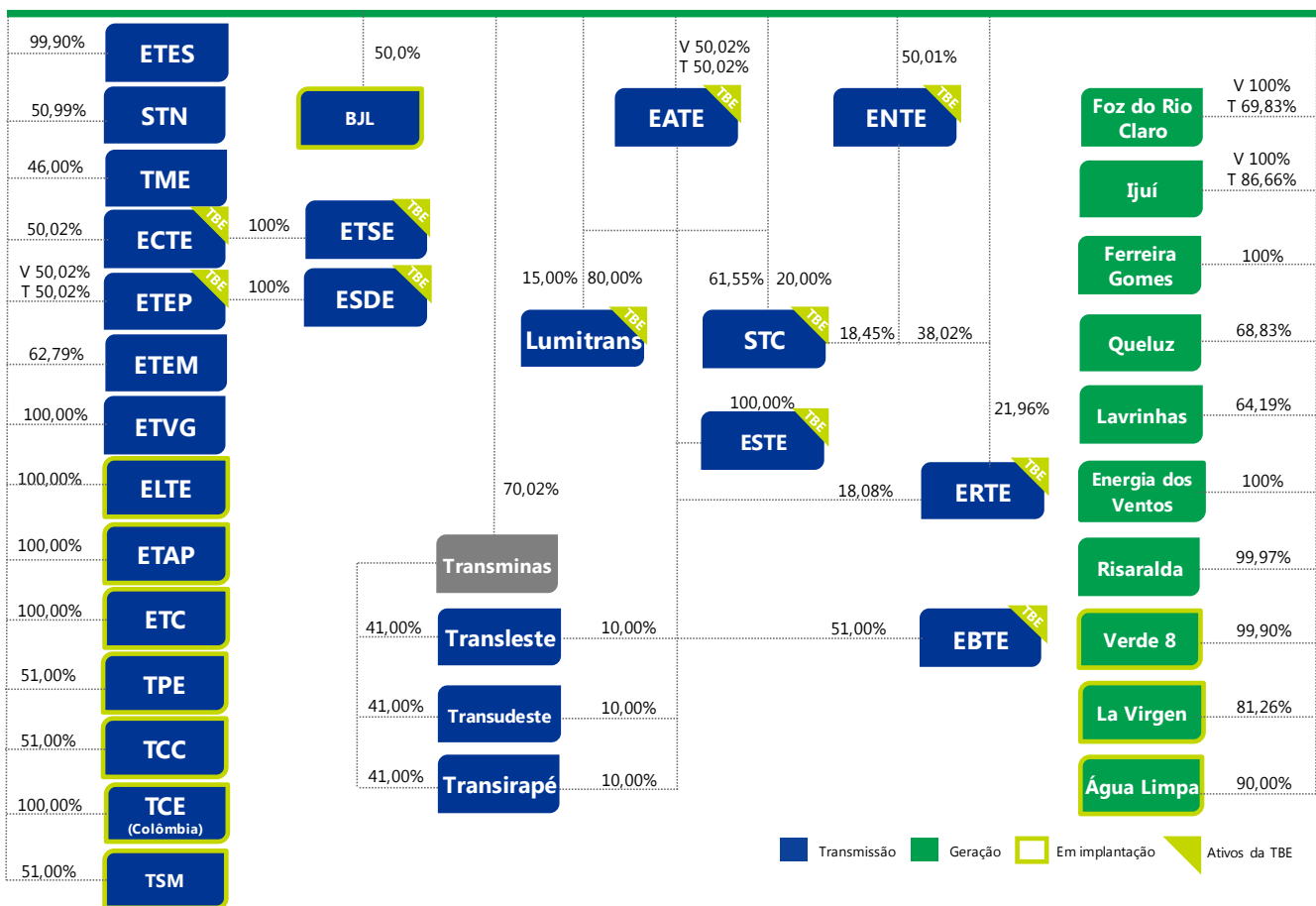
2) Conceito de "Regulatório": Refere-se aos números provenientes dos demonstrativos contábeis regulatórios das nossas subsidiárias, e cuja principal diferença é a não aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12). O ICPC 01 tem um impacto material em relação às nossas empresas do segmento de transmissão, com a criação da conta patrimonial de "Ativo Financeiro", extinção do "Ativo Imobilizado" e várias modificações na estrutura e apresentação das "Receitas" na Demonstração de Resultados.



Visão Geral

A Alupar Investimento S.A. é uma holding de controle nacional privado e que atua nos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica. Tem como objetivo a construção e operação de projetos de infraestrutura relacionados ao setor de energia no Brasil e em países selecionados da América Latina, que apresentam estabilidade econômica, institucional e regulatória. No segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil, a Alupar é uma das maiores companhias em termos de Receita Anual Permitida (RAP), sendo a maior Companhia nacional 100% de controle privado.

Abaixo a estrutura societária da Companhia:



A Companhia busca maximizar o retorno dos acionistas por meio de moderada alavancagem financeira e perfil de dívida compatível com a natureza de baixo risco de negócios da Companhia, alta previsibilidade de receitas e forte geração de caixa operacional dos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica.

Como consequência, os ratings de crédito corporativo da Alupar refletem essa sólida estrutura de capital e a previsibilidade da forte geração de caixa: **AA+ (bra) pela Fitch Ratings na escala nacional.**

Comprometida em gerar valor para o acionista e para a sociedade, a Alupar possui grande competência técnica, forte disciplina financeira e responsabilidade social para continuar com o seu crescimento sustentável através do desenvolvimento de projetos de geração e sistemas de transmissão.



Transmissão

A Alupar possui participação em concessões de 28 sistemas de transmissão de energia elétrica, totalizando 7.566 km de linhas de transmissão, por meio de concessões com prazo de 30 anos, localizados no Brasil e um perpétuo localizado na Colômbia, sendo 18 operacionais e 10 em fase de implantação, que possuem cronograma de entrada em operação comercial entre 2018 e 2022.

Abaixo, seguem principais características dos sistemas de transmissão da Alupar:

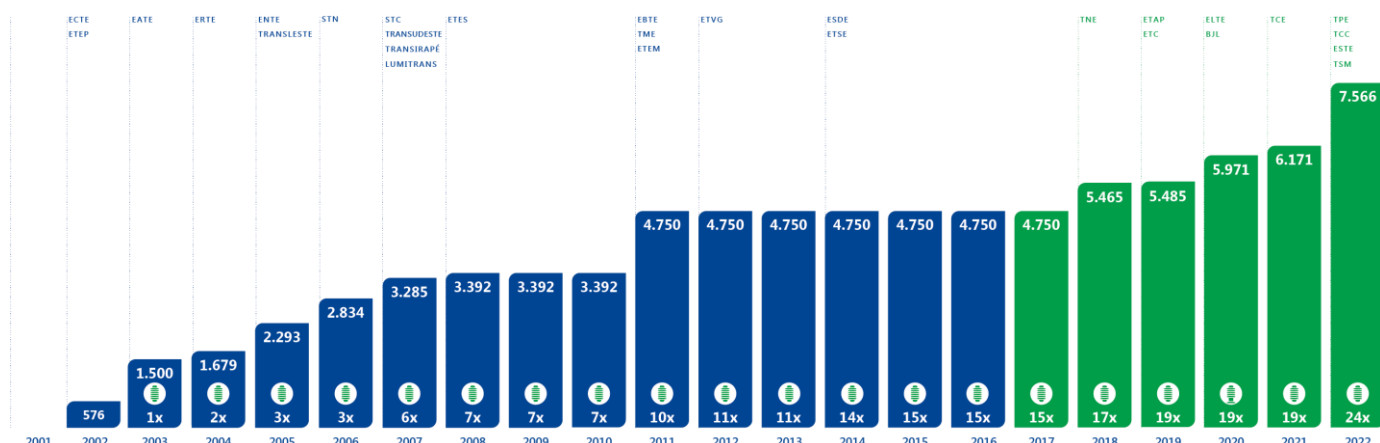
Empresa	Prazo da Concessão		Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2015-16)	RAP/RBNI (Ciclo 2016-17)	RAP/RBNI (Ciclo 2017-18)	Índice
	Início	Fim						
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 86,9	R\$ 96,5	R\$ 56,4	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 199,5	R\$ 221,6	R\$ 225,1	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 44,8	R\$ 49,8	R\$ 50,5	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 381,3	R\$ 422,3	R\$ 354,3	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 84,2	R\$ 79,7	R\$ 47,5	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 159,6	R\$ 177,3	R\$ 180,1	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 36,2	R\$ 40,2	R\$ 40,8	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 22,4	R\$ 24,9	R\$ 25,3	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 26,3	R\$ 29,2	R\$ 33,1	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 36,9	R\$ 41,5	R\$ 44,0	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 23,6	R\$ 26,2	R\$ 26,6	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 13,1	R\$ 14,3	R\$ 14,1	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	775 km	R\$ 40,6	R\$ 44,4	R\$ 47,0	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 43,7	R\$ 48,3	R\$ 50,1	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 11,5	R\$ 12,6	R\$ 13,1	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 12,3	R\$ 12,0	R\$ 12,5	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 9,4	R\$ 10,2	R\$ 10,7	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 155,2	R\$ 169,6	R\$ 152,8	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 19,7	R\$ 21,6	R\$ 19,6	IPCA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+40km	R\$ 31,4	R\$ 34,3	R\$ 35,6	IPCA
ETAP (Lote I)	02/09/2016	02/09/2046	Pré-Oper.	Subestação+20km	R\$ 48,5	R\$ 50,5	R\$ 52,3	IPCA
ETC (Lote T)	02/09/2016	02/09/2046	Pré-Oper.	Subestação	R\$ 28,1	R\$ 29,3	R\$ 30,3	IPCA
TPE (Lote 2)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	541km	-	R\$ 214,7	R\$ 221,6	IPCA
TCC (Lote 6)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	288km	-	R\$ 146,0	R\$ 150,7	IPCA
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	236km	-	R\$ 101,0	R\$ 104,3	IPCA
TCE (Colômbia)	2017	Perpétua	Pré-Oper.	200km	-	R\$ 73,1*	R\$ 73,1*	PPI
TSM (Lote 19)	2017	2047	-	330 km	-	R\$ 99,1	R\$ 101,3	IPCA
BJL (Lote E)	2016	2046	-	446 km	-	-	R\$ 131,1	IPCA
TOTAL				7.566 km	R\$1.551,3	R\$ 2.290,2	R\$ 2.304,0	

*USD 1,0 / BRL 3,25

Abaixo, segue evolução da extensão em Km das transmissoras da Companhia:

Evolução das Transmissoras Alupar (em quilômetros)

subestações próprias em implantação em operação





Geração

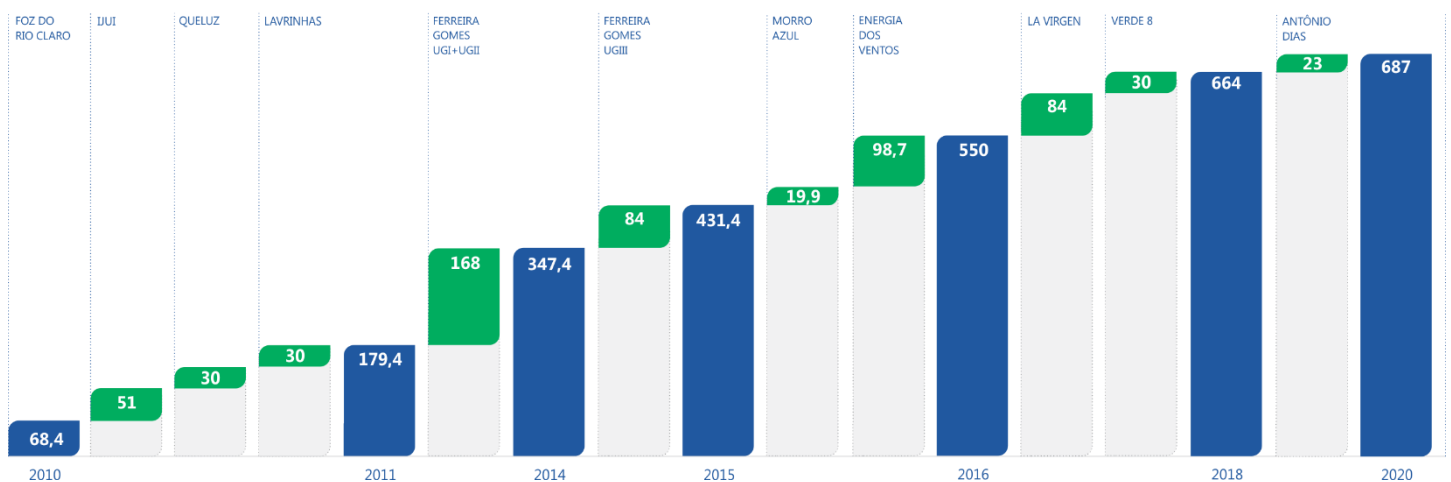
Atualmente a Alupar atua na geração de energia elétrica por meio de UHEs, PCHs e parques eólicos, no Brasil, Colômbia e Peru. O portfólio de ativos em operação totaliza uma capacidade instalada de 550,0 MW em operação e 137,0 MW em implantação.

Abaixo, seguem principais características dos ativos de geração da Alupar:

	Prazo da Concessão		Início da Operação	Capital	Capital	Capacidade Instalada - MW	Garantia Física - MW
	Início	Fim		Votante	Total		
Queluz	Abr/04	Abr/34	Ago/11	68,83%	68,83%	30,0	21,4
Lavrinhas	Abr/04	Abr/34	Set/11	64,19%	64,19%	30,0	21,4
Foz do Rio Claro	Ago/06	Ago/41	Ago/10	100,00%	69,83%	68,4	41,0
São José - Ijuí	Ago/06	Ago/41	Mar/11	100,00%	86,66%	51,0	30,4
Ferreira Gomes	Nov/10	Nov/45	Nov/14	100,00%	100,00%	252,0	153,1
Energia dos Ventos	Jul/12	Jul/47	Mar/16	100,00%	100,00%	98,7	50,9
Morro Azul (Risaralda)	Jan/09	Vitalícia	Set/16	99,97%	99,97%	19,9	13,2
Verde 08	Out/12	Jun/44	Pré - Operacional	99,90%	99,90%	30,0	16,9
La Virgen	Out/05	Vitalícia	Pré - Operacional	81,26%	81,26%	84,0	49,3
Antônio Dias	Jul/14	Jul/49	Pré - Operacional	90,00 %	90,00 %	23,0	11,4
TOTAL						687,0	409,0

Abaixo, segue evolução da capacidade de geração da Companhia:

Expansão da capacidade de Geração (em MW)





Análise do Desempenho Combinado – Segmento de Transmissão

Os números abaixo refletem o somatório de 100% dos números de cada uma das subsidiárias de Transmissão nas quais a Alupar possui participação, da mesma forma que está apresentada na **Nota Explicativa 34** de “Informações por Segmento” das demonstrações financeiras do 3T17.

Em razão das questões já comentadas sobre as diferenças que ocorrem entre os números Regulatórios e Societários (vide “Notas” na página 2 deste Relatório), o foco da análise do segmento de transmissão é sobre o desempenho Regulatório, à exceção dos comentários feitos sobre as receitas e lucro na demonstração do resultado Societário.

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"						
R\$ MM	3T17	3T16	Var.%	9M17	9M16	Var.%
Receita Líquida Ajustada	252,0	293,7	(14,2%)	774,2	907,1	(14,6%)
Custos Operacionais Ajustados*	(21,9)	(24,5)	(10,6%)	(62,4)	(64,0)	(2,5%)
Depreciação / Amortização	(0,7)	(2,4)	(71,0%)	(2,1)	(7,8)	(73,0%)
Despesas Operacionais	(7,9)	(10,8)	(26,9%)	(28,5)	(34,7)	(17,8%)
EBITDA (CVM 527)	222,2	258,4	(14,0%)	683,2	808,4	(15,5%)
Margem Ebitda Ajustada	88,2%	88,0%	0,2 p.p	88,3%	89,1%	(0,8 p.p)
Resultado Financeiro	(29,3)	(62,6)	(53,3%)	(112,5)	(169,7)	(33,7%)
Lucro Líquido	164,5	160,8	2,3%	481,4	519,9	(7,4%)
Dívida Líquida**	1.299,9	1.753,9	(25,9%)	1.299,9	1.753,9	(25,9%)
Div. Líquida / EBITDA***	1,5	1,7		1,4	1,6	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"						
R\$ MM	3T17	3T16	Var.%	9M17	9M16	Var.%
Receita Líquida	289,0	326,5	(11,5%)	931,8	915,8	1,7%
Custos Operacionais	(21,3)	(23,2)	(8,4%)	(59,6)	(60,0)	(0,6%)
Depreciação / Amortização	(31,8)	(32,9)	(3,5%)	(95,7)	(98,8)	(3,2%)
Despesas Operacionais	(7,9)	(10,8)	(27,1%)	(28,5)	(34,7)	(17,9%)
EBITDA (CVM 527)	259,8	292,4	(11,2%)	843,7	821,2	2,7%
Margem Ebitda	89,9%	89,6%	0,3 p.p	90,5%	89,7%	0,8 p.p
Resultado Financeiro	(29,3)	(62,6)	(53,3%)	(112,5)	(169,7)	(33,7%)
Lucro Líquido	172,7	167,1	3,4%	548,0	466,7	17,4%
Dívida Líquida**	1.299,9	1.753,9	(25,9%)	1.299,9	1.753,9	(25,9%)
Div. Líquida / EBITDA***	1,3	1,5		1,2	1,6	

*Custos Operacionais Ajustados: Excluindo o custo de infraestrutura

** Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante

***Ebitda Anualizado

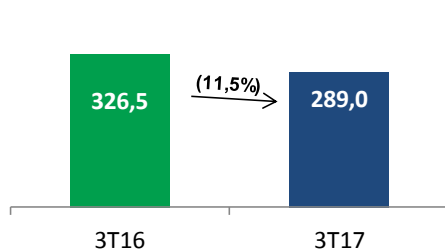


Análise do Desempenho Combinado de Transmissão - Regulatório

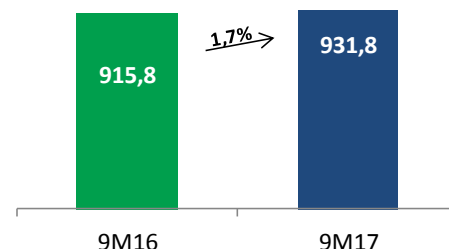
Receita Líquida

No 3T17, a receita líquida totalizou R\$ 289,0 milhões, ante os R\$ 326,5 milhões apurados no 3T16. Esta variação deve-se: (a) redução de R\$ 24,7 milhões na receita líquida das transmissoras EATE e ETEP, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP, pro rata temporis para o ciclo 2017/2018, em função do aniversário de 15 anos da entrada em operação (EATE: mar/18; ETEP: ago/17); (b) redução de R\$ 7,5 milhões na receita líquida da ECTE, em razão da queda de 50% da RAP, devido ao aniversário de 15 anos da entrada em operação (mar/17). Para mais informações vide tabela da seção "Transmissão" (pag.4); (c) redução de R\$ 5,7 milhões, em razão, da alienação de participação da Alupar no capital da Transchile em out/16; (d) redução de R\$ 3,5 milhões nas transmissoras ENTE e STN devido a indisponibilidade de equipamentos de transmissão; (e) revisão tarifaria das transmissoras TNE, ETES, ETSE, que juntas tiveram uma redução de R\$ 0,4 milhão na receita líquida; (f) entrada em operação, em fev/17, do RBNI da TME, impacto positivo de R\$ 1,9 milhão e; (g) aumento de R\$ 2,5 milhões na receita líquida das demais transmissoras, devido ao reajuste das RAPs, conforme resolução homologatória nº 2.258 de 27 de junho de 2017 que estabeleceu reajuste de 3,60% para contratos indexados em IPCA e 1,57% para contratos indexados em IGP-M.

Receita Líquida (R\$ MM)



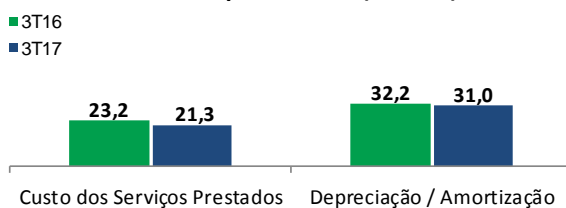
Receita Líquida (R\$ MM)



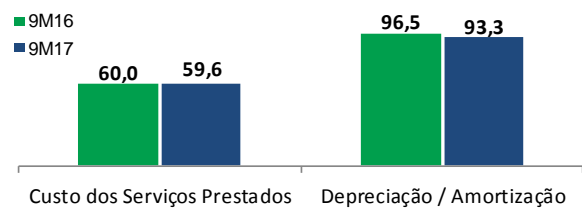
Custo do Serviço

Totalizou R\$ 52,2 milhões no 3T17, 5,7% inferior aos R\$ 55,4 milhões apurados no 3T16. Na conta **Depreciação / Amortização** foi contabilizada uma redução de R\$ 1,2 milhão, principalmente, em razão da: (a) redução de R\$ 1,8 milhão devido a alienação da Transchile em out/16 e; (b) aumento de R\$ 0,3 milhão na transmissora TME, em função da entrada em operação do RBNI em fev/2017. A conta **Custo dos Serviços Prestados**, apresentou uma redução de R\$ 1,9 milhão, principalmente em função da: (a) alienação da Transchile, em out/16, impacto de R\$ 0,6 milhão e; (b) prestação de serviços, não recorrentes, de melhorias na linha de transmissão da ETEM, realizados no 3T16, impacto de R\$ 1,5 milhão.

Custos Operacionais (R\$ MM)



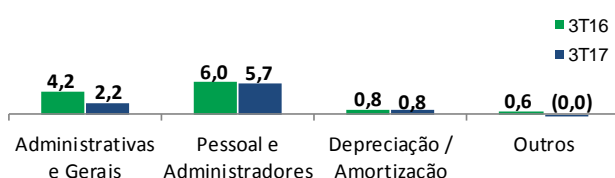
Custos Operacionais (R\$ MM)



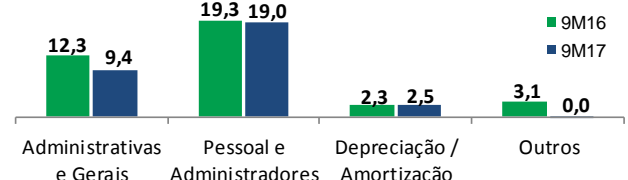
Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ 8,7 milhões no 3T17, 24,9% inferior aos R\$ 11,6 milhões apurados no 3T16. As contas **Administrativas e Gerais** e **Pessoal e Administradores**, apresentam reduções principalmente pela alienação da participação da Alupar na transmissora Transchile, impacto de R\$ 0,7 milhão e R\$ 0,5 milhão, respectivamente. A conta **Outros** apresentou uma redução de R\$ 0,6 milhão, dado que no 3T16 foi contabilizado uma baixa de ativos em razão de um incêndio que atingiu bobinas de cabos condutores de alumínio da transmissora TNE.

Despesas Operacionais (R\$ MM)



Despesas Operacionais (R\$ MM)



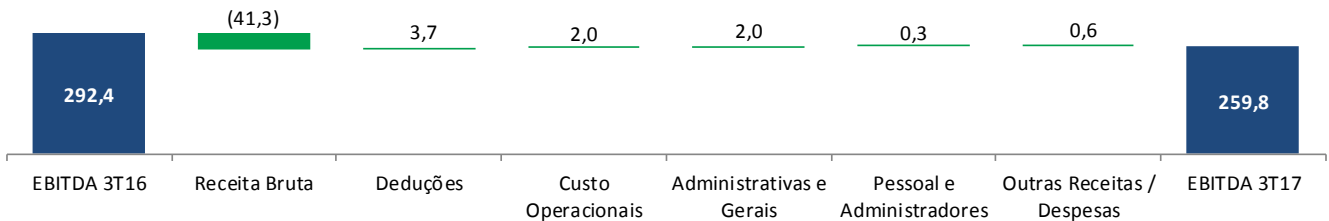


EBITDA e Margem EBITDA

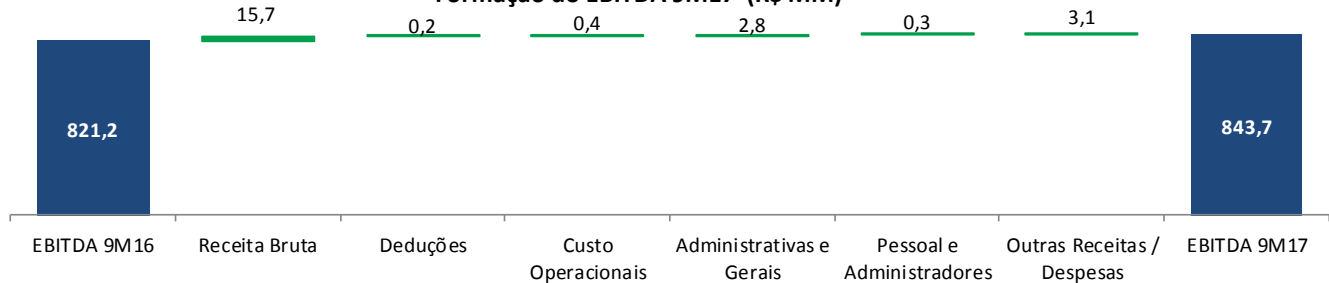
Totalizou R\$ 259,8 milhões no 3T17, ante aos R\$ 292,4 milhões apurados no 3T16. Esta variação deve-se, principalmente, a redução de R\$ 41,3 milhões na Receita Bruta, em função das quedas nas RAPs das transmissoras EATE, ETEP e ECTE, conforme detalhado anteriormente na seção “Receita Líquida”

A margem EBITDA atingiu 89,9% no 3T17, 0,3 p.p superior aos 89,6% registrado no 3T16.

Formação do EBITDA 3T17 (R\$ MM)



Formação do EBITDA 9M17 (R\$ MM)

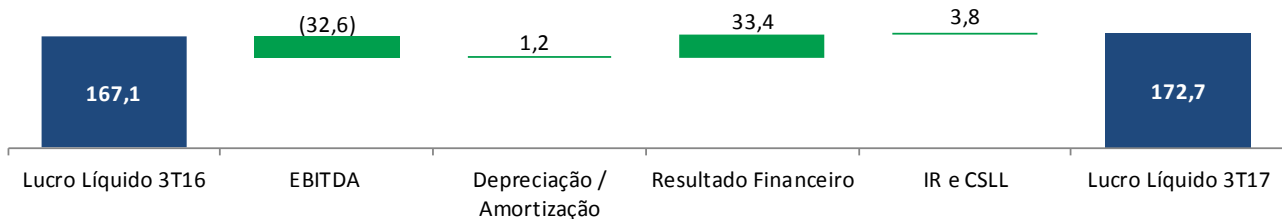


Lucro Líquido

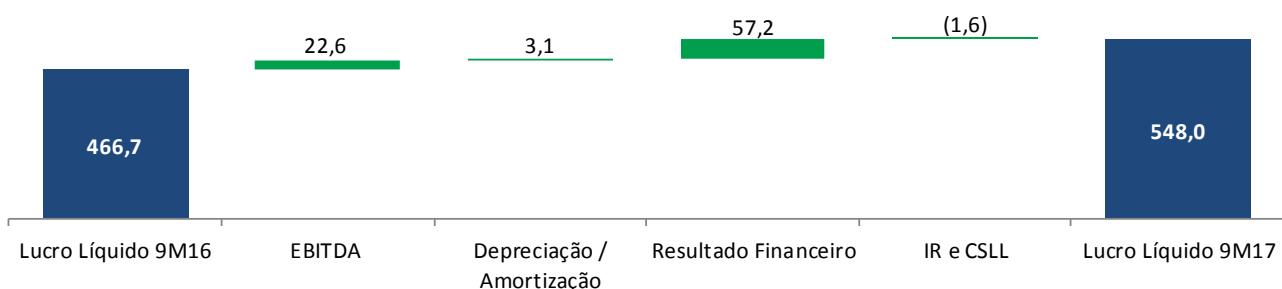
Totalizou R\$ 172,7 milhões no 3T17, 3,4% superior aos R\$ 167,1 milhões apurados no 3T16.

O lucro foi impactado principalmente pela: (a) redução de R\$ 32,6 milhões no **EBITDA**, conforme explicado acima; (b) redução de R\$ 1,2 milhões na **Depreciação / Amortização**, principalmente em função da alienação de participação da Alupar na transmissora Transchile; (c) redução de R\$ 33,4 milhões no **Resultado Financeiro** devido a: (i) redução da dívida líquida, de R\$ 1,754 bi no 3T16 para R\$ 1,300 bi no 3T17; (ii) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 2,25% no 3T17, ante 3,41% no 3T16 e; (iii) redução da taxa de juros de longo prazo (“TJLP”) a partir de abril de 2017, de 7,5% a.a para 7,0% a.a. e; (d) redução de R\$ 3,8 milhões no **IRPJ/CSLL**, devido a obtenção dos benefícios fiscais SUDAM / SUDENE, nas transmissoras ETEP, STN e ENTE, em agosto/16, outubro/16 e dezembro/16, respectivamente, impacto de R\$ 5,1 milhões

Formação do Lucro 3T17 (R\$ MM)



Formação do Lucro 9M17 (R\$ MM)





Análise da Receita e Lucro Combinado de Transmissão - Societário IFRS

Com a adoção do IFRS, a Receita pela Disponibilização (RAP – PV) foi substituída por 3 novas receitas: Receita de Infraestrutura, Receita de Transmissão de Energia (O&M) e Receita de Remuneração do Ativo da Concessão.

Receita de Infraestrutura

Volume de investimento (CAPEX) efetuado nas empresas de transmissão

Receita de Trans. de Energia

Receita que remunera os custos de operação e manutenção dos ativos de transmissão

Remuneração do Ativo

É o resultado da multiplicação da taxa de remuneração de um determinado ativo de transmissão pelo saldo do seu ativo financeiro

Dessa forma, o balanço das empresas de transmissão passou a apresentar uma conta de Ativo Financeiro, a qual tem a sua movimentação prevista conforme exemplo detalhado abaixo:

Ativo Financeiro em 30/06/2017
+
Receita de Infraestrutura entre 01/07/2017 e 30/09/2017
+
Remuneração do Ativo Financeiro entre 01/07/2017 e 30/09/2017
+
Receita de Transmissão de Energia entre 01/07/2017 e 30/09/2017
-
RAP entre 01/07/2017 e 30/09/2017
-
Caso exista, Valor Residual recebido entre 01/07/2017 e 30/09/2017
=
Ativo Financeiro em 30/09/2017

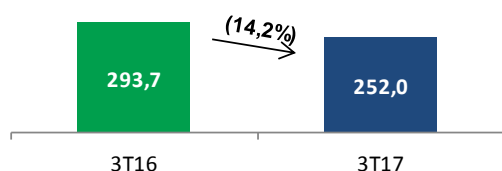
Nota sobre valor residual: caso exista entrada de recursos na companhia, relacionada a uma possível indenização ocorrida pelo advento do término da concessão, este valor também é redutor do Ativo Financeiro. No caso da Alupar, as subsidiárias possuem concessões de longo prazo, sendo o 1º vencimento em nov/30.



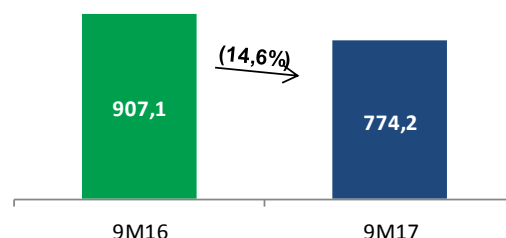
Receita Líquida Ajustada

Totalizou R\$ 252,0 milhões no 3T17, ante os R\$ 293,7 milhões apurados no 3T16. Esta variação deve-se: (a) redução de R\$ 14,6 milhões na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou R\$ 27,8 milhões no 3T17 ante R\$ 42,4 milhões no 3T16, principalmente, em função da: (i) alienação da participação da Alupar no capital da Transchile em out/2016, impacto de R\$ 6,7 milhões; (ii) redução de R\$ 1,7 milhão na transmissora ETEM, devido a gastos, não recorrentes, de melhorias na linha de transmissão, realizados no 3T16 e; (iii) redução de R\$ 4,2 milhões na transmissora ENTE, principalmente, em função do PV que totalizou R\$ 2,9 milhões, devido a indisponibilidade de funções de transmissão e desligamentos programados e; (b) redução de R\$ 30,9 milhões na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que totalizou R\$ 249,6 milhões no 3T17 ante os R\$ 280,4 milhões registrados no mesmo período do ano anterior. Esta queda deve-se principalmente à redução da taxa de remuneração do ativo financeiro de algumas transmissoras, dado que para cálculo desta taxa são utilizadas projeções de inflação (IGP-M / IPCA), as quais foram reduzidas quanto comparado o 3T17 x 3T16. Para mais informações, favor, verificar nota explicativa 9 “Ativo Financeiro da Concessão”.

Receita Líquida Ajustada (R\$ MM)



Receita Líquida Ajustada (R\$ MM)

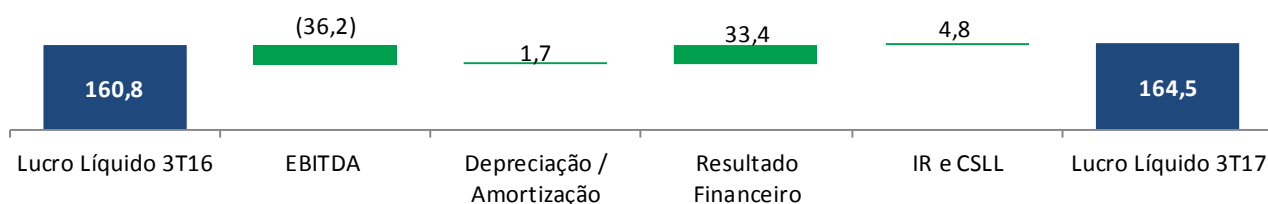


Lucro Líquido

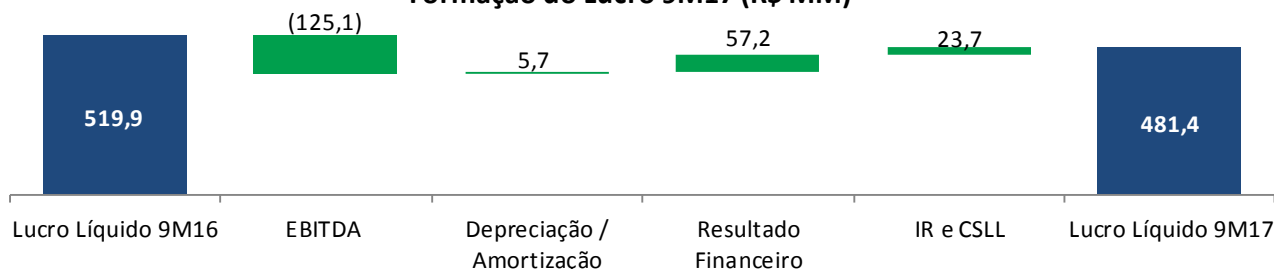
Totalizou R\$ 164,5 milhões no 3T17, ante os R\$ 160,8 milhões apurados no 3T16.

O lucro do trimestre foi impactado pela: (a) redução de R\$ 36,2 milhões no **EBITDA**, em razão da redução de R\$ 41,7 milhões na receita líquida ajustada, conforme explicado acima; (b) redução de R\$ 1,7 milhões na **Depreciação / Amortização**, em função, da alienação de participação da Alupar na transmissora Transchile; (c) redução de R\$ 33,4 milhões no **Resultado Financeiro**, devido a: (i) redução da dívida líquida, de R\$ 1,754 bi no 3T16 para R\$ 1,300 bi no 3T17; (ii) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”) que registrou 2,25% no 3T17, ante 3,41% no 3T16 e; (iii) redução da taxa de juros de longo prazo (“TJLP”), a partir de abril de 2017, de 7,5% a.a para 7,0% a.a e; (d) redução de R\$ 4,8 milhões no **IRPJ/CSLL**, devido a obtenção dos benefícios fiscais SUDAM / SUDENE nas transmissoras ETEP, STN e ENTE, em agosto/16, outubro/16 e dezembro/16, respectivamente, que juntas apresentaram uma redução de R\$ 6,4 milhões nesta conta.

Formação do Lucro 3T17 (R\$ MM)



Formação do Lucro 9M17 (R\$ MM)

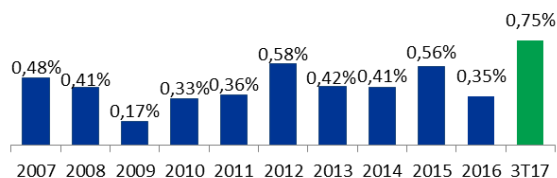




Indicadores Operacionais – Transmissão

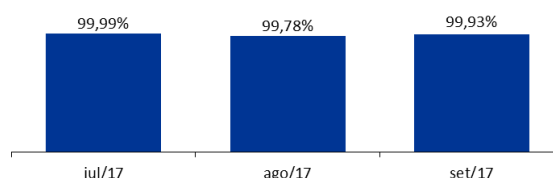
As transmissoras da Companhia apresentaram um desempenho operacional consistente ao longo do 3T17, mantendo a disponibilidade física superior a 99,78%.

PV - Parcela Variável



O PV é o indicador que mostra o impacto da indisponibilidade no resultado da empresa.

Disponibilidade Física



A disponibilidade física da linha é um indicador operacional, que demonstra o percentual de horas que a linha ficou disponível ao longo de um determinado período.

Projetos em Construção:

Transmissoras em Implantação	Extensão (Km)	RAP (MM) ⁽³⁾	Investimento Previsto ANEEL (MM)	Investimento Realizado (MM) ⁽⁴⁾	Entrada em Operação (Regulatória)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
TNE ⁽¹⁾	715	R\$ 152,8	R\$ 1.387,0 ⁽²⁾	R\$ 285,1	2015	-
ELTE	40	R\$ 35,6	R\$ 262,0	R\$ 8,8	2017	2020
ETAP	20	R\$ 52,3	R\$ 284,9	R\$ 7,5	2019	2019
ETC	-	R\$ 30,3	R\$ 151,0	R\$ 4,0	2019	2019
TPE ⁽⁵⁾	541	R\$ 221,6	R\$ 1.268,7	R\$ 7,1	2022	2022
TCC ⁽⁵⁾	288	R\$ 150,7	R\$ 698,8	R\$ 4,4	2022	2022
ESTE ⁽⁶⁾	236	R\$ 104,3	R\$ 485,8	R\$ 1,8	2022	2022
TCE	200	U\$ 22,5	U\$ 130,0	R\$ 1,4 ⁽⁷⁾	2021	2021
TSM ⁽⁵⁾	330	R\$ 101,3	R\$ 889,0	R\$ 0,8	2022	2022
BJL	446	R\$ 131,1	R\$ 720,5	R\$ 11,5	2020	2020

(1) Investimento total. Este empreendimento tem participação de 51% da Alupar e 49% da Eletronorte.

(2) Investimento inicial de R\$ 969,0 em set/11, atualizado pelo IPCA dez/16.

(3) Ciclo 2017/2018

(4) Considerando o valor imobilizado do ativo apresentado nas demonstrações financeiras regulatórias.

(5) Investimento total. Estes empreendimentos tem participações de 51% da Alupar e 49% do Perfin.

(6) Empreendimento da subsidiária EATE (ESTE). Não haverá desembolso de equity da Alupar.

(7) Considerando U\$ 1,0 = R\$ 3,17 (Base 30/09/2017)

Status dos Projetos:

Transmissoras em Implantação	Assinatura do Contrato de Concessão	Estado	Estudos Ambientais em Elaboração	Enquadramento REIDI		Projeto Prioritário
				MME	RFB	MME
ETAP (Lote I)	02/09/2016	RN	LI IDEMA - 20/09/17	Aprovado 21/03/2017	Aprovado 27/07/2017	Aprovado 30/03/17
ETC (Lote T)	02/09/2016	ES	Protocolo IEMA 18/04/17	Aprovado 23/03/2017	Aprovado 27/07/2017	Aprovado 21/02/17
TPE (Lote 2)	10/02/2017	MG/BA	IBAMA	Aprovado 11/07/2017	Aprovado 04/10/2017	Aprovado 13/10/17
TCC (Lote 6)	10/02/2017	MG/ES	IBAMA	Aprovado 12/07/2017	Aprovado 06/11/2017	Aprovado 13/10/17
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	MG/ES	IBAMA	Aprovado 24/07/2017	Aprovado 29/09/2017	Aprovado 14/09/17
TSM (Lote 19)	11/08/2017	SP/RJ	IBAMA	Aprovado 06/11/17	Protocolado 09/11/2017	Protocolado 30/08/17
BJL (Lote E)	27/09/2016	BA	INEMA	Aprovado 21/02/2017	Aprovado 10/08/2017	Protocolado 19/10/17



TNE: É uma SPE formada pela parceria entre Alupar (51%)/Eletronorte (49%), para a implantação do sistema de transmissão que conectará o Estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional (SIN), na subestação Lechuga, no estado do Amazonas, cobrindo aproximadamente 715,0 km de linha de 500 kV, em circuito duplo, com 02 novas subestações, a SE Equador – 500 kV, a ser instalada no Município de Rorainópolis (RR) e a SE Boa Vista - 500/230 kV – 800 MVA, situada no Município de Boa Vista (RR).

Devido aos problemas no licenciamento ambiental, o consórcio protocolou na ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), em 02 de setembro de 2015, o requerimento para rescisão amigável do Contrato de Concessão 003/2012 – ANEEL, devido a não manifestação da FUNAI no que tange o componente indígena.

No entanto, em 06 de novembro de 2015, a FUNAI encaminhou ao IBAMA, Ofício com o não óbice. Tendo em vista o recebimento deste ofício, no dia 09 de dezembro de 2015, o IBAMA emitiu a Licença Prévia do empreendimento. Contudo, não há previsão para emissão da Licença de Instalação, principal condicionante para o início da obra.

Em 19 de dezembro de 2016, foi publicado o Despacho Aneel nº 3.265, refletindo a decisão de sua diretoria, tomada na reunião realizada em 13 de dezembro de 2016, que trata da rescisão amigável ao contrato de concessão da TNE, com recomendação para: (i) acolher o pedido da TNE e, no mérito, dar-lhe parcial provimento reconhecendo que há elementos para extinção do Contrato de Concessão nº 003/2012- ANEEL; e (ii) encaminhar os autos do presente Processo Administrativo ao Ministério de Minas e Energia com recomendações para: (a) extinguir o referido Contrato de Concessão, mediante distrato, nos termos do artigo 472 do Código Civil, ou outra forma que entender adequada; (b) na hipótese de extinção do Contrato, designar um órgão ou entidade da administração federal, neste caso a Eletronorte, para dar continuidade à prestação do serviço público de transmissão referente ao CER da SE Boa Vista, até que ulterior decisão estabeleça a reversão onerosa dos bens em serviço, sendo facultado ao Poder Concedente outorgar a concessão sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público; e (c) na hipótese de extinção do Contrato, considerar como referência para a indenização dos ativos em serviço, o critério do valor novo de reposição, abatida a depreciação ocorrida no período, em laudo contábil a ser fiscalizado pela ANEEL, sendo vedada a indenização de ativos que não estavam em serviço.

Atualmente, o consórcio está aguardando a definição do Ministério de Minas e Energia (MME) quanto a extinção da concessão e do valor da indenização.

Destacamos que a SE Boa Vista encontra-se em operação comercial desde maio de 2015, gerando uma receita equivalente a 4% da Receita Anual Permitida - RAP total do Empreendimento.

ELTE: É uma SPE composta pela concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através das subestações Domênico Rangoni 345/138 kV e Manoel da Nóbrega 230/88kV, contemplando ainda 40 km de linha de transmissão. O empreendimento será conectado ao Sistema Interligado Nacional e irá reforçar as redes das distribuidoras, além de atender o aumento da demanda de energia elétrica da região da baixada santista, composta por nove municípios (Bertioga, Cubatão, Guarujá, Itanhaém, Mongaguá, Peruíbe, Praia Grande, Santos e São Vicente).

Este projeto possui um deslocamento justificável no cronograma, no que tange o licenciamento ambiental. Embora a ELTE venha envidando seus melhores esforços para à obtenção das Licenças Ambientais junto ao órgão ambiental do Estado de São Paulo – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (“CETESB”), o processo de licenciamento ambiental tem se prolongado por questões não gerenciáveis por parte da ELTE, resultando no deslocamento do cronograma previsto originalmente no Contrato de Concessão nº 016/2014.

A emissão da Licença Prévia (“LP”) da subestação Domênico Rangoni 345/138 kV e suas respectivas linhas de transmissão estava prevista para outubro de 2015, porém, devido a manifestação desfavorável do Serviço Regional de Proteção ao Voo de São Paulo (SRPV-SP), responsável pelo Plano de Zoneamento Aeroportuário da Base Aérea de Santos, a emissão da Licença Prévia permanece pendente.

Adicionalmente, a emissão da Licença Prévia da subestação Manoel da Nóbrega 230/88 kV e sua respectiva linha de transmissão, também prevista para outubro de 2015, foi emitida em março de 2017.



ETAP: É uma SPE composta pela concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da ampliação do setor de 500kV da subestação João Câmara III, e implantação da Linha de Transmissão de 230 kV João Câmara II - João Câmara III, em circuito duplo, com extensão de 10 km. Localizada entre os municípios de Parazinho e João Câmara, no Estado do Rio Grande do Norte, o empreendimento será conectado ao Sistema Interligado Nacional e irá reforçar a rede de transmissão da área leste da Região Nordeste, de forma a escoar os potenciais eólicos vislumbrados para essa região, com prazo de implementação até 27 de dezembro de 2019. A ETAP iniciou a terraplanagem em outubro, dado que, a Licença de Instalação da Subestação João Câmara III foi emitida em 20/09/2017.

ETC: É uma SPE composta pela concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da subestação Rio Novo do Sul. Localizada no município de Rio Novo do Sul, Estado do Espírito Santo, o empreendimento será conectado ao Sistema Interligado Nacional e atenderá à região Sul do Espírito Santo, visando garantir o atendimento da Rede Básica e da Rede Básica de Fronteira até o ano de 2022, com prazo de implementação até 27 de junho de 2019.

TPE: É uma SPE composta pela concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da Linha de Transmissão de 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, com 334 km de extensão e da Linha de Transmissão de 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, com 207 km de extensão e; da Subestação de 500 kV Padre Paraíso 2 e da Subestação de 500/230 kV Governador Valadares 6. Localizada entre os municípios de Poções e Governador Valadares, nos Estados da Bahia e Minas Gerais, com prazo de implementação até 09 de fevereiro de 2022.

TCC: É uma SPE composta pela concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da linha de transmissão de 500 kV Governador Valadares 6 – Mutum, com 156 km de extensão, da linha de transmissão de 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul, com 132 km extensão e; da Subestação de 500 kV Mutum e da Subestação de 500/345 kV Rio Novo do Sul. Localizada entre os municípios de Governador Valadares e Rio Novo do Sul, nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo, com prazo de implementação até 09 de fevereiro de 2022.

ESTE: É uma SPE composta pela concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da linha de transmissão de 500 kV Mesquita - João Neiva 2, com 236 km de extensão e a subestação João Neiva 2, 500/345 kV. Localizada entre os municípios de Santana do Paraíso e João Neiva, nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo, com prazo de implementação até 09 de fevereiro de 2022.

TCE: É uma SPE composta pela concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da *Transmisora Colombiana de Energia S.A.S* que é composta por uma linha de transmissão de 500kV ligando a Subestação Nueva Esperanza (próximo à Bogotá) e a Subestação La Virginia (próximo à Pereira), com aproximadamente 200 km de extensão e prazo de implementação até novembro de 2021.

A TCE entregou o DAA (Diagnóstico Ambiental de Alternativas) à ANLA (Autoridade Nacional de Licenças ambientais) e estamos no aguardo do pronunciamento da entidade com a definição do traçado. Iniciaremos em novembro/17 o Projeto Executivo e EIA (Estudo de Impacto Ambiental) do traçado selecionado.

TSM: É uma SPE composta pela concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica através da linha de transmissão de 500kV Fernão Dias – Terminal Rio, com 330 km de extensão. O empreendimento visa atender os reforços necessários na região Sudeste, que possibilitará o recebimento do excedente de energia da região Norte. A linha está localizada nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, sendo o prazo de implementação até 11 de agosto de 2022.

BJL: É uma SPE composta pela concessão do serviço público de transmissão de energia para implementação e exploração da Linha de Transmissão Juazeiro III - Ourolândia II, em 500 kV, com extensão aproximada de 186 km; e pela Linha de Transmissão Bom Jesus da Lapa II - Gentio do Ouro II, em 500 kV, com extensão aproximada de 260 km. Os benefícios que a BJL trará serão reforços para aumento da capacidade de Transmissão da interligação Nordeste - Sudeste, visando o adequado escoamento dos atuais e futuros empreendimentos de geração previstos para serem implantados na região Nordeste, com prazo de implementação até 27 de junho de 2020.



Análise do Desempenho Combinado da Geração - Societário (IFRS)

Apresentamos abaixo os números combinados do segmento de Geração da Alupar. Cabe ressaltar que estes números refletem a soma de 100% dos números de cada uma das subsidiárias de Geração, da mesma forma que está apresentada na **Nota Explicativa 34** de "Informações por Segmento" das demonstrações financeiras de 3T17.

No segmento de Geração, diferentemente do segmento de Transmissão, os efeitos da adoção do ICPC 01 nos números societários não trazem efeitos materiais em relação aos números regulatórios. Dessa forma, a análise Regulatória é basicamente a mesma do desempenho demonstrado pelos números Societários.

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"						
R\$ MM	3T17	3T16	Var.%	9M17	9M16	Var.%
Receita Líquida	134,9	107,1	26,0%	382,5	334,3	14,4%
Custos Operacionais	(20,7)	(18,7)	10,9%	(60,4)	(60,8)	(0,6%)
Depreciação / Amortização	(23,7)	(23,1)	2,8%	(69,1)	(60,8)	13,5%
Compra de Energia	(7,5)	(14,0)	(46,8%)	(56,2)	(65,5)	(14,2%)
Despesas Operacionais	5,7	(4,9)	-	(3,4)	4,0	-
EBITDA (CVM 527)	112,4	69,4	61,9%	262,4	212,0	23,8%
Margem Ebitda	83,3%	64,8%	18,5 p.p	68,6%	63,4%	5,2 p.p
Resultado Financeiro	(15,3)	(49,0)	(68,9%)	(81,9)	(100,0)	(18,1%)
Lucro Líquido / Prejuízo	54,1	(7,3)	-	91,6	45,8	100,2%
Dívida Líquida*	1.629,2	1.780,7	(8,5%)	1.629,2	1.780,7	(8,5%)
Dívida Líquida / EBITDA**	3,6	6,4		4,7	6,3	

* Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante

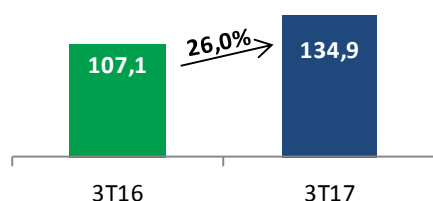
**EBITDA Anualizado

Receita Líquida

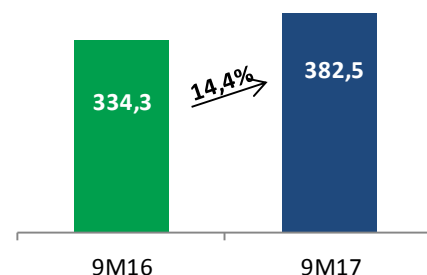
Totalizou R\$ 134,9 milhões no 3T17, 26,0% superior aos R\$ 107,1 milhões apurados no 3T16.

Este aumento deve-se principalmente a: (a) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M); (b) ganho de R\$ 17,0 milhões com a venda da energia excedente, devido a estratégia de sazonalização da Companhia, sendo R\$ 3,4 milhões na UHE Foz do Rio Claro, R\$ 12,2 milhões na UHE Ferreira Gomes e R\$ 1,4 milhão nas PCHs Queluz e Lavrinhas; (c) aumento de R\$ 7,5 milhões nos parques eólicos Energia dos Ventos, dado que no 3T16 o projeto não estava comercializando 100% de sua energia, em razão de alguns aptos para a operação comercial terem sido emitidos ao longo do trimestre e; (d) aumento de R\$ 9,1 milhões na receita líquida da PCH Morro azul em razão da: (i) receita parcial no 3T16, devido a entrada em operação em setembro/16 e; (ii) contabilização da receita acumulada do 2T17 e do próprio trimestre, dado que, no 2T17, em virtude da alteração do "ERP" (sistema de gestão), não houve consolidação dos números da usina.

Receita Líquida (R\$ MM)



Receita Líquida (R\$ MM)



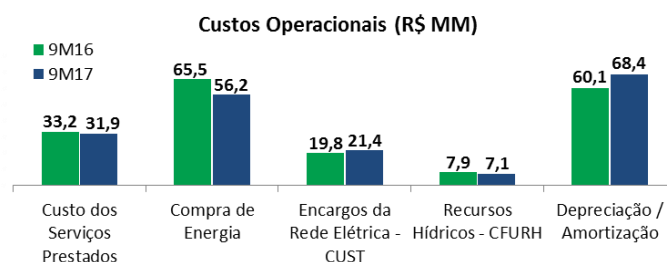
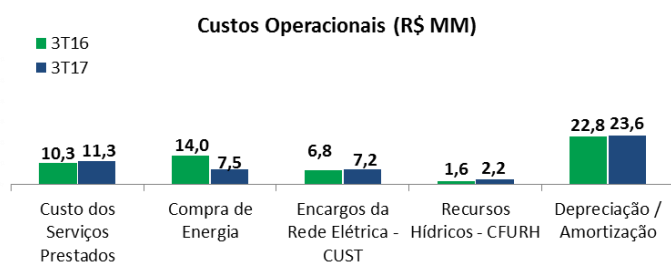


Segue abaixo abertura do Faturamento das geradoras:

Faturamento Geradoras / Comercialização	Energia Faturada (GWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Receita Bruta (R\$ milhões)
1. Longo Prazo - Faturamento de Contratos Bilaterais	792.679	169,41	134,3
1.1 ACR	463.705	149,44	69,3
1.2 ACL	218.647	219,53	48,0
1.3 ACL - Comercialização	110,327	154,09	17,0
2. SPOT / CCEE			8,7
3. IMPOSTOS (ICMS)			0,0
4. TOTAL GERAÇÃO BRUTO			143,0
5. COMERCIALIZAÇÃO ALUPAR			54,7
6. TOTAL GERAÇÃO / COMERCIALIZAÇÃO			197,7
7. ELIMINAÇÕES			35,3
8. GERAÇÃO CONSOLIDADO			162,4

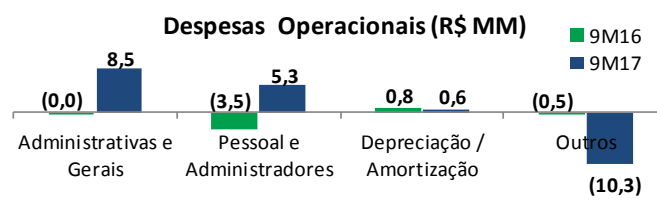
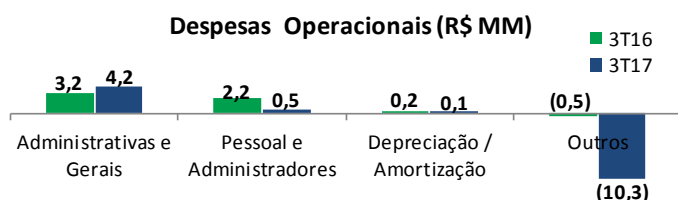
Custo do Serviço

Totalizou R\$ 51,8 milhões no 3T17, ante os R\$ 55,6 milhões registrados no 3T16. Esta variação é explicada, principalmente, pelo: (a) aumento de R\$ 1,0 milhão na conta **Custo dos Serviços Prestados**, em razão do: (i) aumento de R\$ 2,7 milhões na PCH Morro Azul, que totalizou R\$ 2,8 milhões no 3T17 ante R\$ 0,1 milhão no 3T16, explicado pelo custo parcial no 3T16, em função, da entrada em operação em set/16 e da contabilização dos custos acumulados do 2T17 e do próprio trimestre, dado que, no 2T17, em virtude da alteração do “ERP” (sistema de gestão), não houve consolidação dos números da usina e; (ii) em contrapartida a usina F. Gomes e as PCHs Queluz e Lavrinhas, apresentaram uma redução de R\$ 1,9 milhão, em razão, da redução de custos com meio ambiente, telefonia e internet; (b) redução de R\$ 6,5 milhões na **Compra de Energia**, que registrou R\$ 7,5 milhões no 3T17 ante os R\$ 14,0 milhões registrados no 3T16. Esta redução deve-se, exclusivamente, à estratégia de sazonalização adotada, na qual, as usinas tiveram uma maior alocação de energia neste trimestre. As principais compras de energia ocorreram em razão do GSF do trimestre, que totalizou 61,9%, e consumiu a energia excedente e gerou uma necessidade de compra na UHE Ferreira Gomes (R\$ 2,9 milhões) e nas PCHs Queluz (R\$ 1,9 milhão) e Lavrinhas (R\$ 1,8 milhão); (c) aumento de R\$ 0,6 milhão na conta **Recursos Hídricos – CFURH**, devido à maior geração de energia nas usinas Foz do Rio Claro e Ijuí e; (d) aumento de R\$ 0,8 milhão na conta **Depreciação/Amortização**, exclusivamente, em razão dos aptos dos parques eólicos Energia dos Ventos e da entrada em operação da PCH Morro Azul (set/16).



Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ (5,5) milhões no 3T17, ante os R\$ 5,2 milhões apurados no 3T16. A inversão de sinal é explicada, exclusivamente, pela redução de R\$ 10,3 milhões na conta **Outros**, em virtude da adoção da prática do IFRS na PCH Morro Azul, que capitalizou as despesas relativas a implantação, incorridas durante a construção. A conta **Administrativas e Gerais** apresentou um aumento de R\$ 1,0 milhão, em razão, do: (i) incremento de R\$ 1,8 milhão devido a entrada em operação da PCH Morro Azul, em Set/16 e; (ii) redução de R\$ 0,5 milhão na UHE Ferreira Gomes, em função, da redução com despesas jurídicas. A conta **Pessoal e Administradores** apresentou uma redução de R\$ 1,7 milhão, explicada, principalmente, pela reversão das despesas incorridas durante a construção da PCH Morro Azul, em virtude da adoção da prática do IFRS, impacto de R\$ 1,4 milhão.

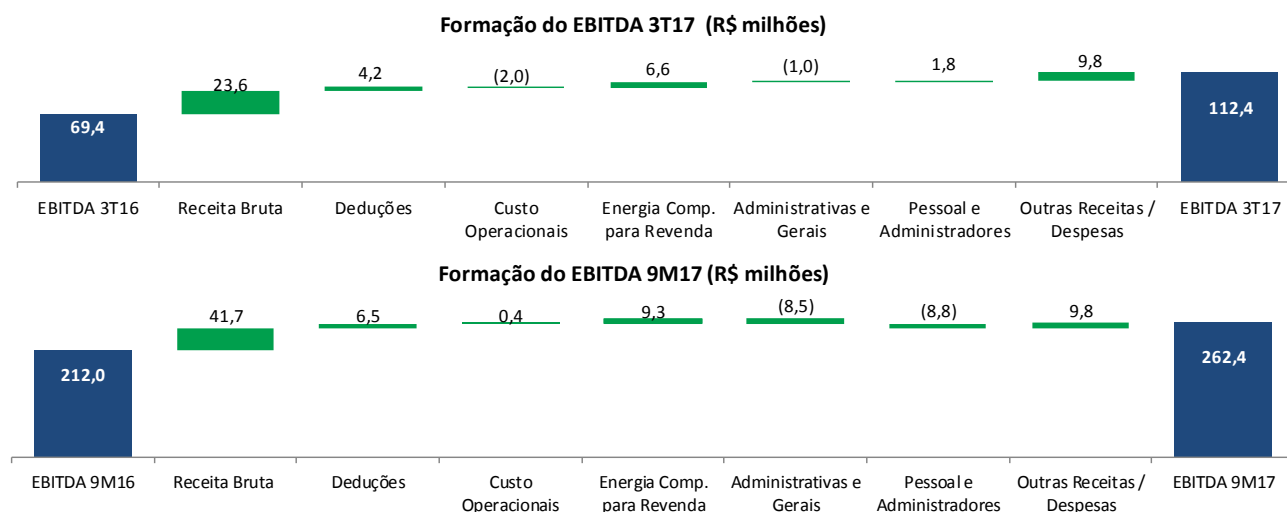




EBITDA e Margem EBITDA

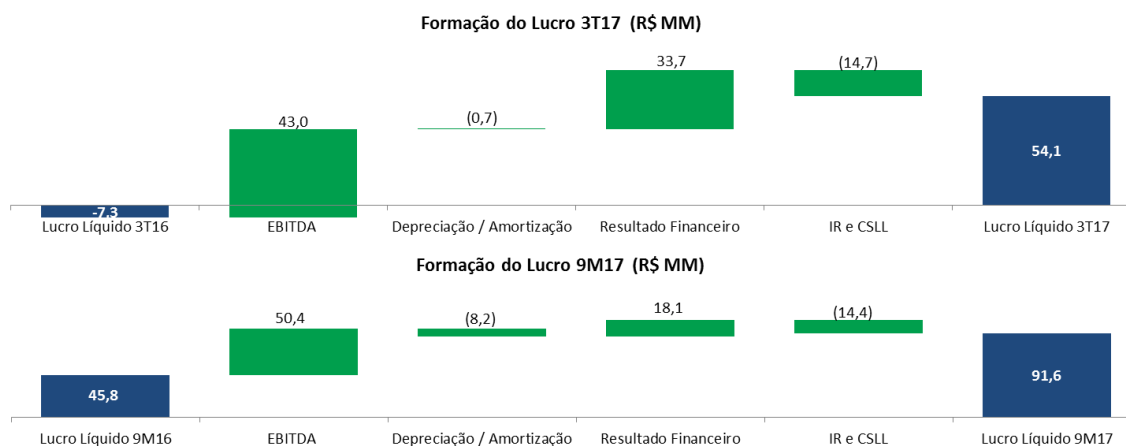
No 3T17, o EBITDA totalizou R\$ 112,4 milhões, 61,9% superior aos R\$ 69,4 milhões registrados no 3T16. Já a Margem EBITDA atingiu 83,3%, 18,5p.p superior aos 64,8% registrados no 3T16.

O EBITDA foi impactado principalmente pelo: (a) aumento de R\$ 23,6 milhões na **Receita Bruta**, em razão do: (i) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M); (ii) aumento de R\$ 7,5 milhões nos parques eólicos Energia dos Ventos; (iii) aumento de R\$ 9,1 milhões na receita líquida da PCH Morro azul e; (iv) ganho de R\$ 17,0 milhões, em função da venda do excedente de energia, devido, a estratégia de sazonalização da Companhia. Para mais detalhes sobre a variação na receita, favor, verificar a seção “Receita Líquida”; (b) redução de R\$ 6,6 milhões na **Energia Comprada para Revenda**, devido a estratégia de sazonalização de energia, conforme detalhado na seção “Custo do Serviço” e; (c) redução de R\$ 9,8 milhões em **Outras Receitas / Despesas**, em virtude da adoção da prática do IFRS na PCH Morro Azul, que capitalizou as despesas relativas a implantação, incorridas durante a construção da usina.



Lucro Líquido Geração

No 3T17, o segmento de geração totalizou um lucro de R\$ 54,1 milhões, ante um prejuízo de R\$ 7,3 milhões registrados no 3T16. Este resultado é explicado pelo: (a) aumento de R\$ 43,0 milhões no **EBITDA**, conforme explicado acima; (b) redução de R\$ 33,7 milhões no **Resultado Financeiro**, em função, do: (i) aumento de R\$ 9,7 milhões nas receitas financeiras, explicado, principalmente, pela reclassificação referente a variação cambial de contratos com fornecedores realizada no 3T16 na usina La Virgen, impacto de R\$ 11,4 milhões e (ii) redução de R\$ 24,0 milhões nas despesas financeiras, devido a: (ii.a) redução da dívida líquida, de R\$ 1,781 bi no 3T16 para R\$ 1,629 bi no 3T17; (ii.b) redução das taxas de juros que incidem sobre os contratos de empréstimos e; (ii.c) redução de R\$ 11,4 milhões na PCH Morro Azul, devido a reversão das despesas financeiras, em função, da adoção da prática do IFRS, sendo capitalizada as despesas relativas a implantação, incorridas durante a construção da usina e (c); aumento de R\$ 14,7 milhões na conta **IR e CSLL** explicado principalmente pela estorno de provisão de IR diferido na PCH Morro Azul, em função do prejuízo apurado no 1T17, que foi revertido neste trimestre, impacto de R\$ 15,9 milhões.



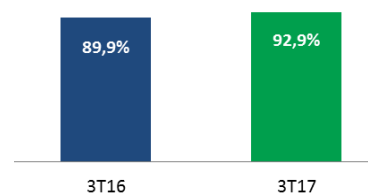


Indicadores Operacionais – Geração

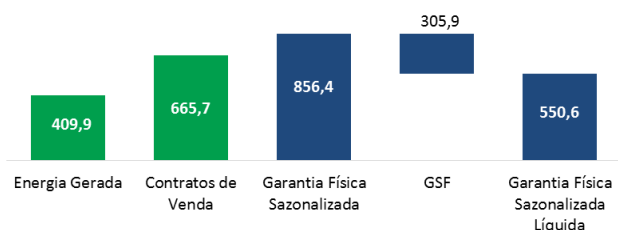
A disponibilidade inferior a 100% é resultado dos desligamentos para manutenções preventivas anuais dos equipamentos e manutenções contratuais programadas com o fornecedor.

Abaixo verificamos o balanço energético da Companhia, demonstrando o impacto do GSF de 305,9 GWh no 3T17, além de uma exposição negativa na CCEE de 115,1 GWh, devido a estratégia de sazonalização adotada pela Companhia.

Disponibilidade Geradoras - 3T17
Considerando paradas programadas



Contratos de Venda X Energia Gerada (GWh) - 3T17



Contratos de Venda X Energia Gerada (GWh) - 9M17

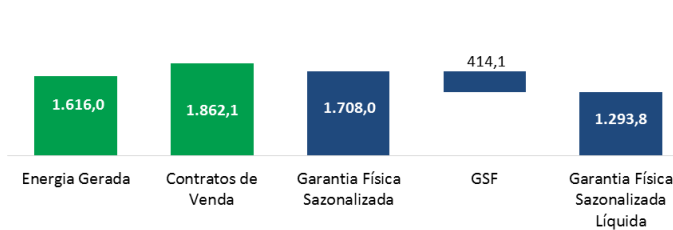


Gráfico Contratos de Venda X Energia Gerada exclui os parques eólicos Energia dos Ventos.

Comercialização

A comercializadora Alupar registrou um **faturamento** de R\$ 54,7 milhões, ante os R\$ 17,2 milhões registrados no 3T16.

Esse faturamento refere-se: (a) venda de 13 MW de energia no 15º Leilão de Energia Existente, realizado em dez/15, totalizando R\$ 4,5 milhões; (b) venda de 26,9 MW pela descontratação de parte da energia vendida no 15º Leilão de Energia Existente, totalizando R\$ 12,8 milhões; (c) venda de energia para as geradoras do grupo, em razão da estratégia de alocação de energia e GSF, sendo 2,0 MW para Queluz, impacto de R\$ 0,8 milhão; 1,8 MW para Lavrinhas, impacto de R\$ 0,7 milhão e; 77 MW para F. Gomes, impacto de R\$ 2,2 milhões; (d) venda para mercado de 16 MW lastreado por Foz do Rio Claro, totalizando R\$ 4,6 milhões; (e) venda para mercado de 60 MW lastreado por Ferreira Gomes, totalizando R\$ 16,7 milhões e; (f) liquidação de 13 MW no ambiente da CCEE, impacto de R\$ 11,2 milhões.

As **compras** totalizaram R\$ 50,3 milhões ante os R\$ 22,5 milhões registrados no mesmo período de 2016.

As compras referem-se: (a) compra de 39,9 MW de Ferreira Gomes pela comercializadora da Alupar, totalizando R\$ 15,9 milhões; (b) compra de 50 MW no leilão NESA, nº 004/2017, ao valor de R\$ 180,50/MW, totalizando R\$ 19,9 milhões; (c) compra de 45 MW das usinas da Alupar, em razão da estratégia de alocação de energia, impacto de R\$ 15,5 milhões; (d) compra de 3 MW devido a operações realizadas no mercado, totalizando R\$ 2,9 milhões e; (e) crédito de Pis/Cofins no montante de R\$ 3,9 milhões.

Eliminações

No 3T17 as eliminações entre operações “intercompany” totalizaram R\$ 35,3 milhões, conforme detalhado abaixo:

Empresas		Valores (Milhões de R\$)	
Ferreira Gomes	↔	Alupar	R\$ 15,9
Ferreira Gomes	↔	Alupar	R\$ 12,1
Foz do Rio Claro	↔	Alupar	R\$ 3,4
Alupar	↔	Queluz / Lavrinhas	R\$ 1,5
Alupar	↔	Ijuí	R\$ 0,1
Alupar	↔	Ferreira Gomes	R\$ 2,2
Total			R\$ 35,3



Projetos em Construção:

Geradoras	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Investimento Previsto (Milhões)	Investimento Realizado (Milhões)	Entrada em Operação (Regulatório)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
Verde 08	30,0	16,9	R\$ 199,0	R\$ 117,7	2018	2018
Antônio Dias	23,0	11,9	R\$ 125,0	R\$ 7,3	2018	2020
La Virgen	84,0	49,3	US\$ 145,0	US\$ 135,5*	N/A	2017

*Considerando U\$ 1,0 = R\$ 3,17 (Base 30/09/2017)

Verde 08: É uma SPE constituída para o desenvolvimento e implantação da PCH Verde 08, localizada no município de Santa Helena de Goiás, no Estado de Goiás, com capacidade instalada de 30,0 MW e garantia física de 16,9 MW.

No 3T17, a etapa de concretagem atingiu um avanço de 95,2%, a execução da barragem totalizou 61,88%, as escavações em rocha atingiram um avanço de 95,43% e a montagem eletromecânica chegou a 12,18 % de evolução . Adicionalmente, o desvio do rio foi realizado em 16/08/2017.

La Virgen: É uma SPE constituída para a implantação da UHE La Virgen, com capacidade instalada total de 84,0 MW e garantia física de 49,3 MW na província de Chanchamayo, Perú, a ser desenvolvido em virtude do “Contrato de Concesión de Generación No. 253-2005, datado de 07 de outubro de 2005 firmado com o Ministério de Minas e Energia” e o “Contrato de Concesión de Transmisión No. 313-2008, datado de 11 de junho de 2008, firmado com o Ministério de Minas e Energia”.

No 3T17 o avanço geral da obra atingiu 90%. A montagem dos auxiliares eletromecânicos chegou a 85% e o revestimento hidráulico do túnel de adução foi finalizado. Adicionalmente, foram iniciados os acabamentos finais para enchimento e os testes na subestação La Virgen e na subestação de conexão Caripa. Também no período, foi realizado o desvio do rio pelo vertedouro e iniciadas as obras da barragem.

Água Limpa: É uma SPE constituída para o desenvolvimento e implantação da PCH Antônio Dias, localizada no município de Antônio Dias, no Estado de Minas Gerais, com capacidade instalada de 23,0 MW e garantia física de 11,4 MW.



Análise do Resultado Consolidado

Receita Operacional Líquida - IFRS

A Alupar e suas subsidiárias registraram Receita Líquida Ajustada de R\$ 386,0 milhões no 3T17, ante os R\$ 375,3 milhões registrados no 3T16. Quando analisada a Receita Líquida da Companhia, verifica-se que no 3T17 totalizou R\$ 392,1 milhões, ante os R\$ 388,3 milhões registrados no 3T16. Contudo, esse aumento na Receita Líquida, inferior ao aumento na Receita Líquida Ajustada, deve-se, exclusivamente, pelo fato de que, de acordo com as normas do IFRS, todo volume de investimentos (Capex) efetuados pelas nossas empresas de transmissão são contabilizados como receita. Em contrapartida, por se tratar de investimentos e não ter nenhum efeito no resultado da Companhia, o mesmo valor da receita é excluído no Custo – Custo de Infraestrutura. Desconsideramos esse efeito nas receitas da Companhia por razões analíticas, conforme detalhado abaixo:

	Receita Líquida Ajustada (R\$ MM)			9M17	9M16	Var.%
	3T17	3T16	Var.%			
Receita de Transmissão de Energia	25,7	33,6	(23,4%)	83,6	84,9	(1,5%)
Receita de Infraestrutura	6,1	13,0	(52,9%)	24,2	41,0	(41,0%)
Remuneração do Ativo de Concessão	234,8	267,5	(12,2%)	722,2	834,5	(13,5%)
Suprimento de Energia	162,4	115,0	41,2%	425,9	342,7	24,3%
Receita Bruta	429,0	429,1	-	1.255,9	1.303,1	(3,6%)
Deduções	36,9	40,8	(9,4%)	113,9	112,5	1,3%
Receita Líquida	392,1	388,3	1,0%	1.142,0	1.190,6	(4,1%)
Exclusão da Receita de Infraestrutura	6,1	13,0	(52,9%)	24,2	41,0	(41,0%)
Receita Bruta Ajustada	422,9	416,1	1,6%	1.231,7	1.262,1	(2,4%)
Receita Líquida Ajustada	386,0	375,3	2,8%	1.117,8	1.149,6	(2,8%)

O aumento de 2,8% na Receita Líquida Ajustada no 3T17 é explicada principalmente pelo:

- Crescimento de R\$ 47,4 milhões, ou 41,2% na **Receita de Suprimento de Energia**, que totalizou R\$ 162,4 milhões no 3T17 ante os R\$ 115,0 milhões registrados no 3T16, devido: (a) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M); (b) ganho de R\$ 17,0 milhões com a venda da energia excedente, devido a estratégia de sazonalização da Companhia; (c) aumento de R\$ 7,5 milhões nos parques eólicos Energia dos Ventos, dado que o projeto não estava comercializando 100% de sua energia, em razão de alguns aptos para a operação comercial terem sido emitidos ao longo do 3T16 e; (d) aumento de R\$ 9,1 milhões na receita líquida da PCH Morro azul, em razão, da: (i) receita parcial no 3T16, devido a entrada em operação em setembro/16 e; (ii) contabilização da receita acumulada do 2T17 e do próprio trimestre, dado que, no 2T17, em virtude da alteração do “ERP” (sistema de gestão), não houve consolidação dos números da usina.
- Redução de R\$ 32,7 milhões na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, em função, da redução das taxas de remunerações dos ativos financeiros das transmissoras, dado que, para cálculo desta taxa são utilizadas projeções de inflação (IGP-M / IPCA), as quais foram significativamente reduzidas quanto comparado o 3T17 x 3T16. Para mais informações, favor verificar a Nota Explicativa 9 “Ativo Financeiro da Concessão” e;
- Redução de R\$ 7,9 milhões na **Receita de Transmissão de Energia**, explicada, principalmente, pela: (a) redução de R\$ 1,7 milhão na transmissora ETEM, devido a gastos, não recorrentes, de melhorias na linha de transmissão, realizados no 3T16 e; (ii) redução de R\$ 4,2 milhões na transmissora ENTE, principalmente, em função do PV que totalizou R\$ 2,9 milhões, devido a indisponibilidade de funções de transmissão e desligamentos programados.

A Receita Líquida totalizou R\$ 392,1 milhões no 3T17, ante os R\$ 388,3 milhões registrados no 3T16. Esta variação é explicada, além dos fatores mencionados acima, pela queda de R\$ 6,9 milhões na **Receita de Infraestrutura**, em razão, principalmente, da: (a) entrada em operação dos RBNI da ETVG em mar/16 (1ª fase) e jun/16 (2ª fase), Transirapé em nov/16 e STC em jul/16, redução de R\$ 10,2 milhões; (b) pagamento complementar, realizado no 3T16, referente a implantação do ativo de transmissão da ESDE, impacto de R\$ 1,7 milhão e; (c) em contrapartida, as transmissoras, ETAP, ETC, TPE, TCC, ESTE e TSM, adquiridas nos leilões de 2016 e 2017, registraram um aumento de R\$ 4,9 milhões nesta conta. Para mais informações sobre as variações na Receita de Infraestrutura (CAPEX), favor, verificar a seção “Investimentos” mais adiante.



Custo dos Serviços - IFRS

No 3T17, os Custos dos Serviços totalizaram R\$ 94,7 milhões, 2,0% inferior aos R\$ 92,9 milhões apurados no 3T16. Esta variação é decorrente da: (a) redução de R\$ 0,6 milhão nos **Custos dos Serviços Prestados**, devido a: (i) redução de R\$ 1,5 milhão na transmissora ETEM, devido a prestação de serviços, não recorrentes, de melhorias na linha de transmissão, realizados no 3T16 e; (ii) em contrapartida, no segmento de geração, foi contabilizado um aumento de R\$ 1,0 milhão, principalmente, em razão do aumento de R\$ 2,7 milhões na PCH Morro Azul e da redução de R\$ 1,9 milhão na usina F. Gomes e nas PCHs Queluz e Lavrinhas, conforme detalhado na seção “Segmento de Geração”; (b) aumento de R\$ 7,6 milhões na conta **Energia Comprada para Revenda** que totalizou de R\$ 22,5 milhões no 3T17, ante os R\$ 14,9 milhões registrados no 3T16, devido, a estratégia de sazonalização adotada para 2017 e o GSF do 3T17, conforme detalhado na seção “Segmento de Geração”; (c) aumento de R\$ 0,6 milhão na conta **Recursos Hídricos – CFURH**, devido à maior geração de energia nas usinas Foz do Rio Claro e Ijuí; (d) redução de R\$ 6,9 milhões nos **Custos de Infraestrutura**, devido a: (i) entrada em operação dos RBNI da ETVG em mar/16 (1ª fase) e jun/16 (2ª fase), Transirapé em nov/16 e STC em jul/16, redução de R\$ 10,2 milhões; (ii) pagamento complementar, realizado no 3T16, referente a implantação do ativo de transmissão da ESDE, impacto de R\$ 1,7 milhão e; (iii) em contrapartida, as transmissoras ETAP, ETC, TPE, TCC, ESTE e TSM, adquiridas nos leilões de 2016 e 2017, registraram um aumento de R\$ 4,9 milhões nesta conta e; (e) aumento de R\$ 0,8 milhão na conta **Depreciação/Amortização**, exclusivamente, em razão dos aptos dos parques eólicos Energia dos Ventos (mar/16) e da entrada em operação da PCH Morro Azul (set/16).

	Custo dos Serviços R\$ (MM)			9M17	9M16	Var. %
	3T17	3T16	Var. %			
Custo dos Serviços						
Custo dos Serviços Prestados	33,1	33,7	(1,8%)	92,3	90,4	2,1%
Energia Comprada para Revenda	22,5	14,9	51,1%	79,9	42,7	86,8%
Encargos da Rede Elétrica - CUST	7,2	6,8	5,7%	21,4	19,8	8,4%
Recursos Hídricos - CFURH	2,2	1,6	37,7%	7,1	7,9	(9,6%)
Custo de Infraestrutura	6,1	13,0	(52,9%)	24,2	41,0	(41,0%)
Depreciação / Amortização	23,6	22,8	3,4%	68,5	60,1	13,9%
Total	94,7	92,9	2,0%	293,4	261,9	12,0%

Despesas Operacionais - IFRS

No 3T17, as Despesas Operacionais totalizaram de R\$ 8,1 milhões, ante os R\$ 12,6 milhões apurados no 3T16.

A redução nesta conta deve-se: (a) redução de R\$ 6,4 milhões na **Equivalência Patrimonial**, em função do estorno de dividendos provisionados de períodos anteriores nas transmissoras e; (b) queda de R\$ 9,8 milhões na conta **Outros**, em virtude, da adoção da prática do IFRS na PCH Morro Azul, que capitalizou as despesas relativas a implantação, incorridas durante a construção.

	Despesas Operacionais R\$ (MM)			9M17	9M16	Var. %
	3T17	3T16	Var. %			
Despesas Operacionais						
Administrativas e Gerais	8,4	8,0	4,7%	24,6	14,7	67,3%
Pessoal e Administradores	9,8	11,1	(12,2%)	36,0	26,6	35,7%
Equivalência Patrimonial	(0,9)	(7,3)	(88,0%)	(15,8)	(23,0)	(31,4%)
Outros	(10,3)	(0,5)	-	(10,1)	0,8	-
Depreciação / Amortização	1,1	1,2	(4,4%)	3,6	3,7	(2,0%)
Total	8,1	12,6	(35,5%)	38,4	22,8	68,3%



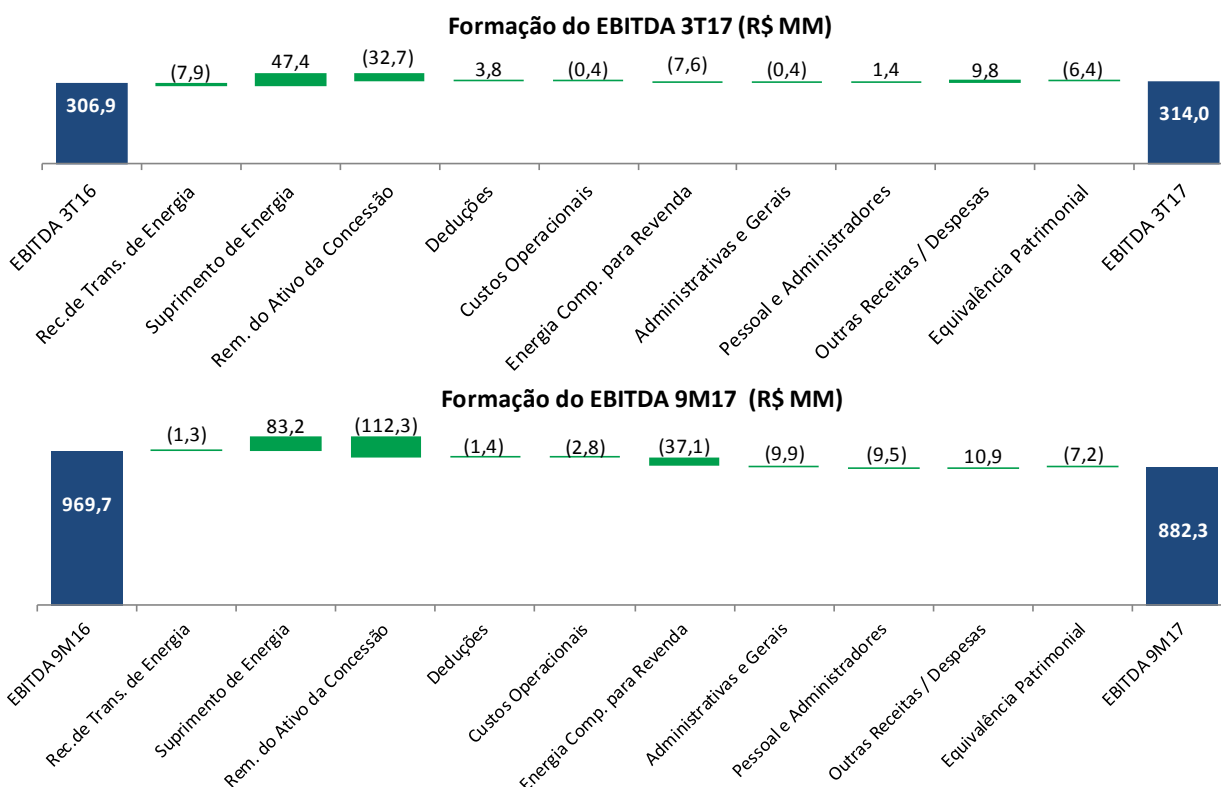
EBITDA - IFRS

No 3T17, o EBITDA totalizou R\$ 314,0 milhões, ante os R\$ 306,9 milhões registrados no 3T16. Já a Margem EBITDA Ajustada, excluindo a Receita de Infraestrutura atingiu 81,3% ante os 81,8% registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no EBITDA, deve-se: (a) aumento de 2,8% na **Receita Líquida Ajustada**, principalmente em razão do: (i) crescimento de R\$ 47,4 milhões na receita de suprimento de energia e; (ii) redução de R\$ 40,6 milhões na receita do segmento de transmissão, que registrou uma redução de R\$ 7,9 milhões na receita de transmissão de energia e uma redução de R\$ 32,7 milhões na receita de remuneração do ativo da concessão. Para mais informações, favor, verificar a seção “Receita Operacional Líquida - IFRS”; (b) aumento de R\$ 7,6 milhões na **Compra de Energia**, que totalizou de R\$ 22,5 milhões no 3T17, ante os R\$ 14,9 milhões registrados no 3T16, devido, a estratégia de sazonalização adotada para 2017 e o GSF do 3T17, conforme detalhado na seção “Segmento de Geração”; (c) redução de R\$ 9,8 milhões na conta **Outras Receitas / Despesas** explicada, principalmente, pela redução de R\$ 10,3 milhões na PCH Morro Azul, em virtude da adoção da prática do IFRS, capitalizando as despesas complementares relativas a implantação, incorridas durante a construção da usina e; (d) redução de R\$ 6,4 milhões na linha **Equivalência Patrimonial**, em função do estorno de dividendos provisionados de períodos anteriores nas transmissoras.

EBITDA - IFRS (R\$ MM)						
	3T17	3T16	Var.%	9M17	9M16	Var. %
Receita Bruta Ajustada	422,9	416,1	1,6%	1.231,7	1.262,1	(2,4%)
Deduções	(36,9)	(40,8)	(9,4%)	(113,9)	(112,5)	1,3%
Receita Líquida Ajustada	386,0	375,3	2,8%	1.117,8	1.149,6	(2,8%)
Custos Operacionais	(42,5)	(42,1)	0,9%	(120,9)	(118,0)	2,4%
Compra de Energia	(22,5)	(14,9)	51,1%	(79,9)	(42,7)	86,8%
Despesas Operacionais	(7,9)	(18,7)	(57,9%)	(50,5)	(42,1)	20,1%
Equivalência Patrimonial	0,9	7,3	(88,0%)	15,8	23,0	(31,4%)
EBITDA	314,0	306,9	2,3%	882,3	969,7	(9,0%)
Margem EBITDA	81,3%	81,8%	(0,5 p.p)	78,9%	84,4%	(5,5 p.p)

Segue abaixo a formação do EBITDA:





EBITDA - Regulatório

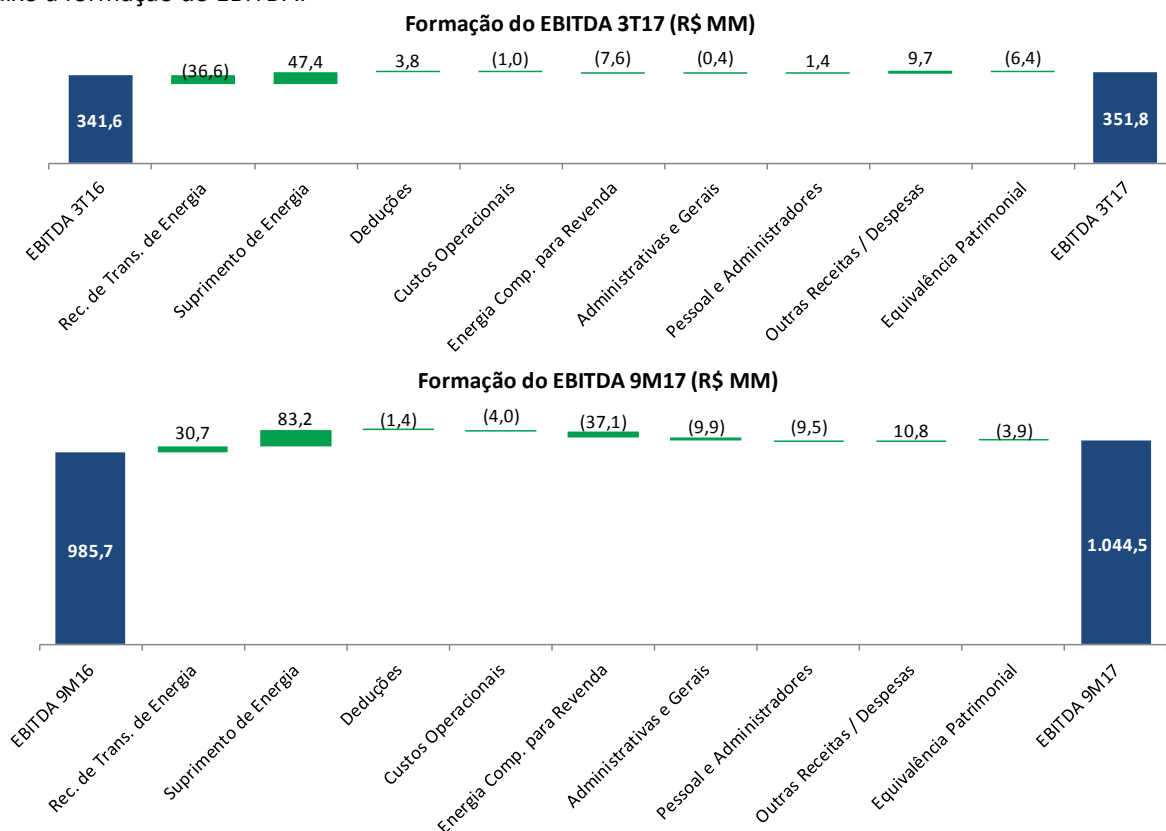
No 3T17, o EBITDA totalizou R\$ 351,8 milhões, 3,0% superior aos R\$ 341,6 milhões registrados no 3T16. Já a Margem EBITDA atingiu 82,9% ante os 83,3% registrados no mesmo período do ano anterior.

A principal variação no EBITDA Regulatório, quando comparado ao EBITDA – IFRS, ocorre na linha da receita. Enquanto nos números societários foi registrado um crescimento de 2,8% na receita líquida ajustada, conforme explicada anteriormente, na análise da “Receita Operacional Líquida – IFRS”, nos números regulatórios foi registrado um crescimento de 3,6% na receita líquida, sendo esta variação, exclusivamente, na receita do segmento de transmissão, que apresentou uma redução de R\$ 36,6 milhões nos números regulatórios, ante uma redução de R\$ 40,6 milhões nos números societários.

A redução de R\$ 36,6 milhões na **Receita de Transmissão de Energia**, deve-se, principalmente a: (i) redução de R\$ 24,7 milhões na receita líquida das transmissoras EATE e ETEP, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP, *pro rata temporis* para o ciclo 2017/2018, em função do aniversário de 15 anos da entrada em operação (EATE: mar/18; ETEP: ago/17); (ii) redução de R\$ 7,5 milhões na receita líquida da ECTE, em razão, da queda de 50% da RAP, devido ao aniversário de 15 anos da entrada em operação (mar/17); (iii) redução de R\$ 3,5 milhões nas transmissoras ENTE, STC e STN devido a indisponibilidade de equipamentos de transmissão; (iv) reajuste das RAPs, conforme resolução homologatória nº 2.258 de 27 de junho de 2017 que estabeleceu reajuste de 3,60% para contratos indexados em IPCA e 1,57% para contratos indexados em IGP-M. Para mais detalhes, favor, verificar a seção “Segmento de Transmissão”

EBITDA Regulatório (R\$ MM)						
	3T17	3T16	Var.%	9M17	9M16	Var. %
Receita Líquida	424,4	409,8	3,6%	1.281,7	1.169,2	9,6%
Custos Operacionais	(41,9)	(40,9)	2,5%	(118,1)	(114,0)	3,5%
Compra de Energia	(22,5)	(14,9)	51,1%	(79,9)	(42,7)	86,8%
Despesas Operacionais	(7,8)	(18,5)	(57,6%)	(50,5)	(41,9)	20,5%
Equivalência Patrimonial	(0,4)	6,0	-	11,2	15,2	(25,8%)
EBITDA	351,8	341,6	3,0%	1.044,5	985,7	6,0%
Margem EBITDA	82,9%	83,3%	(0,4p.p.)	81,5%	84,3%	(2,8p.p.)

Segue abaixo a formação do EBITDA:





Resultado Financeiro

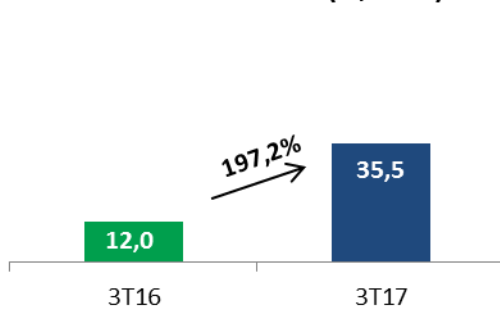
Totalizou R\$ 41,2 milhões no 3T17, ante os R\$ 128,7 milhões registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no resultado financeiro foi proveniente da:

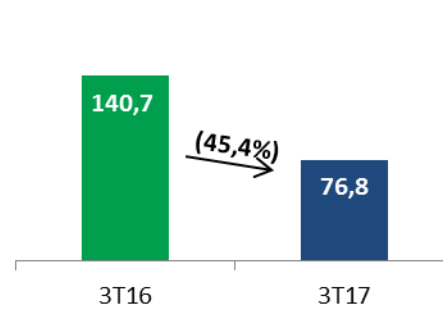
(a) variação positiva de R\$ 23,5 milhões nas receitas financeiras, em razão do: (i) aumento de R\$ 10,9 milhões nas receitas financeiras da Alupar – Holding, devido ao aumento nas disponibilidades, que totalizaram R\$ 991,1 milhões neste trimestre, ante os R\$ 438,5 milhões registrados no 3T16, principalmente, em razão do aumento de capital de R\$ 833,5 milhões, homologado em 4 de abril de 2017; (ii) aumento de R\$ 11,4 milhões nas receitas financeiras de La Virgen, que totalizaram R\$ 3,3 milhões neste trimestre ante R\$ (8,1) milhões registradas no 3T16, dado que, naquele trimestre foi realizada uma reclassificação referente a variação cambial de contratos com fornecedores.

(b) redução de R\$ 63,9 milhões nas despesas financeiras, principalmente, em razão da: (i) redução da dívida bruta consolidada de R\$ 4,738 bi no 3T16 para R\$ 4,393 bi no 3T17; (ii) queda do índice nacional de preços ao consumidor amplo (“IPCA”), que registrou 0,59% no acumulado do 3T17, ante 1,04% no acumulado do 3T16; (iii) redução da taxa de juros de longo prazo (“TJLP”), a partir de abril de 2017, de 7,5% a.a. para 7,0% a.a. e; (iv) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”) que registrou 2,25% no 3T17, ante 3,41% no 3T16.

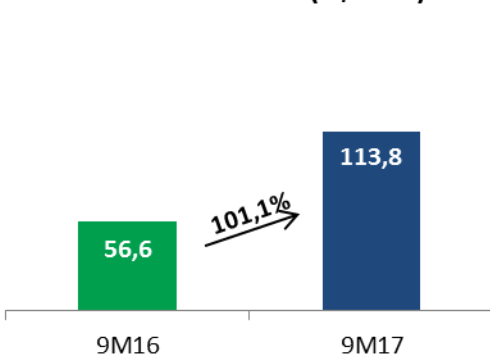
Receita Financeira (R\$ MM)



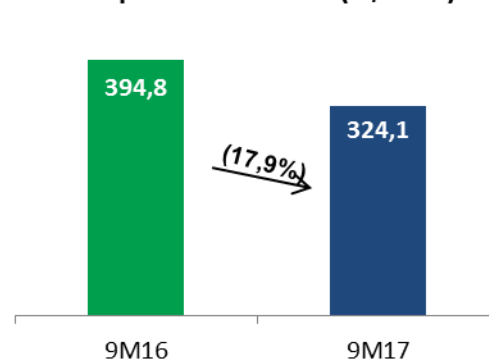
Despesa Financeira (R\$ MM)



Receita Financeira (R\$ MM)



Despesa Financeira (R\$ MM)

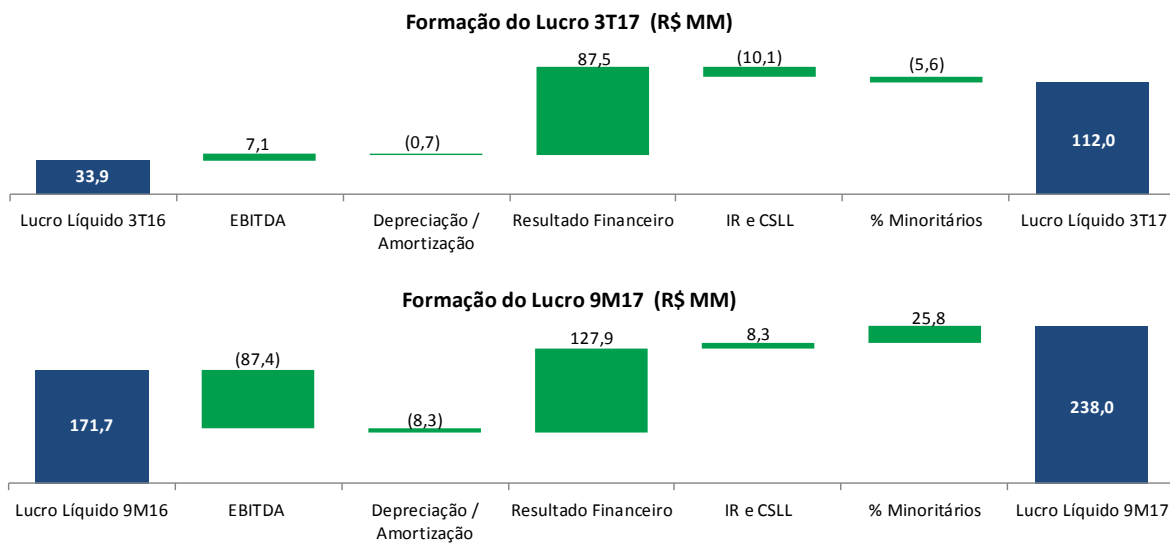




Lucro Líquido - IFRS

No 3T17, o lucro líquido totalizou R\$ 112,0 milhões, R\$ 78,1 milhões superior aos R\$ 33,9 milhões registrados no 3T16.

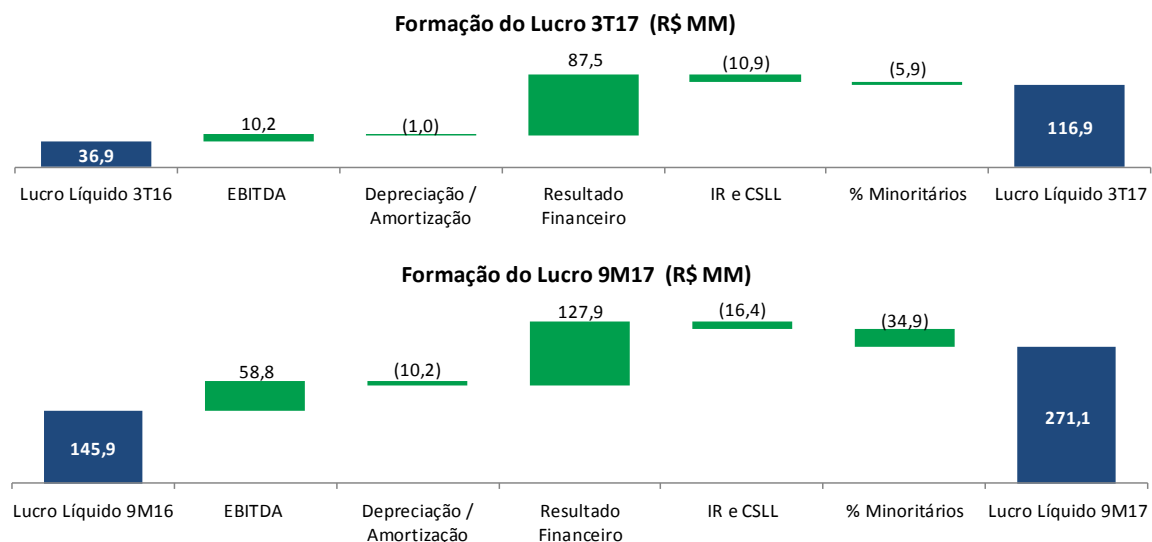
Essa variação é resultado do: (a) aumento de R\$ 7,1 milhões no **EBITDA**, e redução de R\$ 87,5 milhões na conta **Resultado Financeiro**, conforme explicados anteriormente; (b) aumento de R\$ 10,1 milhões no **IR/CSLL**, explicado, principalmente, pelo (i) estorno de provisão de IR diferido na PCH Morro Azul, em função do prejuízo apurado no 1T17, que foi revertido neste trimestre, impacto de R\$ 15,9 milhões e (ii) em contrapartida, as transmissoras ETEP, STN e ENTE apresentaram uma redução de R\$ 6,4 milhões, devido a obtenção dos benefícios fiscais SUDAM / SUDENE em agosto/16, outubro/16 e dezembro/16, respectivamente e; (c) aumento de R\$ 5,6 milhões na **% Minoritários**, principalmente, em razão do aumento no lucro das transmissoras ENTE e STN e da usina La Virgen (impacto positivo na variação cambial de contatos com fornecedores), que juntas impactaram em R\$ 7,0 milhões esta conta.



Lucro Líquido – Regulatório

No 3T17, o lucro líquido totalizou R\$ 116,9 milhões, R\$ 80,0 milhões superior aos R\$ 36,9 milhões registrados no 3T16.

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido Regulatório:





Investimentos

No 3T17 foram realizados investimentos totais da ordem de R\$ 71,4 milhões em nossas empresas, sendo R\$ 10,7 milhões investidos no segmento de transmissão, R\$ 60,0 milhões no segmento de geração e R\$ 0,7 milhões no desenvolvimento de novos negócios, ante R\$ 19,5 milhões registrados no 3T16, quando R\$ 13,0 milhões foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 3,4 milhões foram investidos no segmento de geração e R\$ 3,1 milhões no desenvolvimento de novos negócios.

O volume de investimentos realizados no 3T17 reflete a implantação da PCH Verde 08.

Investimentos (R\$ MM)				
	3T17	3T16	9M17	9M16
Transmissão	10,7	13,0	28,8	41,0
Transirapé	-	4,0	-	13,3
ELTE	0,2	0,5	0,4	2,6
ETVG	0,1	3,0	0,1	14,8
STC	-	3,3	-	7,8
ETAP	1,6	0,2	5,2	0,2
ETC	0,7	0,2	2,8	0,2
TCC	0,4	-	4,4	-
TPE	1,0	-	7,1	-
TCE	4,5	-	4,6	-
ESTE	0,7	-	1,8	-
TSM	0,8	-	0,8	-
EBTE	0,2	-	0,5	-
Outros	0,5	1,8	1,1	2,1
Geração	60,0	3,4	120,5	287,5
Ferreira Gomes	0,1	0,3	0,7	0,6
Energia dos Ventos	5,6	0,9	8,8	59,6
La Virgen*	-	(19,5)	2,2	157,1
Morro Azul	11,4	18,1	11,4	44,2
Verde 08	43,5	4,7	87,6	7,8
Antônio Dias	-	0,5	0,2	1,7
Outros	(0,6)	(1,6)	22,3	16,5
Holding	0,7	3,1	7,1	6,5
Total	71,4	19,5	156,4	335,0

*Ganho de variação cambial no pagamento de fornecedores.



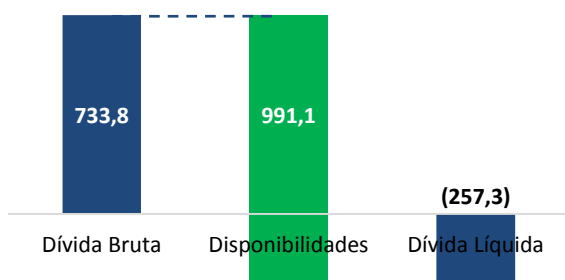
Endividamento

Alupar - Holding:

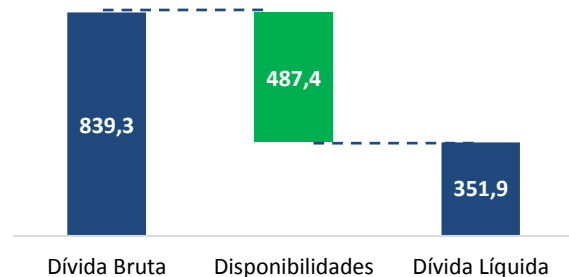
Em set/2017, a dívida bruta da Alupar – Holding, totalizou R\$ 733,8 milhões, R\$ 105,5 milhões inferior aos R\$ 839,3 milhões registrados em dez/16. Esta variação é explicada pela: (i) amortização parcial e pagamento de juros da IV emissão de debêntures, totalizando o montante de R\$ 117,4 milhões; (ii) amortização parcial e pagamento de juros da V emissão de debêntures, totalizando R\$ 35,8 milhões; (iii) pagamento de juros da VI emissões de debêntures, totalizando R\$ 10,2 milhões; (iv) amortização parcial e pagamento de juros do contrato de financiamento junto ao FINEP, totalizando R\$ 3,0 milhões e; (v) provisões de encargos e variações monetárias, impacto de R\$ 60,9 milhões.

As disponibilidades da Alupar - Holding totalizaram R\$ 991,1 milhões, ante os R\$ 487,4 milhões registrados em dez/16. Esta variação é explicada principalmente pelo: (i) aumento de capital de R\$ 833,5 milhões (R\$ 807,8 milhões líquido), homologado em 4 de abril de 2017; (ii) amortizações parciais e pagamento de juros das dívidas da holding, conforme detalhado acima, totalizando R\$ 166,4 milhões; (iii) pagamento de dividendos, sendo R\$ 90,1 milhões em 26 de junho de 2017 e R\$ 60,1 milhões em 24 de julho de 2017; (iv) recebimentos de dividendos no montante de R\$ 189,9 milhões; (v) aportes realizados nos projetos, totalizando R\$ 174,5 milhões; (vi) pagamento de imposto no montante de R\$ 16,2 milhões, referente a venda da participação na transmissora Transchile e; (vii) restituição de impostos totalizando R\$ 6,7 milhões.

Dívida Total Set/17



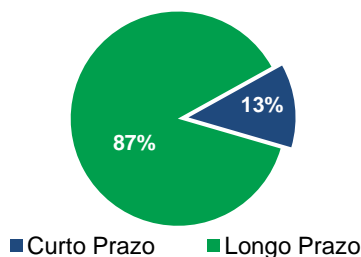
Dívida Total Dez/16



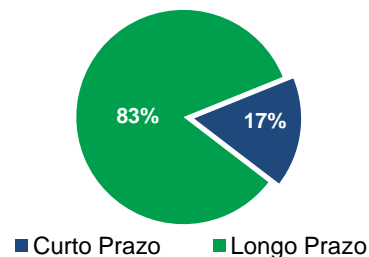
A dívida bruta da Alupar - Holding consiste praticamente em emissões de debêntures (99,7%), sendo 6,9% indexadas por CDI e 93,1% por IPCA, com um perfil bem alongado, sendo aproximadamente 29% dos vencimentos após 2022. Para mais informações sobre o Endividamento da Alupar - Holding, favor verificar a Notas Explicativas 22 “Empréstimos e Financiamentos” e 23 “Debêntures” das demonstrações financeiras do 3T17.

Abaixo o perfil da dívida da Alupar - Holding:

Perfil da Dívida Alupar - Holding Set/17



Perfil da Dívida Alupar - Holding Dez/16



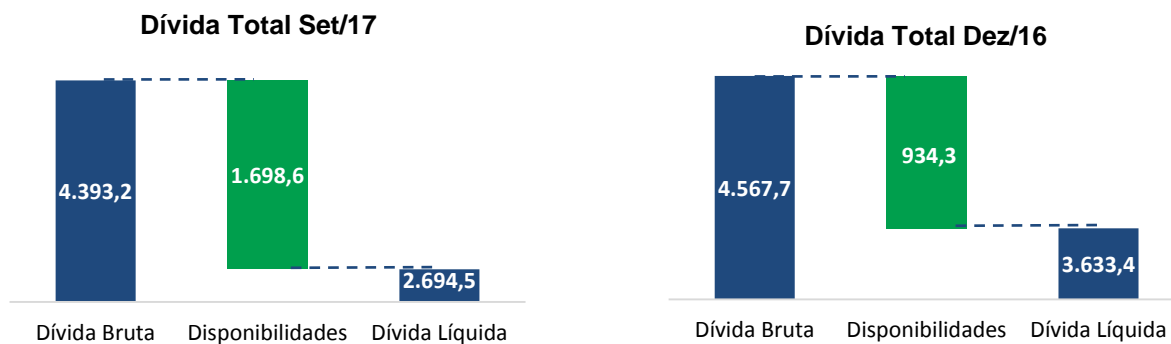


Consolidado:

A dívida bruta consolidada da Alupar e suas subsidiárias totalizou R\$ 4.393,2 milhões em set/17, R\$ 174,5 milhões inferior aos R\$ 4.567,7 milhões apurados em dez/16. Esta variação é explicada principalmente pela: (i) amortização parcial e pagamento de juros das dívidas da Alupar – Holding no montante de R\$ 166,4 milhões; (ii) provisões de encargos e variações monetárias nas dívidas da Alupar - Holding, no montante de R\$ 60,9 milhões; (iii) amortização parcial das dívidas das subsidiárias, no montante de R\$ 398,0 milhões; (iv) pagamentos dos encargos das dívidas das subsidiárias, no montante de R\$ 222,1 milhões; (v) ganho com a valorização do BRL frente a USD, nas dívidas das UHE La Virgen e da PCH Morro Azul, impacto de R\$ 53,2 milhões; (vi) provisões de encargos e variações monetárias das subsidiárias, totalizando R\$ 245,2 milhões e (vii) captação de novos empréstimos nas subsidiárias: EATE, ECTE, Transleste, Transudeste, Transirape e Verde 8, no montante de R\$ 352,6 milhões.

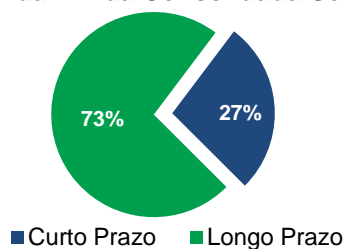
As disponibilidades totalizaram R\$ 1.698,6 milhões, ante os R\$ 934,3 milhões registrados em dez/16. Esta variação de R\$ 764,3 milhões no caixa, deve-se, principalmente, ao aumento de capital da Alupar – Holding, no montante de R\$ 833,5 milhões, homologado em 4 de abril de 2017.

A dívida líquida registrada em set/17 foi de R\$ 2.694,5 milhões, R\$ 938,9 milhões inferior aos R\$ 3.633,4 milhões registrados em dez/16.

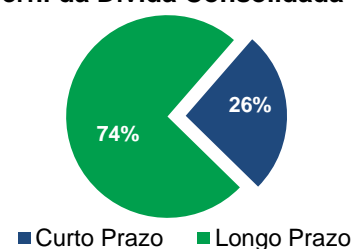


A dívida de curto prazo registrada em set/17 totalizou R\$ 1.194,9 milhões, ante os R\$ 1.184,9 milhões registrados em dez/16.

Perfil da Dívida Consolidada Set/17



Perfil da Dívida Consolidada Dez/16



Dos 27% da dívida de curto prazo, 49% ou R\$ 584,1 milhões são referentes a empréstimos ponte.

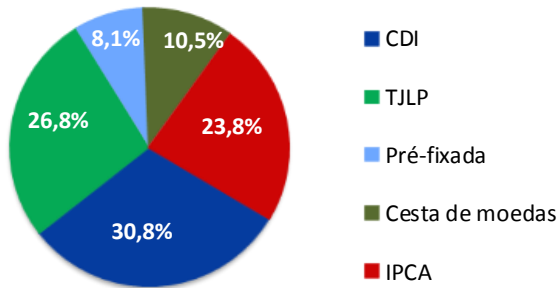
Da dívida bruta consolidada, R\$ 733,8 milhões referem-se à Alupar - Holding, conforme detalhado acima, outros R\$ 3.210,7 milhões estão alocados nas empresas operacionais, que possuem fluxo de pagamento compatível com as respectivas gerações de caixa e R\$ 448,7 milhões referem-se aos projetos em implantação, sendo R\$ 327,5 milhões alocados na Alupar Peru / La Virgen para implantação da UHE La Virgen; R\$ 100,8 milhões alocados na implantação da PCH Verde 8 e; R\$ 20,4 milhões alocados na implantação do reforço da ETVG.

No 3T17, as emissões de debêntures corresponderam a R\$ 2.366,5 milhões ou 53,9% do total da dívida. As debêntures de emissão da Alupar - Holding representam um saldo de R\$ 731,4 milhões e as emissões das subsidiárias EATE, ECTE, ENTE, ETEP, STN, Ferreira Gomes, Transirapé, Transleste, Transudeste, Energia dos Ventos e Verde 8, representam um saldo de R\$ 1.635,1 milhões.

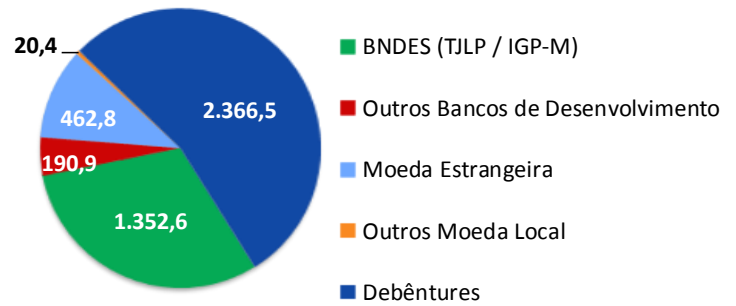
A dívida em moeda estrangeira totalizou R\$ 462,8 milhões ou 10,5% do total da dívida, sendo esta dívida alocada nos projetos de geração no Peru e na Colômbia.



Composição Dívida Total por Indexador (%)

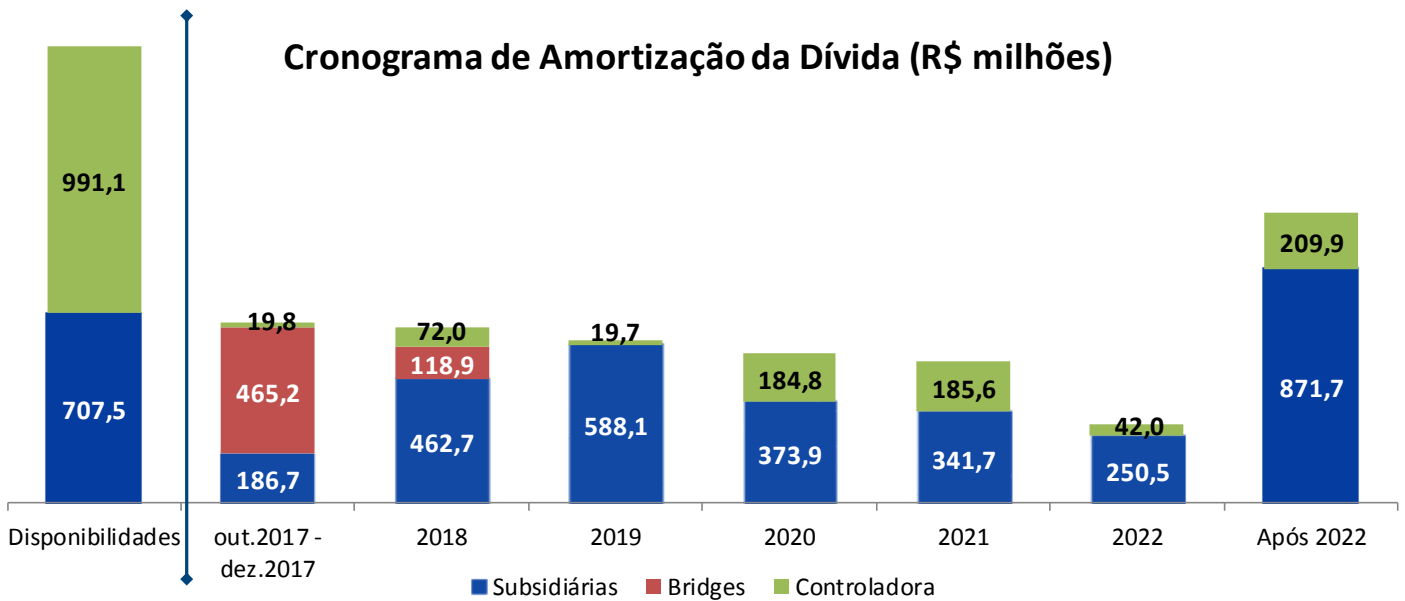


Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



O perfil de dívida consolidada da Alupar é bastante alongado, compatível com a natureza de baixo risco de negócios da Companhia, alta previsibilidade de receitas e forte geração de caixa operacional dos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica.

Cronograma de Amortização da Dívida (R\$ milhões)

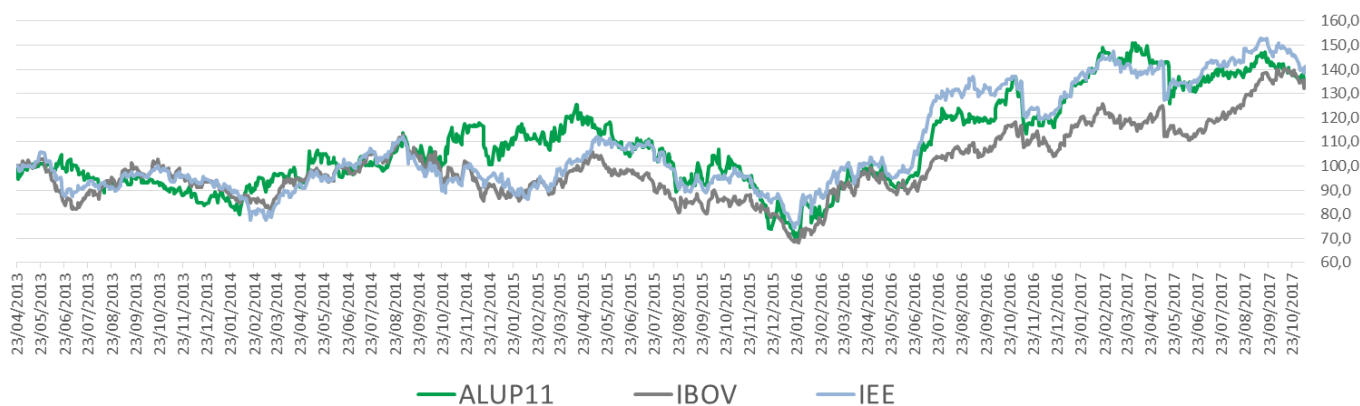




Mercado de Capitais

A Alupar foi registrada na Bolsa de Valores de São Paulo - BM&FBOVESPA no dia 23 de Abril de 2013. Suas UNITS são negociadas sob o código **ALUP11** e são compostas por 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais (1 UNIT = 1 ON + 2 PN).

Performance ALUP11 x IBOV x IEE - Base 100



Em todos os pregões desde nossa listagem, as Units da Alupar tiveram negociação, apresentando um volume médio diário de R\$ 5,7 milhões. Destacamos que de 01 de janeiro até 09 de novembro o volume médio diário foi de R\$ 12,9 milhões. No dia 09 de novembro de 2017, o valor de mercado da Alupar era de R\$ 5,240 bilhões.

Próximos Eventos

Teleconferência de Resultados do 3T17

Data: 10 de novembro de 2017

Português

15h00 (Horário de Brasília)
 12h00 (Horário de Nova Iorque)
 Telefone: + 55 (11) 3127-4971
 + 55 (11) 3728-5971
 Senha: Alupar
 Replay: +55 (11) 3127-4999
 Senha: 50568908

Inglês (tradução simultânea)

15h00 (Horário de Brasília)
 12h00 (Horário de Nova Iorque)
 Telefone: +1 (516) 300-1066
 Senha: Alupar
 Replay: +55 (11) 3127-4999
 Senha: 36138747



ANEXO 01 – REGULATÓRIO

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2017	31/12/2016	30/09/2017	31/12/2016
ATIVO				
CIRCULANTE	1.095.987	603.899	2.066.790	1.337.572
Caixa e equivalentes de caixa	602.939	271.916	1.178.556	613.734
Investimentos de curto prazo	388.164	215.439	388.164	215.439
Títulos e valores mobiliários	-	-	127.291	100.805
Contas a receber de clientes	27.744	17.551	207.297	207.017
Contas a receber com partes relacionadas	4	4	-	-
Dividendos a receber	48.261	61.683	7.335	7.335
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	21.008	26.276	51.129	47.657
Outros tributos compensáveis	26	22	1.984	3.802
Adiantamento a fornecedores	115	116	12.140	9.583
Estoques	-	-	602	550
Despesas pagas antecipadamente	21	1.491	7.214	8.723
Cauções e depósitos judiciais	-	-	-	-
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Ativos mantidos para venda	-	-	-	-
Outros ativos	7.705	9.401	85.078	122.927
NÃO CIRCULANTE	2.983.047	2.666.720	7.248.507	7.178.799
Contas a receber de clientes	-	-	15.853	10.439
Contas a receber com partes relacionadas	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	176.585	188.827	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	4.627	4.295
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.256	3.256
Outros tributos compensáveis	-	-	7.475	7.566
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	14.912	15.299
Adiantamento a fornecedores	-	-	1.180	2.394
Estoques	-	-	555	588
Cauções e depósitos judiciais	2.589	2.380	23.150	13.318
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Outros ativos	-	-	28.148	31.880
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	211.364	200.215	265.432	254.489
Investimentos em controladas	2.496.845	2.185.779	-	-
Propriedades para investimento	7.786	7.786	7.786	7.786
Imobilizado	1.968	2.609	6.658.868	6.610.210
Intangível	85.910	79.124	217.265	217.279
ATIVO TOTAL	4.079.034	3.270.619	9.315.297	8.516.371



	Controladora		Consolidado	
	30/09/2017	31/12/2016	30/09/2017	31/12/2016
PASSIVO				
CIRCULANTE	119.203	324.323	1.668.330	1.825.975
Empréstimos e financiamentos	2.353	3.536	658.052	662.439
Debêntures	89.765	135.078	536.874	522.445
Fornecedores	23.715	15.420	130.457	166.502
Salários, férias e encargos sociais	1.665	1.783	13.722	12.716
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	78.372	44.292
Outros tributos a pagar	1.678	17.922	25.372	53.682
Provisões de constituição dos ativos	-	-	39.626	42.979
Dividendos a pagar	2	150.178	30.770	180.680
Provisão para gastos ambientais	-	-	16.336	21.789
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	57.284	52.576
Provisões para contingências	-	-	77	277
Adiantamentos de clientes	-	-	65.180	48.779
Outras obrigações	25	406	16.208	16.819
NÃO CIRCULANTE	651.878	714.975	3.284.028	3.506.747
Empréstimos e financiamentos	-	1.466	1.368.612	1.558.146
Debêntures	641.678	699.189	1.829.642	1.824.621
Fornecedores	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	124	125
Outros tributos a pagar	-	-	812	8
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	4.783	4.982
Provisões para contingências	2.925	2.877	7.310	6.490
Adiantamentos de clientes	-	-	37.750	77.185
Provisão para gastos ambientais	-	-	734	904
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	-	-
Provisões de constituição dos ativos	-	-	6.677	8.107
Outras obrigações	-	-	27.584	26.179
Provisão para passivo a descoberto	7.275	11.443	-	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.307.953	2.231.321	3.307.953	2.231.321
Capital social subscrito e integralizado	2.981.996	2.148.533	2.981.996	2.148.533
(-) Gastos com emissão de ações	(65.225)	(34.569)	(65.225)	(34.569)
Reserva de capital	5.595	8.152	5.595	8.152
Reservas de lucros	110.600	110.600	110.600	110.600
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-
Lucros acumulados	271.115	-	271.115	-
Outros resultados abrangentes	3.872	(1.395)	3.872	(1.395)
Participação de acionistas não controladores	-	-	1.054.986	952.328
Patrimônio líquido + participação de acionistas não controladores	3.307.953	2.231.321	4.362.939	3.183.649
PASSIVO TOTAL	4.079.034	3.270.619	9.315.297	8.516.371



	Controladora				Consolidado			
	Trimestre findo em		Período findo em		Trimestre findo em		Período findo em	
	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016
RECEITA OPERACIONAL BRUTA								
Sistema de transmissão de energia	-	-	-	-	298.994	335.619	969.705	939.034
Sistema de geração de energia	54.677	17.220	113.026	47.870	162.396	114.998	425.889	342.719
Prestação de serviços	-	-	-	-	-	-	-	-
	54.677	17.220	113.026	47.870	461.390	450.617	1.395.594	1.281.753
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	(5.090)	(1.626)	(10.545)	(4.429)	(36.942)	(40.780)	(113.919)	(112.512)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	49.587	15.594	102.481	43.441	424.448	409.837	1.281.675	1.169.241
CUSTO DO SERVIÇO								
Custo com energia elétrica								
Energia comprada para revenda	(50.298)	(22.461)	(118.874)	(48.761)	(22.495)	(14.888)	(79.873)	(42.748)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	-	-	(7.204)	(6.818)	(21.448)	(19.789)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	-	-	(2.237)	(1.624)	(7.110)	(7.869)
Custo de operação								
Custo dos serviços prestados	(305)	(164)	(906)	(596)	(32.485)	(32.461)	(89.494)	(86.383)
Custo de infraestrutura	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação / amortização	-	-	-	-	(51.551)	(50.519)	(153.003)	(142.757)
	(50.603)	(22.625)	(119.780)	(49.357)	(115.972)	(106.310)	(350.928)	(299.546)
LUCRO BRUTO	(1.016)	(7.031)	(17.299)	(5.916)	308.476	303.527	930.747	869.695
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS								
Administrativas e gerais	(5.965)	(5.797)	(21.178)	(19.120)	(19.464)	(20.502)	(64.586)	(45.303)
Equivalência patrimonial	119.589	67.965	313.351	250.286	(404)	5.994	11.239	15.155
Outras receitas	(25)	370	(208)	1.602	5	866	(123)	2.239
Outras despesas	82	(145)	(40)	(2.818)	10.369	(158)	10.224	(2.918)
	113.681	62.393	291.925	229.950	(9.494)	(13.800)	(43.246)	(30.827)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	112.665	55.362	274.626	224.034	298.982	289.727	887.501	838.868
Despesas financeiras	(16.568)	(28.253)	(62.318)	(98.917)	(76.758)	(140.671)	(324.141)	(394.821)
Receitas financeiras	20.760	9.840	58.807	20.786	35.533	11.957	113.801	56.587
	4.192	(18.413)	(3.511)	(78.131)	(41.225)	(128.714)	(210.340)	(338.234)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	116.857	36.949	271.115	145.903	257.757	161.013	677.161	500.634
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	-	-	(27.310)	(32.924)	(96.960)	(94.029)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	(17.468)	(948)	(8.970)	4.501
	-	-	-	-	(44.778)	(33.872)	(105.930)	(89.528)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	116.857	36.949	271.115	145.903	212.979	127.141	571.231	411.106
Atribuído a sócios da empresa controladora	116.857	36.949	271.115	145.903	116.857	36.949	271.115	145.903
Atribuído a sócios não controladores	-	-	-	-	96.122	90.192	300.116	265.203
	116.857	36.949	271.115	145.903	212.979	127.141	571.231	411.106



ANEXO 02 – SOCIETÁRIO

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2017	31/12/2016	30/09/2017	31/12/2016
ATIVO				
CIRCULANTE	1.095.991	603.899	3.175.523	2.577.166
Caixa e equivalentes de caixa	602.939	271.916	1.178.556	613.734
Investimentos de curto prazo	388.164	215.439	388.164	215.439
Títulos e valores mobiliários	-	-	127.291	100.805
Contas a receber de clientes	27.744	17.551	207.297	207.017
Contas a receber com partes relacionadas	4	4	-	-
Dividendos a receber - partes relacionadas	48.261	61.683	7.335	7.335
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	21.033	26.276	53.154	49.656
Outros tributos compensáveis	1	22	1.959	3.802
Adiantamento a fornecedores	115	116	12.140	9.583
Estoques	-	-	1.256	588
Despesas pagas antecipadamente	21	1.491	7.214	8.723
Ativo financeiro da concessão	-	-	1.106.073	1.237.557
Outros ativos	7.709	9.401	85.084	122.927
NÃO CIRCULANTE	3.617.743	3.334.581	7.794.240	7.652.835
Contas a receber de clientes	-	-	16.215	10.439
Adiantamento para futuro aumento de capital - partes relacionadas	176.585	188.827	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	4.627	4.295
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	31.733	36.506
Outros tributos compensáveis	-	-	7.475	7.566
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	14.912	15.299
Adiantamento a fornecedores	-	-	1.180	2.394
Estoques	-	-	26.081	26.113
Cauções e depósitos judiciais	2.589	2.380	23.089	13.257
Ativo financeiro da concessão	-	-	3.227.944	3.214.062
Outros ativos	-	-	28.901	33.542
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	260.637	244.634	340.978	325.502
Investimentos em controladas	3.082.272	2.809.221	-	-
Propriedades para investimento	7.786	7.786	7.786	7.786
Imobilizado	1.968	2.609	3.917.663	3.810.323
Intangível	85.906	79.124	145.656	145.751
ATIVO TOTAL	4.713.734	3.938.480	10.969.763	10.230.001



PASSIVO

CIRCULANTE

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2017	31/12/2016	30/09/2017	31/12/2016
CIRCULANTE	119.204	324.323	1.603.094	1.777.465
Empréstimos e financiamentos	2.353	3.536	658.052	662.439
Debêntures	89.765	135.078	536.874	522.445
Fornecedores	23.716	15.420	130.458	166.502
Salários, férias e encargos sociais	1.665	1.783	13.722	12.716
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	78.457	44.561
Outros tributos a pagar	1.678	17.922	25.371	53.682
Provisões de constituição dos ativos	-	-	39.626	42.979
Dividendos a pagar - partes relacionadas	2	150.178	30.770	180.680
Provisão para gastos ambientais	-	-	16.336	21.789
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	57.284	52.576
Provisões para contingências	-	-	77	277
Outras obrigações	25	406	16.067	16.819

NÃO CIRCULANTE

NÃO CIRCULANTE	651.799	714.975	3.702.106	3.894.725
Empréstimos e financiamentos	-	1.466	1.368.612	1.558.146
Debêntures	641.678	699.189	1.829.642	1.824.621
Adiantamento para futuro aumento de capital - partes relacionadas	-	-	124	125
Outros tributos a pagar	-	-	812	8
Imposto de renda e contribuição social	-	-	1.485	1.485
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	459.126	468.660
Provisões para contingências	2.925	2.877	7.310	6.490
Provisão para gastos ambientais	-	-	734	904
Provisões de constituição dos ativos	-	-	6.677	8.107
Outras obrigações	-	-	27.584	26.179
Provisão para passivo a descoberto	7.196	11.443	-	-

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.942.731	2.899.182	3.942.731	2.899.182
Capital social subscrito e integralizado	2.981.996	2.148.533	2.981.996	2.148.533
(-) Gastos com emissão de ações	(65.225)	(34.569)	(65.225)	(34.569)
Reserva de capital	48.953	51.509	48.953	51.509
Reservas de lucros	735.104	735.104	735.104	735.104
Lucros acumulados	238.031	-	238.031	-
Outros resultados abrangentes	3.872	(1.395)	3.872	(1.395)

Participação de acionistas não controladores	-	-	1.721.832	1.658.629
--	---	---	-----------	-----------

Patrimônio líquido total	3.942.731	2.899.182	5.664.563	4.557.811
---------------------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

PASSIVO TOTAL	4.713.734	3.938.480	10.969.763	10.230.001
----------------------	------------------	------------------	-------------------	-------------------



RECEITA OPERACIONAL BRUTA

Sistema de transmissão de energia
Sistema de geração de energia

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

CUSTO DO SERVIÇO

Custo com energia elétrica

Energia comprada para revenda
Encargos do uso da rede elétrica - CUST
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH

Custo de operação

Custo dos serviços prestados
Custo de infraestrutura
Depreciação / amortização

LUCRO BRUTO

DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS

Administrativas e gerais
Equivalência patrimonial
Outras receitas
Outras despesas

LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO

Despesas financeiras
Receitas financeiras

LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS

Imposto de renda e contribuição social correntes
Imposto de renda e contribuição social diferidos

LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO

Atribuído a sócios da empresa controladora
Atribuído a sócios não controladores

	Controladora				Consolidado			
	Trimestre findo em		Período de nove meses findo em		Trimestre findo em		Período de nove meses findo em	
	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016	30/09/2017	30/09/2016
RECEITA OPERACIONAL BRUTA								
Sistema de transmissão de energia	-	-	-	-	266.645	314.118	830.011	960.385
Sistema de geração de energia	54.677	17.220	113.026	47.870	162.396	114.998	425.889	342.719
	54.677	17.220	113.026	47.870	429.041	429.116	1.255.900	1.303.104
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	(5.090)	(1.626)	(10.545)	(4.429)	(36.942)	(40.780)	(113.919)	(112.512)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	49.587	15.594	102.481	43.441	392.099	388.336	1.141.981	1.190.592
CUSTO DO SERVIÇO								
Custo com energia elétrica								
Energia comprada para revenda	(50.298)	(22.461)	(118.874)	(48.761)	(22.495)	(14.888)	(79.873)	(42.748)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	-	-	(7.204)	(6.818)	(21.448)	(19.789)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	-	-	(2.237)	(1.624)	(7.110)	(7.869)
Custo de operação								
Custo dos serviços prestados	(305)	(164)	(906)	(596)	(33.065)	(33.683)	(92.293)	(90.387)
Custo de infraestrutura	-	-	-	-	(6.141)	(13.039)	(24.167)	(40.983)
Depreciação / amortização	-	-	-	-	(23.604)	(22.838)	(68.464)	(60.107)
	(50.603)	(22.625)	(119.780)	(49.357)	(94.746)	(92.890)	(293.355)	(261.883)
LUCRO BRUTO	(1.016)	(7.031)	(17.299)	(5.916)	297.353	295.446	848.626	928.709
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS								
Administrativas e gerais	(5.965)	(5.797)	(21.178)	(19.120)	(19.347)	(20.387)	(64.230)	(44.945)
Equivalência patrimonial	114.764	65.056	280.268	276.267	872	7.253	15.769	22.980
Outras receitas	(25)	208	(208)	1.440	(21)	697	(169)	2.070
Outras despesas	82	(145)	(41)	(2.818)	10.369	(159)	10.223	(2.918)
	108.856	59.322	258.841	255.769	(8.127)	(12.596)	(38.407)	(22.813)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	107.840	52.291	241.542	249.853	289.226	282.850	810.219	905.896
Despesas financeiras	(16.568)	(28.253)	(62.318)	(98.917)	(76.758)	(140.671)	(324.141)	(394.821)
Receitas financeiras	20.760	9.840	58.807	20.786	35.533	11.957	113.801	56.587
	4.192	(18.413)	(3.511)	(78.131)	(41.225)	(128.714)	(210.340)	(338.234)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	112.032	33.878	238.031	171.722	248.001	154.136	599.879	567.662
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	-	-	(27.399)	(33.326)	(97.043)	(94.437)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	(17.747)	(1.736)	(4.150)	(15.049)
	-	-	-	-	(45.146)	(35.062)	(101.193)	(109.486)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	112.032	33.878	238.031	171.722	202.855	119.074	498.686	458.176
Atribuído a sócios da empresa controladora	112.032	33.878	238.031	171.722	112.032	33.878	238.031	171.722
Atribuído a sócios não controladores	-	-	-	-	90.823	85.196	260.655	286.454
	112.032	33.878	238.031	171.722	202.855	119.074	498.686	458.176