



São Paulo, 12 de maio de 2016 – A Alupar Investimento S.A. (BM&FBovespa: ALUP11), divulga hoje seus resultados do 1T16. As informações trimestrais (ITR) e as demonstrações financeiras padronizadas (DFP) são apresentadas de acordo com as práticas contábeis 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).

1T16

Teleconferências: 13 de maio Português

15h30 (Horário de Brasília)
14h30 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: + 55 (11) 3193-1001 /
+ 55 (11) 2820-4001
Senha: Alupar
Replay: + 55 (11) 3193-1012 /
+ 55 (11) 2820-4012
Senha: 8062424#

Inglês (tradução simultânea)

15h30 (Horário de Brasília)
14h30 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: +1 (786) 924-6977
Senha: Alupar
Replay: + 55 (11) 3193-1012 /
+ 55 (11) 2820-4012
Senha: 8165809#

Contato RI

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

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

Cotação em 12/05/2016

ALUP11: R\$ 13,90
Total de UNITS¹: 221.840.139
Market-Cap: R\$ 3,084 bilhões

(1) Units Equivalentes

Destaques do Período

• **Resultado Societário (IFRS):** No 1T16, a Receita Líquida Ajustada atingiu **R\$ 372,7 milhões**, 4,6% superior aos **R\$ 356,2 milhões** apurados no 1T15.

No 1T16, o EBITDA atingiu **R\$ 311,2 milhões**, ante os **R\$ 316,0 milhões** apurados no 1T15.

No 1T16, o Lucro Líquido totalizou **R\$ 54,2 milhões**, ante os **R\$ 76,0 milhões** registrados no 1T15.

• **Resultado Regulatório:** No 1T16, a Receita Líquida atingiu **R\$ 377,9 milhões**, 8,5% superior aos **R\$ 348,2 milhões** apurados no 1T15.

No 1T16, o EBITDA atingiu **R\$ 314,6 milhões**, 4,1% superior aos **R\$ 302,2 milhões** apurados no 1T15.

No 1T16, o Lucro Líquido totalizou **R\$ 45,0 milhões**, ante os **R\$ 54,6 milhões** apurados no 1T15.

• **Em janeiro de 2016 a UHE La Virgen comercializou 10MW pelo valor de USD 39/MWh, por um período de 3 anos.**

• **Em 13 abril de 2016 a Companhia sagrou-se vencedora dos Lotes I e T do Leilão 13/2015-ANEEL:**

○ **Lote I:** O investimento previsto pela ANEEL é de R\$ 284,9 milhões, com uma RAP de R\$ 48,5 milhões, sendo o prazo de implementação de 42 meses, contados a partir da data de assinatura do Contrato de Concessão. As instalações de transmissão são compostas da seguinte forma: (i) LT 230 kV João Câmara II - João Câmara III circuito 1 e circuito 2, em circuito duplo, com extensão de 10 km por circuito e; (ii) SE 500 kV João Câmara III - 500/230 kV (9+1Res) x 300 MVA.

○ **Lote T:** O investimento previsto pela ANEEL é de R\$ 151,0 milhões e RAP de R\$ 28,1, com prazo de implementação de 36 meses, contados a partir da data de assinatura do Contrato de Concessão. A instalação é composta pela SE 345/138 kV Rio Novo do Sul (6+1Res) x 133,33 MVA.

• **Em 20 de abril de 2016, foi aprovado em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária a:**

1) Distribuição de dividendos no montante de R\$ 175,0 milhões (equivalente a R\$ 0,84 por Unit), referente a 88,1% do lucro líquido do exercício de 2015;

Ex - dividendo a partir de 22 de abril de 2016;

Pagamento de R\$ 100,0MM em 29 de julho de 2016;

Pagamento de R\$ 75,0 MM durante o exercício social de 2016 em data a ser definida pelo Conselho de Administração e;

2) Aumento de capital social da Companhia de R\$ 173,3 milhões, com emissão de 40.618.617 novas ações a serem bonificadas aos acionistas e detentores de Units na proporção de 6,50 novas ações para cada 100 ações existentes.

Ex - bonificadas a partir de 22 de abril de 2016.

Principais Indicadores Consolidados

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"			
R\$ MM	1T16	1T15	Var.%
Receita Líquida Ajustada	372,7	356,2	4,6%
EBITDA (CVM 527)	311,2	316,0	(1,5%)
Margem Ebitda Ajustada	83,5%	88,7%	(5,2 p.p)
Resultado Financeiro	(109,5)	(86,9)	26,0%
Lucro Líquido consolidado	145,0	178,2	(18,7%)
Minoritários Subsidiárias	90,7	102,3	(11,3%)
Lucro Líquido Alupar	54,2	76,0	(28,6%)
Lucro Líquido por UNIT (R\$)*	0,24	0,34	(28,6%)
Dívida Líquida**	3.979,1	3.379,4	17,7%
Dív. Líquida / Ebitda***	3,2	2,7	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"			
R\$ MM	1T16	1T15	Var.%
Receita Líquida	377,9	348,2	8,5%
EBITDA (CVM 527)	314,6	302,2	4,1%
Margem Ebitda	83,2%	86,8%	(3,5 p.p)
Resultado Financeiro	(109,5)	(86,9)	26,0%
Lucro Líquido consolidado	127,3	137,3	(7,3%)
Minoritários Subsidiárias	82,3	82,8	(0,6%)
Lucro Líquido Alupar	45,0	54,6	(17,4%)
Lucro Líquido por UNIT (R\$)*	0,20	0,25	(17,4%)
Dívida Líquida**	3.979,1	3.379,4	17,7%
Dív. Líquida / Ebitda***	3,2	2,8	

*Lucro Líquido / Units Equivalentes (221.840.139). Considerando Bonificação de Ações, a razão de 6,5% incluída na posição dos acionistas em 27 de abril de 2016.

** 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.

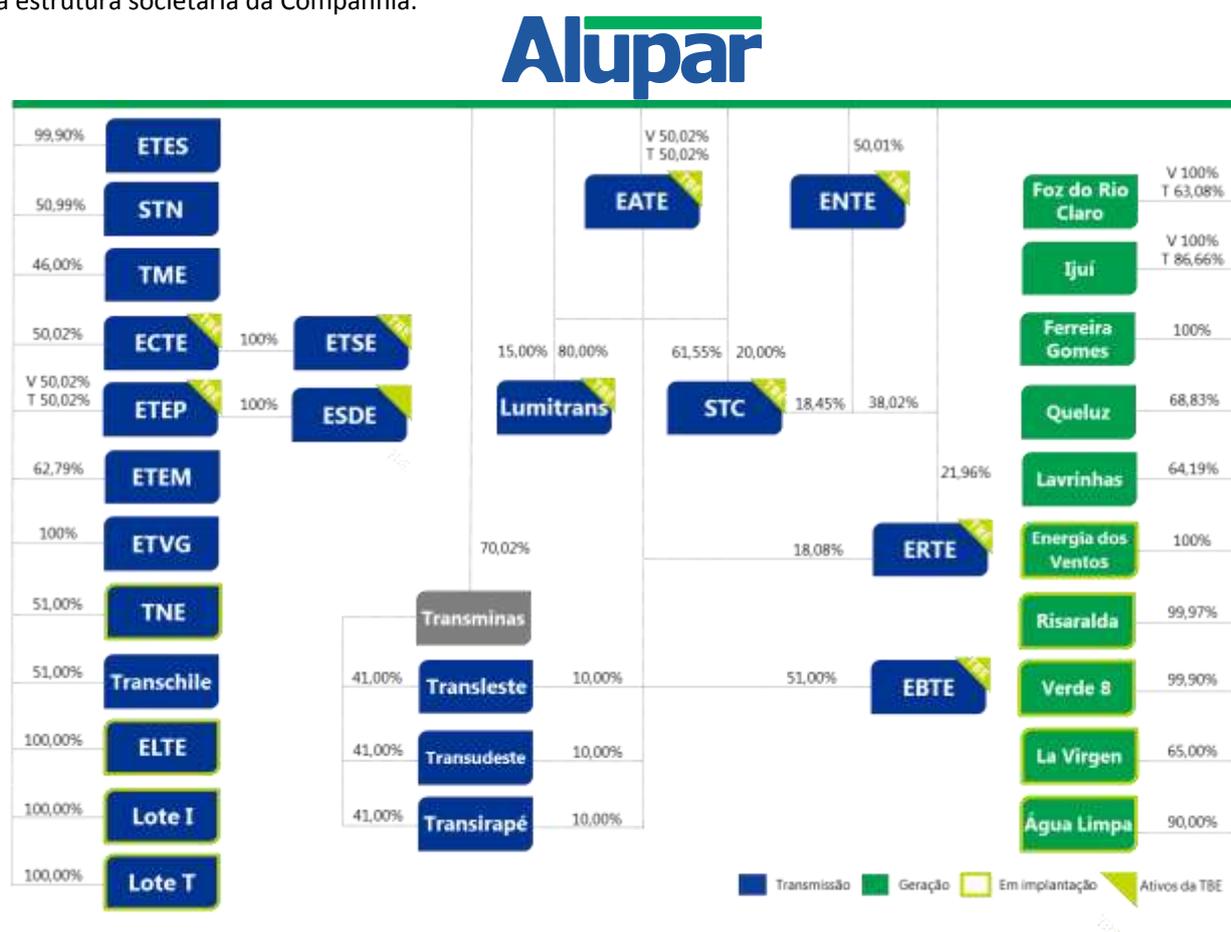
2) Conceito de "Regulatório": Refere-se aos números provenientes dos demonstrativos contábeis regulatórios das nossas subsidiárias, e cuja principal diferença é a não aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12). O ICPC 01 tem um impacto material em relação às nossas empresas do segmento de transmissão, com a criação 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 23 sistemas de transmissão de energia elétrica, totalizando 5.723 km de linhas de transmissão, por meio de concessões com prazo de 30 anos, localizados no Brasil e no Chile. No Brasil, participa de 22 concessões de transmissão, sendo 18 operacionais e 4 em fase de implantação, que possuem cronograma de entrada em operação comercial entre 2017 e 2019. Dessa forma, opera 5.523 km de linhas de transmissão no Brasil e 200 km no Chile.

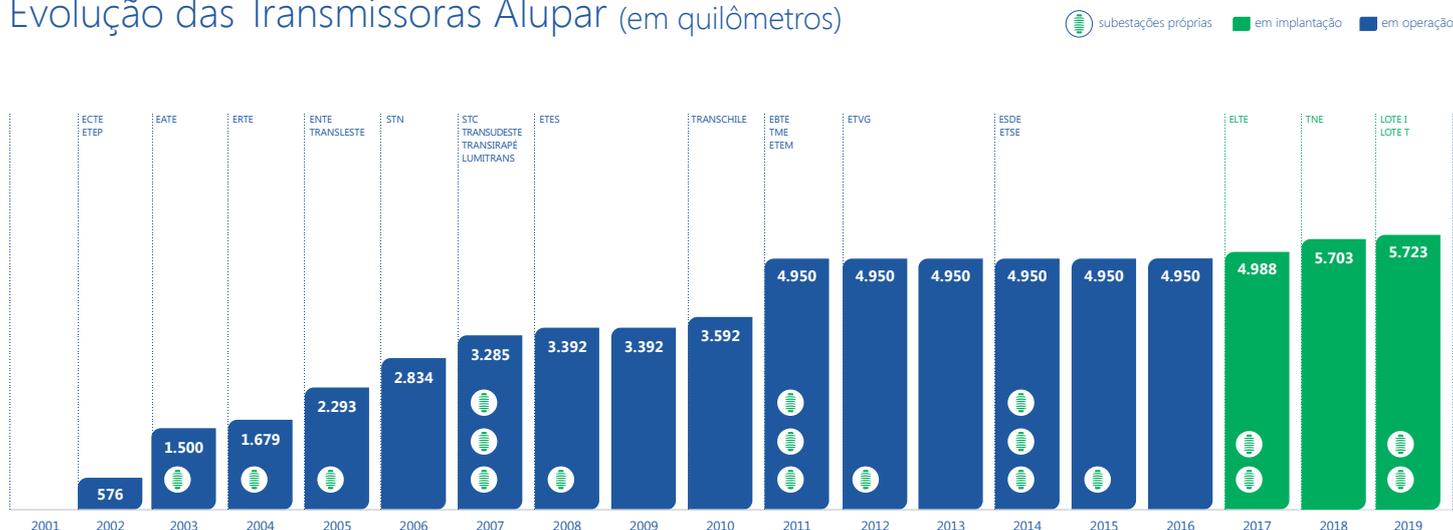
Abaixo, seguem principais características dos sistemas de transmissão da Alupar:

Empresa	Prazo da Concessão Início	Prazo da Concessão Fim	Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2013-14)	RAP/RBNI (Ciclo 2014-15)	RAP/RBNI (Ciclo 2015-16)	Índice
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 77,4	R\$ 83,4	R\$ 86,9	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 177,7	R\$ 191,6	R\$ 199,5	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 39,9	R\$ 43,0	R\$ 44,8	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 339,6	R\$ 366,2	R\$ 381,3	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 75,0	R\$ 80,9	R\$ 84,2	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 142,2	R\$ 153,3	R\$ 159,6	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 32,2	R\$ 34,7	R\$ 36,2	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 20,0	R\$ 21,5	R\$ 22,4	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 23,3	R\$ 25,2	R\$ 26,3	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 32,0	R\$ 34,0	R\$ 36,9	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 21,0	R\$ 22,7	R\$ 23,6	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 11,9	R\$ 12,1	R\$ 13,1	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	775 km	R\$ 36,7	R\$ 39,0	R\$ 40,6	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 35,6	R\$ 37,8	R\$ 43,7	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 10,8	R\$ 11,5	R\$ 11,5	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 10,7	R\$ 11,4	R\$ 12,3	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 3,6	R\$ 3,8	R\$ 9,4	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 134,5	R\$ 143,1	R\$ 155,2	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 15,8	R\$ 16,8	R\$ 19,7	IPCA
Transchile	16/06/2005	Vitalícia	21/01/2010	200 km	R\$ 15,8	R\$ 21,1 ⁽¹⁾	R\$ 21,8 ⁽²⁾	CPI-USA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+38km	R\$ 28,9	R\$ 28,9	R\$ 31,4	IPCA
Lote I	2016	2046	Pré-Oper.	Subestação+20km	-	-	R\$ 48,5	IPCA
Lote T	2016	2046	Pré-Oper.	Subestação	-	-	R\$ 28,1	IPCA
TOTAL				5.723 km	R\$ 1.284,4	R\$ 1.382,0	R\$1.573,1	

⁽¹⁾US\$ = 3,00 ⁽²⁾US\$ =3,10

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

Evolução das Transmissoras Alupar (em quilômetros)





Geração

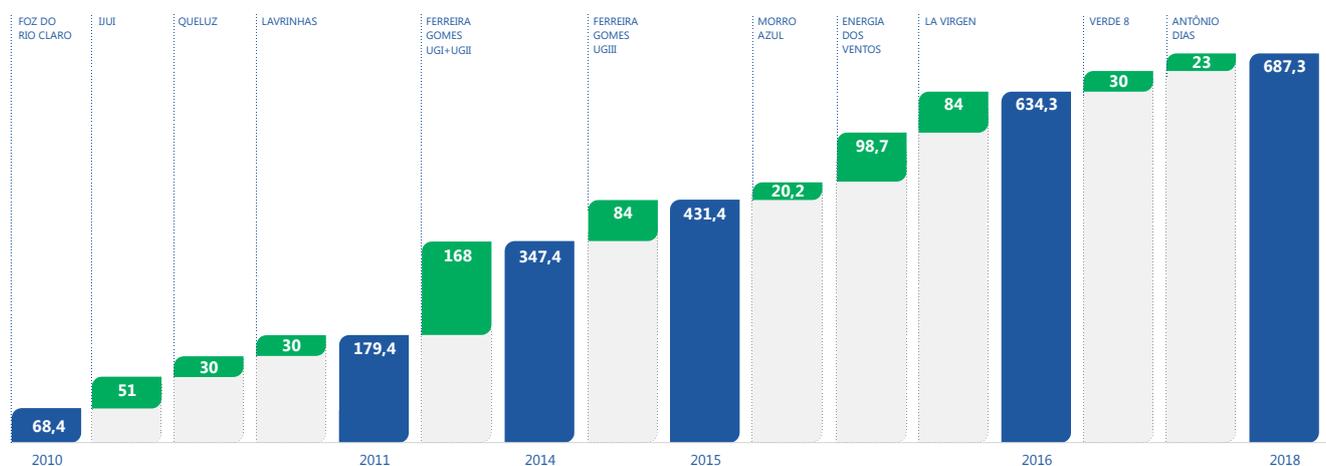
Atualmente a Alupar atua na geração de energia elétrica por meio de UHEs, PCHs e parques eólicos, no Brasil, Colômbia e Peru. O portfólio de ativos em operação totaliza uma capacidade instalada de 431,4 MW em operação e 255,9 MW em implantação. Adicionalmente a Companhia prospecta e desenvolve projetos de geração que totalizam mais de 3.000 MW.

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

	Prazo da Concessão		Início da Operação	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%	63,08%	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	Pré - Operacional	100,00%	100,00%	98,7	47,7
Morro Azul (Risaralda)	Jan/09	Vitalícia	Pré - Operacional	99,97%	99,97%	20,2	13,2
Verde 08	Out/12	Out/42	Pré - Operacional	99,90%	99,90%	30,0	18,7
La Virgen	Out/05	Vitalícia	Pré - Operacional	65,00%	65,00%	84,0	49,3
Antônio Dias	Jul/14	Jul/49	Pré - Operacional	90,00 %	90,00 %	23,0	11,9
TOTAL						687,3	408,1

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 35** de “Informações por Segmento” do ITR 1T16.

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	1T16	1T15	Var.%
Receita Líquida Ajustada	293,3	299,4	(2,1%)
Custos Operacionais Ajustados*	(20,8)	(19,1)	8,9%
Depreciação / Amortização	(2,8)	(2,1)	33,3%
Despesas Operacionais	(9,4)	(10,2)	(7,8%)
EBITDA (CVM 527)	263,1	270,2	(2,6%)
Margem Ebitda Ajustada	89,7%	90,2%	(0,5 p.p)
Resultado Financeiro	(53,5)	(51,9)	3,3%
Lucro Líquido	170,5	183,3	(7,0%)
Dívida Líquida**	1.718,0	2.166,8	(20,7%)
Div. Líquida / EBITDA***	1,6	2,0	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"			
R\$ MM	1T16	1T15	Var.%
Receita Líquida	294,9	277,4	6,3%
Custos Operacionais	(19,9)	(18,5)	7,4%
Depreciação / Amortização	(33,1)	(29,5)	12,2%
Despesas Operacionais	(9,4)	(10,2)	(8,0%)
EBITDA (CVM 527)	265,7	248,7	6,8%
Margem Ebitda	90,1%	89,7%	0,4 p.p
Resultado Financeiro	(53,5)	(51,9)	3,3%
Lucro Líquido	151,0	136,8	10,3%
Dívida Líquida**	1.718,0	2.166,8	(20,7%)
Div. Líquida / EBITDA***	1,6	2,2	

*Custos Operacionais Ajustados: Excluindo o custo de infraestrutura

** Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante

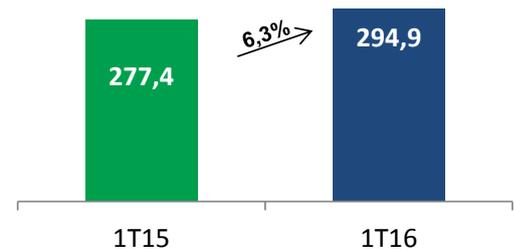
***Ebitda Anualizado

Análise do Desempenho Combinado de Transmissão - Regulatório

Receita Líquida

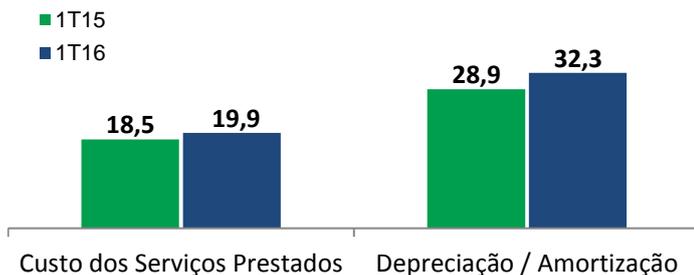
No 1T16, totalizou R\$ 294,9 milhões, 6,3% superior aos R\$ 277,4 milhões apurados no 1T15, devido a: (a) reajuste da RAP, conforme resolução homologatória nº 1.918 de 23 de junho de 2015, que estabeleceu reajuste de 8,47% para contratos indexados pelo IPCA e 4,11% para contratos indexados pelo IGP-M, conforme tabela da seção "Transmissão" (pag. 4); (a) entrada em operação da transmissora ETSE parcial no 4T14 e em totalidade em fev/15, impacto de R\$ 2,6 milhões; (b) entrada em operação da subestação Boa Vista (2T15), de reponsabilidade da TNE, impacto de R\$ 1,2 milhão e; (c) entrada em operação do RBNI da Transirapé em mar/15, impacto de R\$ 0,3 milhão.

Receita Líquida (R\$ MM)



Custo do Serviço

Custos Operacionais (R\$ MM)



Totalizou R\$ 52,1 milhões no 1T16, 10,1% superior aos R\$ 47,4 milhões apurados no 1T15. Na conta **Custo dos Serviços Prestados** o aumento de R\$ 1,4 milhões deve-se: (a) manutenção não programada na linha de Transmissão STN, impacto de R\$ 1,6 milhão e; (b) entrada em operação em totalidade da ETSE (fev/15) e da subestação Boa Vista (2T15), de reponsabilidade da TNE, impacto de R\$ 0,3 milhão.

Na conta **Depreciação / Amortização** houve um aumento de R\$ 3,4 milhões, devido principalmente a: (a) entrada em operação ETSE parcial no 4T14 e em totalidade em fev/15, impacto de R\$ 1,4 milhão; (b) entrada em operação da

subestação Boa Vista (2T15), de reponsabilidade da TNE, impacto de R\$ 0,8 milhão; (c) entrada em operação do RBNI da Transirapé, impacto de R\$ 0,3 milhão e; (d) aumento na depreciação do ativo da Transchile, em razão da variação cambial, impacto de R\$ 0,6 milhão.

Despesas Operacionais

Totalizou R\$ 10,1 milhões no 1T16, 5,9% inferior aos R\$ 10,8 milhões apurados no 1T15. Esta variação é explicada pela: (a) redução na conta **Administrativas e Gerais** devido, principalmente, a contabilização do patrocínio à Lei Rouanet na transmissora EATE, que geralmente é feita no último trimestre do período e, em 2015 foi contabilizada no primeiro trimestre, impacto de R\$ 0,4 milhão e; (b) redução de R\$ 0,5 milhão na conta de **Pessoal** devido a contabilização da bonificação nas transmissoras EATE, ECTE e ENTE ter ocorrido no 1T15.

Despesas Operacionais (R\$ MM)



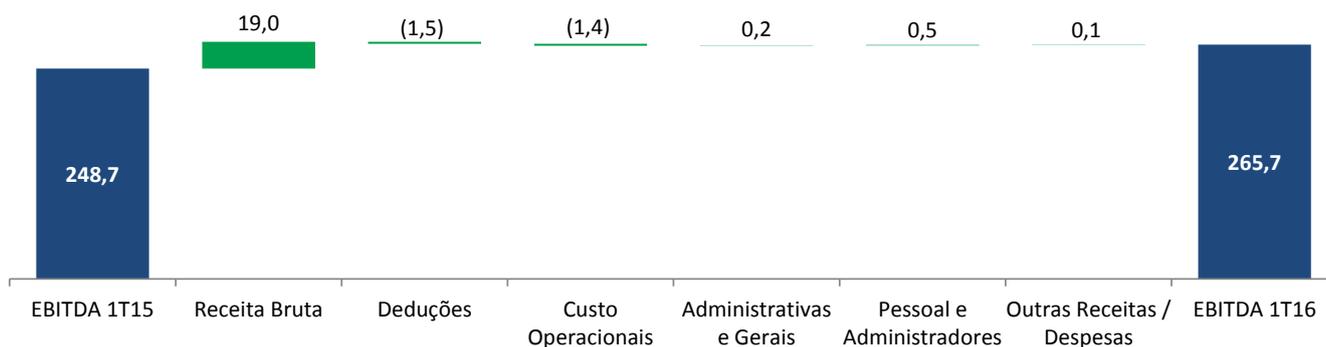


EBITDA e Margem EBITDA

Totalizou R\$ 265,7 milhões no 1T16, 6,8% superior aos R\$ 248,7 milhões apurados no 1T15. Esta variação deve-se ao aumento de R\$ 19,0 milhões na receita bruta, explicado principalmente pelo reajuste da RAP, conforme detalhado anteriormente.

A margem EBITDA atingiu 90,1% no 1T16, 0,4 p.p. superior aos 89,7% registrado no 1T15.

Formação do EBITDA 1T16 (R\$ MM)



Lucro Líquido

Totalizou R\$ 151,0 milhões no 1T16, 10,3% superior aos R\$ 136,8 milhões apurados no 1T15.

O lucro foi impactado pelo: (a) aumento de R\$ 17,0 milhões no EBITDA, devido ao aumento da Receita Bruta das Transmissoras; (b) aumento de R\$ 3,6 milhões na conta depreciação e amortização, conforme detalhado nos custos do serviço; (c) aumento de R\$ 1,7 milhão no Resultado Financeiro, em razão do: (i) aumento da taxa média dos depósitos interfinanceiros ("CDI"), que registrou 3,20% no 1T16, ante 2,76% no 1T15 e; (ii) aumento da taxa de juros de longo prazo ("TJLP"), que registrou 1,88% no 1T16, ante 1,38% no 1T15 e; (d) redução de R\$ 2,5 milhões no IRPJ / CSLL, devido principalmente a alteração de contabilização em decorrência da adoção da Lei 12.973 - Art. 69, inciso IV.

Formação do Lucro 1T16 (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 31/12/2015
+
Receita de Infraestrutura entre 01/01/2016 e 31/03/2016
+
Remuneração do Ativo Financeiro entre 01/01/2016 e 31/03/2016
+
Receita de Transmissão de Energia entre 01/01/2016 e 31/03/2016
-
RAP entre 01/01/2016 e 31/03/2016
-
Caso exista, Valor Residual recebido entre 01/01/2016 e 31/03/2016
=
Ativo Financeiro em 31/03/2016

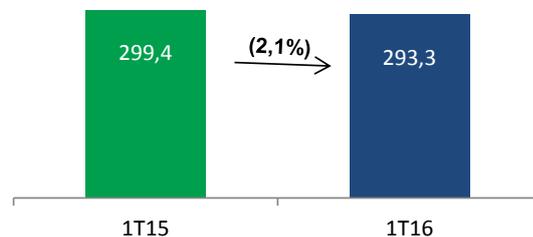
Nota sobre valor residual: caso exista entrada de recursos na companhia, relacionada a uma possível indenização ocorrida pelo advento do término da concessão, este valor também é redutor do Ativo Financeiro. No caso da Alupar, as subsidiárias possuem concessões de longo prazo, sendo o 1º vencimento em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



Receita Líquida Ajustada

Totalizou R\$ 293,3 milhões no 1T16, 2,1% inferior aos R\$ 299,4 milhões registrados no 1T15. Esta variação deve-se a redução de R\$ 6,6 milhões na Receita de Remuneração do Ativo da Concessão, que totalizou R\$ 284,0 milhões no 1T16 ante R\$ 290,6 no 1T15. Esta redução ocorreu, principalmente, na transmissora TNE, que apresentou uma redução de R\$ 9,4 milhões na receita de remuneração do ativo da concessão, em razão, do protocolo junto à ANEEL do pedido de devolução amigável da concessão.

Receita Líquida Ajustada (R\$ MM)



Lucro Líquido

Totalizou R\$ 170,5 milhões no 1T16, 7,0% inferior aos R\$ 183,3 milhões apurados no 1T15.

O lucro no trimestre foi impactado pela redução de R\$ 7,1 milhões no EBITDA, devido: (a) protocolo junto à ANEEL do pedido de devolução amigável da concessão da TNE. Em razão deste protocolo, a prática do IFRIC 12 passou a ser adotada apenas para os bens unitizados (Subestação Boa Vista) e no 1T15 a adoção da prática do IFRIC 12 era adotada para todo o empreendimento, impacto de R\$ 9,6 milhões e; (b) aumento de R\$ 1,3 milhões no EBITDA da transmissora Transchile, em razão da melhora no resultado em função da variação cambial.

O lucro também foi impactado pelo aumento de: (a) R\$ 0,7 milhão na conta depreciação e amortização, em razão da variação cambial na transmissora Transchile; (b) aumento de R\$ 1,7 milhão no Resultado Financeiro, em função do (i) aumento da taxa média dos depósitos interfinanceiros ("CDI"), que registrou 3,20% no 1T16, ante 2,76% no 1T15 e; (ii) aumento da taxa de juros de longo prazo ("TJLP"), que registrou 1,88% no 1T16, ante 1,38% no 1T15 e; (c) aumento de R\$ 3,3 milhões no IRPJ / CSLL, devido principalmente a alteração de contabilização em decorrência da adoção da Lei 12.973 - Art. 69, inciso IV.

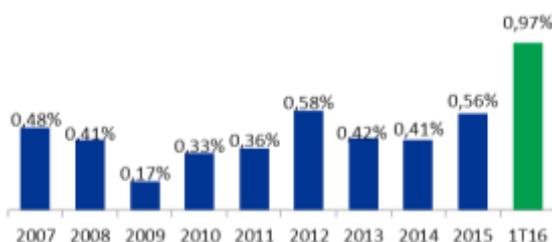
Formação do Lucro 1T16 (R\$ MM)



Indicadores Operacionais – Transmissão

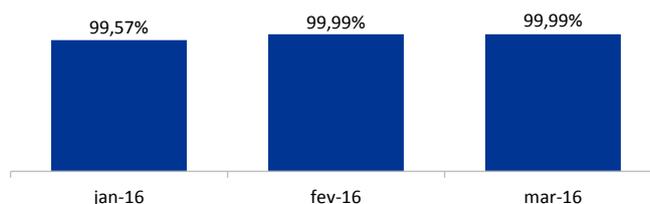
As transmissoras da Companhia apresentaram um desempenho operacional consistente ao longo do 1T16, mantendo a disponibilidade física superior a 99,85%.

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 (R\$ MM)	Investimento Previsto (R\$ MM)	Investimento Realizado (R\$ MM)	Entrada em Operação (Regulatória)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
TNE*	715	155,2	1.260,0**	293,9	2015	2018
ELTE	38	31,4	262,0	6,8	2017	2017
ETVG – RBNI	-	5,2	41,0	38,1	2016	2016
TME - RBNI	-	5,3	42,7	1,0	2017	2017
Lote I	20	48,9	284,9	-	2019	2019
Lote T	-	28,1	151,0	-	2019	2019

* Investimento total. Este empreendimento tem participação de 51% da Alupar e 49% da Eletronorte.

**Investimento inicial de R\$ 969,0 em set/11, atualizado pela inflação.

TNE: A Transnorte Energia é uma empresa 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).

Este empreendimento possui um deslocamento documentado e justificável de seu cronograma de implantação, em função do processo de licenciamento ambiental, especialmente no que tange o componente indígena.

Em 02 de setembro de 2015, o consórcio protocolou na ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o requerimento para rescisão amigável do Contrato de Concessão 003/2012 – ANEEL, devido a não manifestação da FUNAI quanto a viabilidade do projeto, no que tange o componente indígena. No entanto, em 06 de novembro de 2015, a FUNAI encaminhou ao IBAMA, Ofício com o não óbice à viabilidade ambiental do projeto. Tendo em vista o recebimento deste ofício, no dia 09 de dezembro de 2015, o IBAMA emitiu a Licença Prévia do empreendimento, no entanto, não há previsão para emissão da Licença de Instalação, principal condicionante para o início da obra.

Atualmente o consórcio está pleiteando o reequilíbrio econômico financeiro da concessão, condição indispensável para a implantação do projeto.

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 (Lote C): A 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 38 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 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 n° 016/2014.

A emissão da Licença Prévia da subestação Domênico Rangoni 345/138 kV e suas respectivas linhas de transmissão estava prevista para outubro de 2015, porém, devido a não manifestação da Fundação Florestal e do órgão licenciador CETESB, 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, permanece pendente devido a não manifestação dos órgãos intervenientes como a Fundação Florestal, o CONDEPHAAT e a FUNAI, além do órgão licenciador CETESB.



Lote I: Concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da Linha de Transmissão de 230 kV João Câmara II - João Câmara III circuito 1 e circuito 2, em circuito duplo, com extensão de 10 km por circuito e uma subestação de 500 kV João Câmara III - 500/230 kV (9+1Res) x 300 MVA. 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. O prazo de implementação é de 42 meses, contados a partir da data de assinatura do Contrato de Concessão.

Lote T: Concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da Subestação Rio Novo do Sul - 345/138 kV (6+1Res) x 133,33 MVA. Localizada entre os municípios de Rio Novo do Sul e Itapemirim, no Estado do Espírito Santo. O empreendimento será conectado ao Sistema Interligado Nacional e atenderá à região Sul do Espírito Santo, visando garantir o atendimento ao critério n-1 da Rede Básica e da Rede Básica de Fronteira até o ano de 2022. O prazo de implementação é de 36 meses, contados a partir da data de assinatura do Contrato de Concessão.

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 35** de "Informações por Segmento" do ITR de 1T16.

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	1T16	1T15	Var.%
Receita Líquida	116,8	85,4	36,7%
Custos Operacionais	(22,3)	(12,5)	78,5%
Depreciação / Amortização	(18,3)	(15,3)	19,7%
Compra de Energia	(22,9)	(0,0)	-
Despesas Operacionais	(8,4)	(5,1)	64,7%
EBITDA (CVM 527)	63,2	67,8	(6,9%)
Margem Ebitda	54,1%	79,4%	(25,3 p.p)
Resultado Financeiro	(26,7)	(18,3)	45,9%
Lucro Líquido / Prejuízo	13,5	28,0	(51,8%)
Dívida Líquida*	1.683,3	1.219,3	38,1%
Dívida Líquida / EBITDA**	6,7	4,5	

* Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante

**EBITDA Anualizado

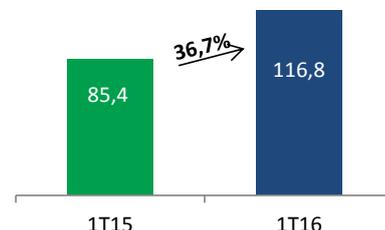


Receita Líquida

Totalizou R\$ 116,8 milhões no 1T16, aumento de 36,7% em relação aos R\$ 85,4 milhões apurados no 1T15.

Este aumento deve-se: (a) ao término da motorização da UHE Ferreira Gomes em 30 de abril de 2015, impacto positivo de R\$ 26,3 milhões; (b) início dos CCEARs dos Parques Eólicos Energias dos Ventos em jan/16, impacto positivo de R\$ 17,5 milhões; (c) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M) e; (d) impacto negativo de R\$ 13,7 milhões devido a estratégia de sazonalização adotada pela Companhia, dado que, em 2015 a Companhia concentrou a alocação da garantia da física no 1T15, gerando uma receita extraordinária de R\$ 21,5 milhões.

Receita Líquida (R\$ MM)



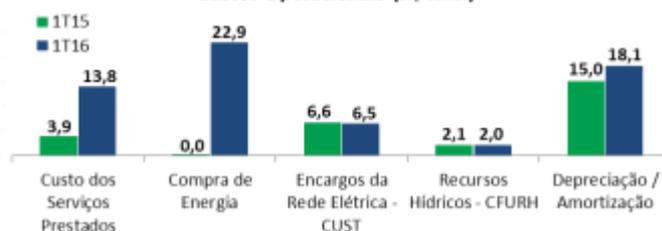
Segue abaixo abertura do Faturamento das geradoras:

Faturamento Geradoras / Comercialização	Energia Faturada (GWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Receita Bruta (R\$ milhões)
1. Longo Prazo - Faturamento de Contratos Bilaterais	792,5	154,8	122,7
1.1 ACR	477,6	138,4	66,1
1.2 ACL	314,9	179,7	56,6
2. SPOT / CCEE – Sazonalização			4,2
3. IMPOSTOS (ICMS)			1,9
4. OUTROS			(0,4)
4. TOTAL GERAÇÃO BRUTO			128,4
5. COMERCIALIZAÇÃO	99,4	158,1	15,7
7. TOTAL GERAÇÃO / COMERCIALIZAÇÃO			144,1
8. ELIMINAÇÕES			30,3
9. GERAÇÃO CONSOLIDADO			113,8

Custo do Serviço

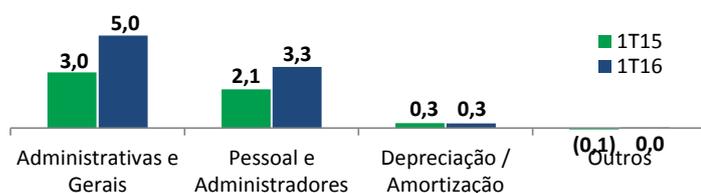
Totalizou R\$ 63,3 milhões no 1T16, ante os R\$ 27,6 milhões apurados no 1T15. Este aumento é explicado pelo: (a) aumento de R\$ 3,1 milhões na **Depreciação / Amortização**, em razão, exclusivamente, do término da motorização da UHE Ferreira Gomes em abr/15 e da entrada em operação do parque eólico Pitombeira (apto em mar/16); (b) aumento de R\$ 22,9 milhões na **Compra de Energia** deve-se a: (i) compra de 73,3 GWh para lastrear a energia vendida pelos parques eólicos Energia dos Ventos devido ao início dos CCEAR's em jan/16, impacto de R\$ 17,8 milhões; (ii) compra de 73,5 GWh nas PCHs Queluz e Lavrinhas para cobertura de lastro em razão da alocação de energia para o segundo semestre de 2016 em decorrência da sazonalização, impacto de R\$ 3,1 milhões e; (iii) exposição negativa na CCEE, impacto de R\$ 2,0 milhões e; (c) aumento de R\$ 9,9 milhões na conta **Custo dos Serviços Prestados**, deve-se a: (i) amortização do risco hidrológico, devido a repactuação no ACR, impacto de R\$ 1,5 milhão; (ii) assessoria jurídica, impacto de R\$ 2,6 milhões e; (iii) entrada em operação plena da UHE Ferreira Gomes, em abril de 2015, impacto de R\$ 4,4 milhões.

Custos Operacionais (R\$ MM)



Despesas Operacionais

Despesas Operacionais (R\$ MM)

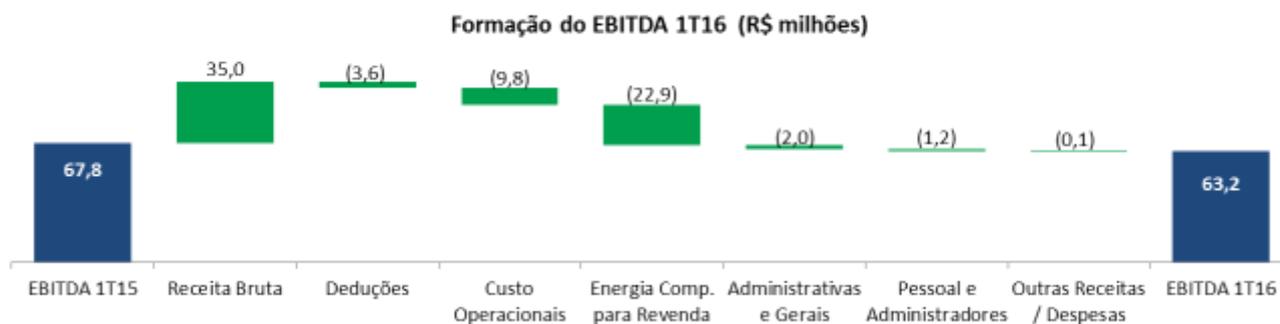


Totalizou R\$ 8,6 milhões no 1T16, ante os R\$ 5,3 milhões apurados no 1T15. Esta variação é explicada pelo: (a) aumento de R\$ 2,0 milhões nas **despesas administrativas e gerais**, devido a: (i) implantação da UHE La Virgen e da PCH Morro Azul (Risardalda) que totalizaram R\$ 3,2 milhões no 1T16 ante R\$ 2,2 milhões no 1T15 e (ii) entrada em operação plena da UHE Ferreira Gomes, impacto de R\$ 1,1 milhão e; (b) aumento de R\$ 1,2 milhão nas despesas de **pessoal e**

administradores, em razão da: (i) implantação dos projetos mencionados anteriormente, impacto de R\$ 0,6 milhão e; (ii) entrada em operação plena da UHE Ferreira Gomes, impacto de R\$ 0,3 milhão.

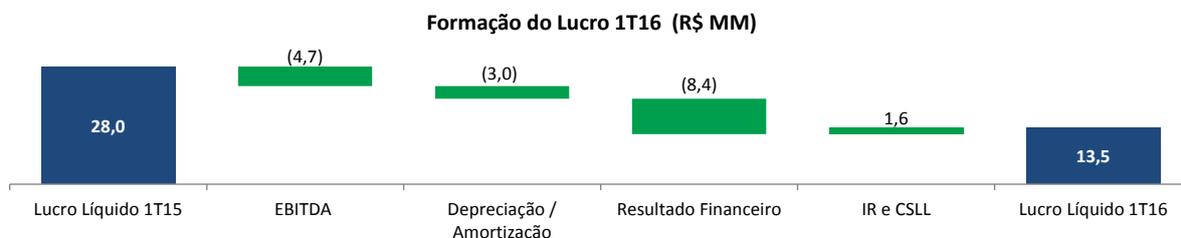
EBITDA e Margem EBITDA

No 1T16 o EBITDA totalizou R\$ 63,2 milhões, ante os R\$ 67,8 milhões registrados no 1T15. Já a Margem EBITDA atingiu 54,1%, ante 79,4% registrados no mesmo período de 2015. O EBITDA foi impactado pelo: (a) aumento de R\$ 35,0 milhões na **Receita Bruta** em razão do: (i) término da motorização da UHE Ferreira Gomes em abr/15, impacto de R\$ 26,3 milhões e (ii) início dos CCEARs dos Parques Eólicos Energias dos Ventos em jan/16, impacto de R\$ 17,5 milhões; (b) aumento de R\$ 9,8 milhões nos **Custos Operacionais**, principalmente em razão: (i) dos custos referentes a repactuação do risco hidrológico, impacto de R\$ 1,5 milhão e; (ii) entrada em operação plena da UHE Ferreira Gomes, em abril de 2015, impacto de R\$ 4,4 milhões e; (c) aumento de R\$ 22,9 milhões na linha de **Energia Comprada para Revenda**, principalmente em função do (i) início dos CCEARs dos parque eólicos em jan/16, impacto de R\$ 17,8 milhões; (ii) compra de lastro nas PCHs Queluz e Lavrinhas em decorrência da sazonalização, impacto de R\$ 3,1 milhões e; (iii) exposição negativa na CCEE, impacto de R\$ 2,0 milhões.



Lucro Líquido Geração

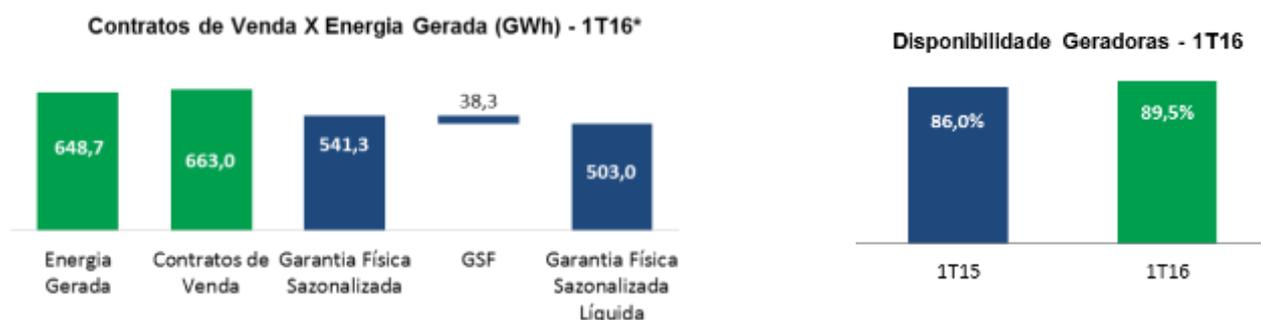
No 1T16 o segmento de geração totalizou um lucro de R\$ 13,5 milhões, ante os R\$ 28,0 milhões registrados no 1T15. Essa redução é explicada pela: (a) diminuição de R\$ 4,7 milhões no EBITDA, conforme explicado anteriormente; (b) aumento de R\$ 3,0 milhões na depreciação / amortização e; (c) aumento de R\$ 8,4 milhões no resultado financeiro. Cabe destacar que estas variações ocorreram devido ao término da motorização da UHE Ferreira Gomes em abril de 2015, que impactou em R\$ 2,7 milhões a conta depreciação / amortização e em R\$ 10,7 milhões o resultado financeiro.



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 38,3 GWh no 1T16, além de uma exposição negativa na CCEE de 121,7 GWh, devido a estratégia de sazonalização adotada pela Companhia.



*Exclui os parques eólicos Energia dos Ventos



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)
Energia dos Ventos	98,7	47,7	R\$ 480,5	R\$ 480,5	2016	2016
Morro Azul	20,2	13,2	COP 132.600,0	COP 95.779,1*	N/A	2016
Verde 08	30,0	18,7	R\$ 199,0	R\$ 9,6	2018	2018
Antônio Dias	23,0	11,9	R\$ 125,0	R\$ 5,9	2018	2018
La Virgen	84,0	49,3	US\$ 110,0	US\$ 73,9**	N/A	2016

*Considerando COP 1,0 = R\$ 0,001204 **Considerando US\$ 1,0 = R\$ 3,54.

Energia dos Ventos: O cluster Energia dos Ventos foi constituído para a implantação de 10 parques eólicos nos municípios de Aracati e Fortim no Ceará, resultante da venda 204,4 MW de energia no leilão 07/2011, realizado em dezembro de 2011 pela Aneel. No entanto, em outubro de 2014 a Alupar sagrou-se vencedora da Licitação para alienação das participações societárias detidas por Furnas no Complexo Aracati, composto por cinco centrais eólicas, Energia dos Ventos I, II, III, IV e X. Em março de 2015, a Alupar concluiu o processo de aquisição da participação societária de cada uma das sociedades integrantes do Complexo Aracati, dessa forma a Companhia passou a deter 99,99% do capital social de cada uma das sociedades que compõem o Complexo. Adicionalmente, em 31 de agosto de 2015, a Companhia informou que finalizou o processo de alienação do Complexo Fortim para Furnas, com a conclusão deste processo, encerra-se a parceria estabelecida com esta empresa no Leilão ANEEL A-5 nº 007/2011.

A obra civil dos cinco parques foi finalizada em Agosto de 2015. A montagem dos aerogeradores foi finalizada nos cinco parques, sendo, Pitombeira (27,3 MW), em dezembro de 2015, Ventos do Horizonte (16,8 MW) em janeiro de 2016, Santa Catarina (18,9 MW) em fevereiro 2016 e; Goiabeira (23,1 MW) e Ubatuba (12,6 MW) em março de 2016, importante destacar que os cinco parques mencionados já possuem Licença de Operação.

Risaralda: A Risaralda Energia é uma SPE que foi constituída em outubro de 2011 para o desenvolvimento e implantação de três PCHs (Morro Azul, Guatica I e Guatica II), com capacidade instalada inicial total de 28 MW na Colômbia. A PCH Morro Azul teve seu projeto de implantação otimizado o que resultou em uma capacidade instalada de 20,2 MW, contra os 16 MW iniciais. Após estudos para otimização das PCHs Guatica I e II, foram consideradas inviáveis. A construção da PCH Morro Azul com capacidade instalada de 20,2 MW teve início em fevereiro de 2014 e a entrada em operação comercial está prevista para o 1S16. No 1T16, foi finalizado a montagem da estrutura metálica da casa de máquina e cobertura, realizado o comissionamento da ponte rolante e a montagem da estrutura da bifurcação do conduto forçado. Houve início nas atividades da área da subestação com avanço de 20% no período. Continuidade nas atividades da linha de transmissão que atingiu um avanço de 85%. Sequência nas atividades de concreto no vertedouro e na subestação de conexão. Foi finalizado a estrutura civil da tomada d'água e iniciada as atividades da montagem da grade, comporta e central hidráulica da estrutura.

Verde 08: A 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 18,7 MW. Foi comercializada 70% da energia no leilão 06/2013 – ANEEL, pelo prazo de 30 anos, com entrega a partir de Janeiro de 2018 ao preço de R\$ 130,00/MWh (base: Agosto/2013), reajustado ao longo da autorização pela inflação (IPCA). Destacamos que a Licença de Instalação do projeto foi emitida em março de 2015.

Água Limpa: A 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 11,9 MW. Foi comercializada 50% da energia no leilão 10/2013 – ANEEL, pelo prazo de 30 anos, com entrega a partir de Maio de 2018 ao preço de R\$ 138,00/MWh (Base: Dezembro/2013), reajustado ao longo da autorização pela inflação (IPCA).

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 1T16 foi concluído a escavação do túnel de adução com 5,4 km de extensão, um importante marco do empreendimento. A concretagem da casa de força atingiu avanço na ordem de 70%. Na linha de transmissão houve avanço das obras civis e início de montagem das torres. A fabricação dos equipamentos eletromecânicos segue conforme previsto. Na montagem eletromecânica foi iniciado a montagem do conduto forçado e da ponte rolante. Adicionalmente, foi comercializado em janeiro/16, 10MW para um cliente livre por USD 39/MWh, por um período de 3 anos.



Análise do Resultado Consolidado – IFRS

Receita Operacional Líquida

A Alupar e suas subsidiárias registraram Receita Líquida Ajustada de R\$ 372,7 milhões no 1T16, ante os R\$ 356,2 milhões registrados no 1T15. Quando analisamos a Receita Líquida em IFRS da Companhia, verifica-se que no 1T16, totalizou R\$ 381,6 milhões, ante os R\$ 376,1 milhões registrados no 1T15. Contudo, esse aumento da Receita Líquida Ajustada superior ao aumento da Receita Líquida se deve unicamente 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. 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)			
	1T16	1T15	Var. %
Receita de Transmissão de Energia	26,0	26,4	(1,6%)
Receita de Infraestrutura	8,9	19,8	(55,2%)
Remuneração do Ativo de Concessão	270,2	267,6	1,0%
Suprimento de Energia	113,8	93,4	21,8%
Receita Bruta - IFRS	418,9	407,3	2,8%
Deduções	37,3	31,3	19,4%
Receita Líquida - IFRS	381,6	376,1	1,5%
Exclusão da Receita de Infraestrutura	8,9	19,8	(55,2%)
Receita Bruta Ajustada	410,0	387,5	5,8%
Receita Líquida Ajustada	372,7	356,2	4,6%

A variação de 4,6% na Receita Líquida Ajustada no 1T16 é explicada pelo aumento de R\$ 20,4 milhões na receita de Suprimento de Energia, em razão de: (a) término da motorização da UHE Ferreira Gomes em 30/04/2015; (b) início do CCEAR dos parques eólicos Energia dos Ventos em jan/16; (c) estratégia de sazonalização e; (d) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M), conforme detalhado na seção Segmento de Geração.

Quando analisada a Receita Líquida em IFRS, verifica - se que está atingiu R\$ 381,6 milhões no 1T16, ante aos R\$ 376,1 milhões registrados no 1T15. Esta variação é explicada, além dos fatores mencionados acima, pela redução de R\$ 10,9 milhões na Receita de Infraestrutura, em razão principalmente da conclusão da transmissora ETSE em fev/15 e do RBNI da transmissora Transirapé em mar/15. Para mais informações sobre as variações na Receita de Infraestrutura (CAPEX), favor, verificar a seção “Investimentos” mais adiante.

Custo dos Serviços

No 1T16, os Custos dos Serviços totalizaram R\$ 73,2 milhões, 14,5% superior aos R\$ 63,9 milhões apurados no 1T15. Esta variação é decorrente do: (a) aumento de R\$ 11,2 milhões no **Custo dos Serviços Prestados**, em razão da: (i) amortização do risco hidrológico, devido a repactuação no ACR, impacto de R\$ 1,5 milhão; (ii) assessoria jurídica, impacto de R\$ 2,6 milhões; (iii) entrada em operação plena da UHE Ferreira Gomes, em abril de 2015, impacto de R\$ 4,4 milhões; (iv) manutenção não programada na transmissora STN, impacto de R\$ 1,6 milhão e; (v) entrada em operação em totalidade da ETSE (fev/15), impacto de R\$ 0,1 milhão; (b) aumento de R\$ 6,2 milhões na **Energia Comprada para Revenda**, em razão da: (i) compra de energia em decorrência da sazonalização das PCHs Queluz e Lavrinhas, impacto de R\$ 3,1 milhões e; (ii) contabilização negativa na CCEE, impacto de R\$ 2,0 milhões; (c) aumento de R\$ 3,0 milhões na conta **Depreciação e Amortização**, em razão do término da motorização da UHE Ferreira Gomes em abr/15 e da entrada em operação do parque eólico Pitombeira (apto em mar/16), impacto de R\$ 3,0 milhões e; (d) redução de R\$ 10,9 milhões no **Custo de Infraestrutura** devido a conclusão da transmissora ETSE em fev/15 e do RBNI da transmissora Transirapé em mar/15, impacto de R\$ 17,8 milhões.

O custo caixa no 1T16, excluindo o custo de infraestrutura (investimentos) e a depreciação / amortização foi equivalente a 12,4% da Receita Líquida Ajustada, ante 8,1% registrado no 1T15.

Custo dos Serviços R\$ (MM)			
	1T16	1T15	Var. %
Custo dos Serviços			
Custo dos Serviços Prestados	31,5	20,3	55,2%
Energia Comprada para Revenda	6,2	0,0	-
Encargos da Rede Elétrica - CUST	6,5	6,6	(1,5%)
Recursos Hídricos - CFURH	2,0	2,1	(4,8%)
Custo de Infraestrutura	8,9	19,8	(55,2%)
Depreciação / Amortização	18,1	15,1	20,1%
Total	73,2	63,9	14,5%

Despesas Operacionais

No 1T16, as Despesas Operacionais totalizaram R\$ 16,5 milhões, ante os R\$ 12,3 milhões apurados no 1T15.

A variação ocorrida no período é explicada principalmente pelo: (a) aumento de R\$ 0,6 milhão na conta **Administrativas e Gerais**, devido principalmente a implantação da UHE La Virgen e da PCH Morro Azul, impacto de R\$ 1,0 milhão e; (b) redução de R\$ 3,5 milhões na **Equivalência Patrimonial**, principalmente em razão do resultado da TNE que totalizou um lucro líquido de R\$ 1,1 milhão no 1T16 ante um lucro de R\$ 7,4 milhões no 1T15, impacto de R\$ 3,2 milhões. Importante destacar que a redução do lucro no período deve-se ao protocolo junto à ANEEL do pedido de devolução amigável da concessão da TNE, dado que no 1T16 a prática do IFRIC 12 foi adotada apenas para os bens unitizados (Subestação Boa Vista) e, no 1T15 a adoção da prática do IFRIC 12 era adotada para todo o empreendimento.

Despesas Operacionais R\$ (MM)			
	1T16	1T15	Var. %
Despesas Operacionais			
Administrativas e Gerais	10,0	9,4	6,9%
Pessoal e Administradores	12,8	13,1	(2,3%)
Equivalência Patrimonial	(7,7)	(11,2)	(31,2%)
Outros	0,1	-	-
Depreciação / Amortização	1,3	1,1	18,2%
Total	16,5	12,3	34,1%



EBITDA

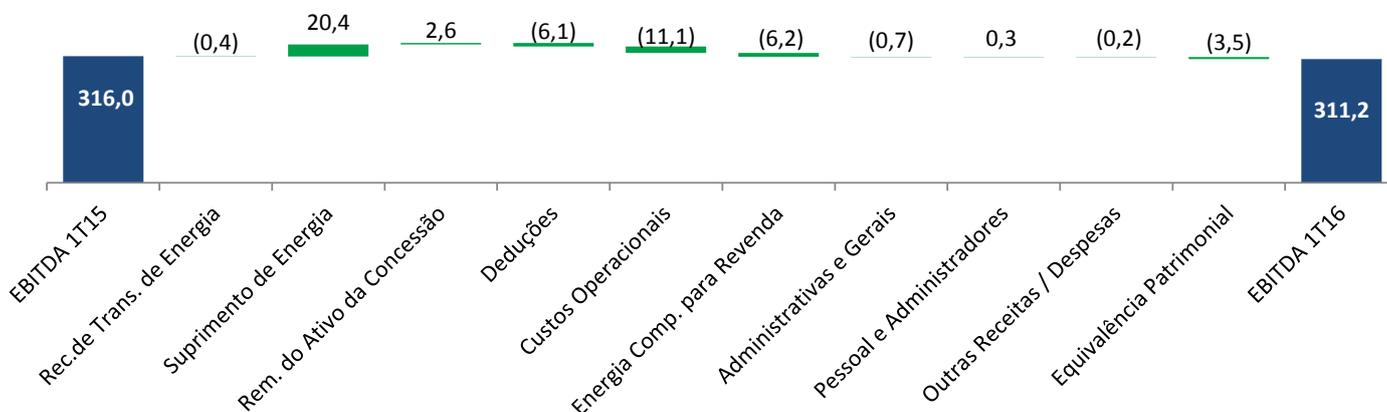
No 1T16, o EBITDA totalizou R\$ 311,2 milhões, ante os R\$ 316,0 milhões registrados no 1T15. Já a Margem EBITDA Ajustada, excluindo a Receita de Infraestrutura atingiu 83,5% ante os 88,7% registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no EBITDA, deve-se: (a) aumento de R\$ 20,4 milhões na **Receita de Suprimento de Energia**, em razão: (i) término da motorização da UHE Ferreira Gomes em abril/15; (ii) início dos CCEARs dos parques eólicos Energia dos Ventos em jan/16; (iii) estratégia de sazonalização e; (iv) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M); (b) aumento de R\$ 11,1 milhões nos **Custos Operacionais**, devido a: (i) amortização do risco hidrológico, em razão da repactuação no ACR; (ii) assessoria jurídica; (iii) entrada em operação plena da UHE Ferreira Gomes, em abril de 2015; (iv) manutenção não programada na transmissora STN e; (v) entrada em operação em totalidade da ETSE em fev/15; (c) aumento de R\$ 6,2 milhões na **Energia Comprada para Revenda**, devido a: (i) compra de energia em decorrência da sazonalização das PCHs Queluz e Lavrinhas e; (ii) contabilização negativa na CCEE e; (d) redução de R\$ 3,5 milhões na **Equivalência Patrimonial**, devido principalmente redução no resultado da TNE em função do protocolo junto à ANEEL do pedido de devolução amigável da concessão. Para mais informações sobre as variações, favor, verificar as seções “Segmento de Transmissão” e “Segmento de Geração”.

EBITDA (R\$ MM)				
	1T16	1T15	Var. %	
Receita Bruta Ajustada	410,0	387,5	5,8%	
Deduções	(37,3)	(31,3)	19,4%	
Receita Líquida Ajustada	372,7	356,2	4,6%	
Custos Operacionais	(40,0)	(29,0)	37,9%	
Compra de Energia	(6,2)	-	-	
Despesas Operacionais	(23,0)	(22,4)	2,6%	
Equivalência Patrimonial	7,7	11,2	(31,2%)	
EBITDA	311,2	316,0	(1,5%)	
Margem EBITDA	83,5%	88,7%	(5,2 p.p)	

Segue abaixo a formação do EBITDA:

Formação do EBITDA 1T16 (R\$ MM)

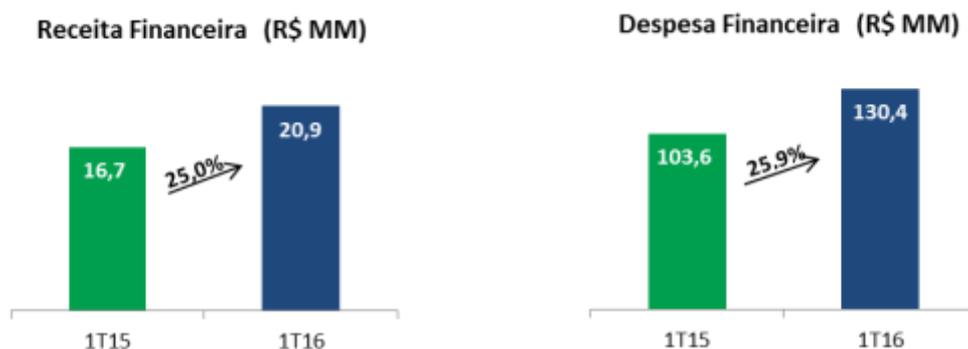




Resultado Financeiro

Totalizou R\$ 109,5 milhões no 1T16, ante os R\$ 86,9 milhões registrados no mesmo período do ano anterior.

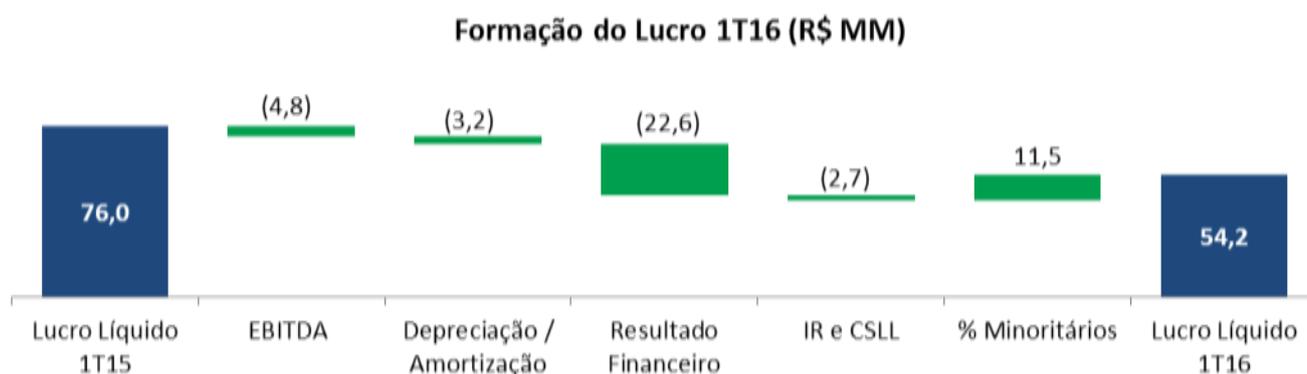
Esta variação no resultado financeiro foi proveniente principalmente do aumento de R\$ 26,8 milhões nas despesas financeiras, que deve-se: (i) aumento da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que incide sobre 34,6% do endividamento consolidado da Companhia, que registrou 3,20% no 1T16, ante 2,76% no 1T15; (ii) aumento da taxa de juros de longo prazo (“TJLP”), que incide sobre 25,1% do endividamento consolidado da Companhia, que registrou 1,88% no 1T16, ante 1,38% no 1T15; (iii) captação pela Holding de R\$ 250,0 milhões em abril/2015, com juros equivalente a IPCA + 7,33% a.a. e; (iv) aumento nas despesas financeiras da UHE Ferreira Gomes devido à entrada em operação comercial em jan/15, dado que no 1T15 as despesas e juros eram capitalizados e no 1T16 passaram a transitar no resultado da Companhia, impacto de R\$ 10,8 milhões.



Lucro Líquido

No 1T16, o lucro líquido totalizou R\$ 54,2 milhões, ante os R\$ 76,0 milhões registrados no 1T15.

Essa variação é resultado da: (a) redução de R\$ 4,8 milhões no **EBITDA**, conforme detalhado anteriormente; (b) aumento de R\$ 3,2 milhões na **Depreciação / Amortização**, em razão do término da motorização da UHE Ferreira Gomes em abr/15 e da entrada em operação do parque eólico Pitombeira (apto em mar/16); (c) aumento de R\$ 22,6 milhões no **Resultado Financeiro** conforme detalhado acima na seção “Resultado Financeiro” e; (d) redução de R\$ 11,5 milhões na **% de minoritários**, principalmente em razão do aumento de participação no capital social das UHEs Foz do Rio Claro e São José e da redução no lucro destas mesmas geradoras, em razão da estratégia de sazonalização.



Investimentos

No 1T16 foram realizados investimentos totais da ordem de R\$ 139,1 milhões em nossas empresas, sendo R\$ 8,9 milhões investidos no segmento de transmissão, R\$ 127,2 milhões no segmento de geração e R\$ 3,0 milhões no desenvolvimento de novos negócios, ante R\$ 214,5 milhões registrados no 1T15, quando R\$ 19,8 milhões foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 192,9 milhões foram investidos no segmento de geração e R\$ 1,8 milhão no desenvolvimento de novos negócios.

O volume de investimentos realizados no 1T16 reflete a implantação da UHE La Virgen, da PCH Morro Azul (Risaralda), dos Parques Eólicos Energia dos Ventos e do RBNI na transmissora ETVG.

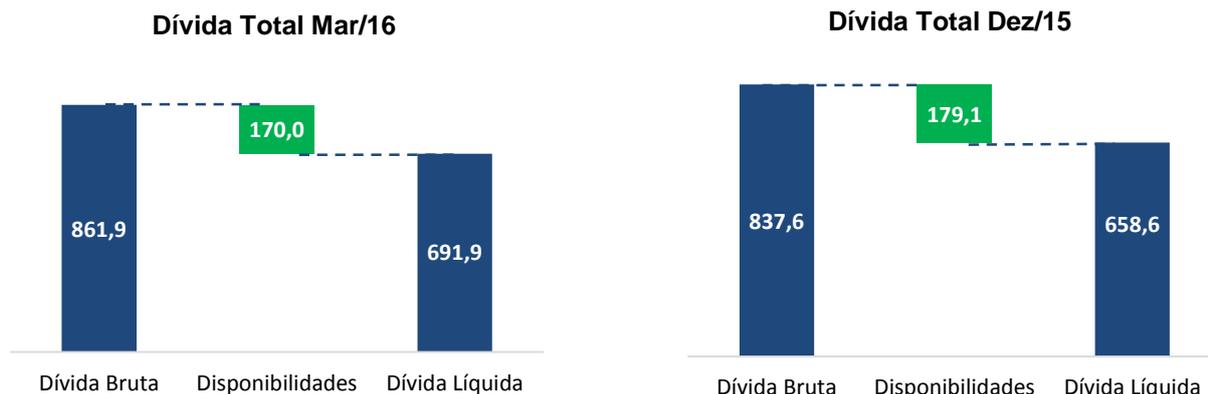
Investimentos (R\$ MM)		
	1T16	1T15
Transmissão	8,9	19,8
ETSE	-	14,7
Transirapé	1,1	4,1
ELTE	1,2	0,9
ETVG	6,5	0,1
Outros	0,1	-
Geração	127,2	192,9
Ferreira Gomes	0,1	19,5
Energia dos Ventos	34,7	137,3
La Virgen	65,0	7,4
Morro Azul	10,0	12,5
Antônio Dias	0,7	1,0
Verde 08	1,8	0,6
Outros	14,9	14,6
Holding	3,0	1,8
Total	139,1	214,5



Endividamento

Controladora:

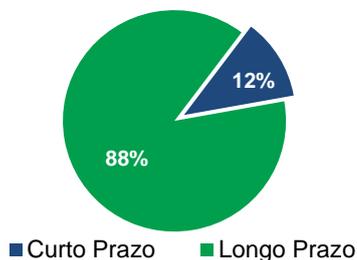
Em mar/2016 a dívida líquida da holding totalizou R\$ 691,9 milhões, R\$ 33,3 milhões superior aos R\$ 658,6 milhões registrados em dez/2015. Esta variação é explicada principalmente pela: (a) variação monetária e previsões de encargos nas emissões de debentures da holding e; (b) aportes realizados nos projetos em implantação.



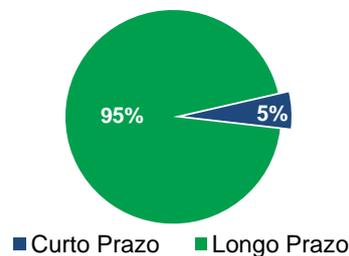
A dívida bruta da Holding totalizou R\$ 861,9 milhões em mar/16, 2,9% superior aos R\$ 837,6 milhões registrados em dez/2015. A dívida bruta da controladora consiste praticamente em emissões de debêntures (97,0%), sendo 18,3% indexadas por CDI e 81,7% por IPCA, com um perfil bem alongado, sendo aproximadamente 27,8% dos vencimentos após 2021. Para mais informações sobre o Endividamento da Controladora, favor, verificar a Nota Explicativas 23 “Empréstimos e Financiamentos” e 24 “Debêntures” das demonstrações financeiras do 1T16.

Abaixo o perfil da dívida da Controladora:

Perfil da Dívida Controladora Mar/16



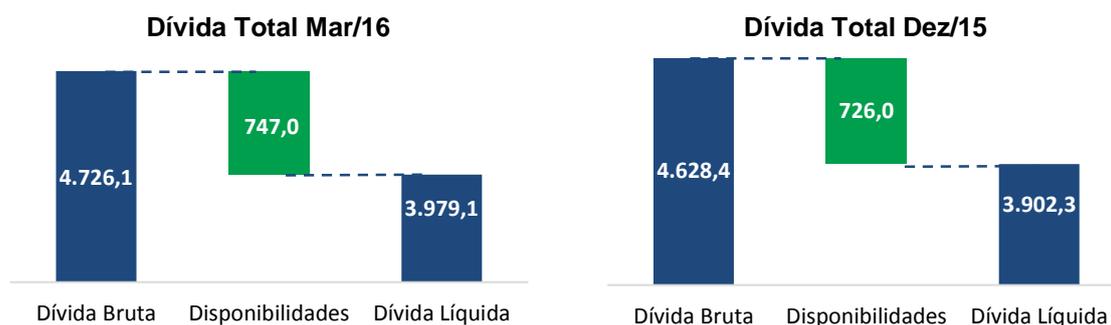
Perfil da Dívida Controladora Dez/15



Consolidado:

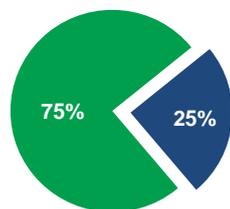
A dívida bruta da Alupar e suas subsidiárias totalizaram R\$ 4.726,1 milhões em mar/16, 2,1% ou R\$ 97,7 milhões superior aos R\$ 4.628,4 milhões apurados em dez/15. A dívida líquida registrada em mar/16 foi de R\$ 3.979,1 milhões, R\$ 76,8 milhões superior aos R\$ 3.902,3 milhões registrados em dez/15.

Esta variação é explicada pela: (a) liberação no 1T16 de uma tranche, no montante de COP 22.000.000.000 referente a captação feita pela Risaralda em novembro de 2014 no montante integral de COP 88.000.000.000, junto ao Banco Corpbanca, impacto de R\$ 26,1 milhões; (b) liberação de R\$ 151,5 milhões (1ª tranche) em mar/16, do montante total contratado com o BNDES de R\$ 261,3 milhões e; (c) valorização do real frente ao dólar, que encerrou o 1T16 em R\$3,56/US\$1 ante R\$ 3,90/US\$1 no 4T15, impacto de R\$ 43,6 milhões.



A dívida de curto prazo registrada em mar/16 totalizou R\$ 1.165,7 milhões, ante os R\$ 1.112,9 milhões registrados em dez/15.

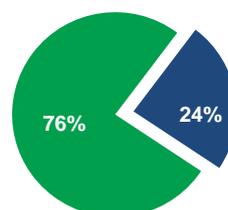
Perfil da Dívida Consolidada Mar/16



■ Curto Prazo ■ Longo Prazo

Dos 25% da dívida de curto prazo, 52% ou R\$ 604,4 milhões são referentes a empréstimos ponte.

Perfil da Dívida Consolidada Dez/15



■ Curto Prazo ■ Longo Prazo

Em mar/16 as disponibilidades da Alupar e suas subsidiárias somavam R\$ 747,0 milhões, R\$ 21,0 milhões superior aos R\$ 726,0 milhões registrados em dez/15.

Da dívida consolidada, R\$ 861,9 milhões referem-se à Controladora, conforme detalhado acima, outros R\$ 2.972,9 milhões estão alocados nas empresas operacionais, que possuem fluxo de pagamento compatível com as respectivas gerações de caixa e outros R\$ 891,3 milhões referem-se aos projetos em implantação, sendo R\$ 117,6 milhões alocados na PCH Morro Azul (Risaralda), R\$ 364,8 milhões alocados na Alupar Peru / La Virgen para implantação da UHE La Virgen, R\$ 383,7 milhões alocadas no Complexo Aracati (Energia dos Ventos) e R\$ 25,2 milhões alocados na implantação do reforço da ETVG.

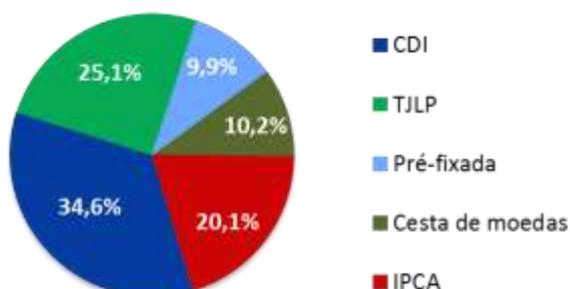
Do total da dívida, R\$ 1.664,2 milhões são para projetos de infraestrutura (project finance) junto a bancos de fomento.

No 1T16, as emissões de debêntures corresponderam a R\$ 2.552,6 milhões ou 54% do total da dívida. As debêntures de emissão da holding representam um saldo de R\$ 836,5 milhões e as emissões das subsidiárias EATE, ECTE, ENTE, ETEP, STN, Ferreira Gomes, Transirapé, Transleste, Transudeste e Energia dos Ventos representam um saldo de R\$ 1.716,1 milhões.

A dívida em moeda estrangeira totalizou R\$ 484,1 milhões ou 10,2% do total da dívida, sendo R\$ 1,7 milhão financiamentos em cesta de moedas junto a bancos de fomento e R\$ 482,4 milhões para a implantação dos projetos de geração no Peru e na Colômbia.



Composição Dívida Total por Indexador (%)

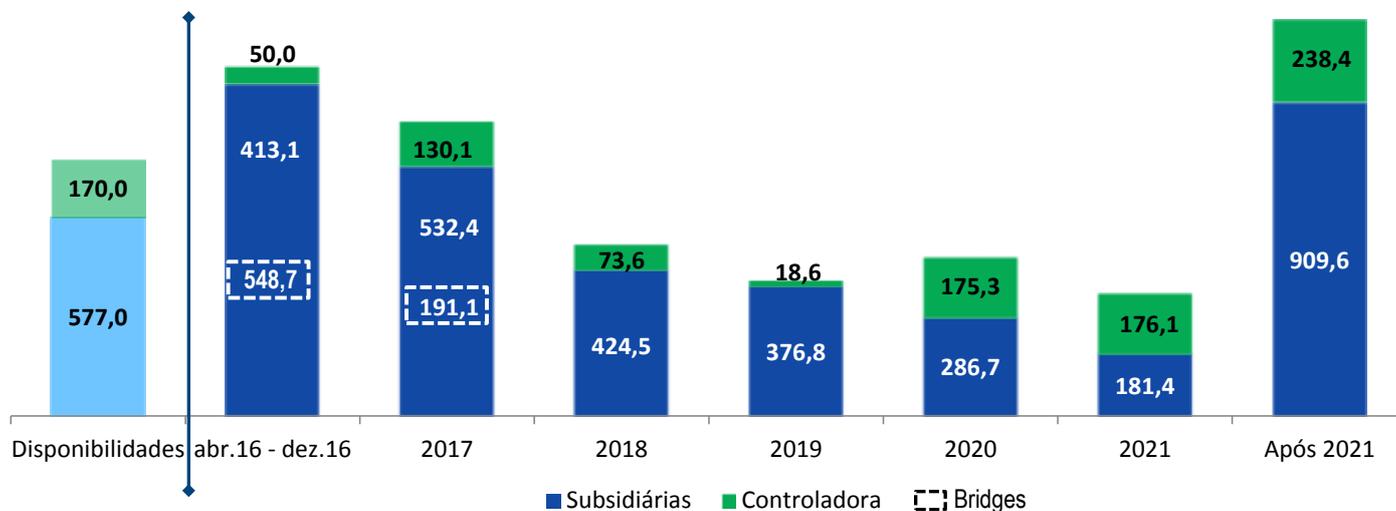


Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



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)



Fitch Ratings

✓ Corporativo (escala nacional) **AA+**



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\$ 3,5 milhões. No dia 12 de maio de 2016, o valor de mercado da Alupar era de R\$ 3,084 bilhões.

Próximos Eventos

Teleconferência de Resultados do 1T16

Data: 13 de maio de 2016

Português

15h30 (Horário de Brasília)
 14h30 (Horário de Nova Iorque)
 Telefone: + 55 (11) 3193-1001 /
 + 55 (11) 2820-4001
 Senha: Alupar
 Replay: + 55 (11) 3193-1012 /
 + 55 (11) 2820-4012
 Senha: 8062424#

Inglês (tradução simultânea)

15h30 (Horário de Brasília)
 14h30 (Horário de Nova Iorque)
 Telefone: +1 (786) 924-6977
 Senha: Alupar
 Replay: + 55 (11) 3193-1012 /
 + 55 (11) 2820-4012
 Senha: 8165809#



ANEXO 01 – REGULATÓRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015
ATIVO				
CIRCULANTE	328.276	298.851	1.127.426	1.070.248
Caixa e equivalentes de caixa	122.621	134.631	613.223	591.857
Investimentos de curto prazo	47.365	44.430	47.365	44.430
Títulos e valores mobiliários	-	-	82.513	82.907
Contas a receber de clientes	17.715	15.051	202.124	182.712
Contas a receber com partes relacionadas	14	4	-	-
Dividendos a receber	111.250	63.645	4.524	4.524
Juros sobre capital próprio	-	11.563	-	-
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	25.596	26.736	38.529	38.563
Outros tributos compensáveis	219	-	10.355	12.623
Adiantamento a fornecedores	148	200	36.238	35.349
Estoques	-	-	550	541
Despesas pagas antecipadamente	2.153	1.710	9.822	9.868
Cauções e depósitos judiciais	-	-	-	-
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Ativos mantidos para venda	-	-	-	-
Outros ativos	1.195	881	82.183	66.874
NÃO CIRCULANTE	2.542.289	2.538.527	7.173.722	7.206.866
Contas a receber de clientes	-	-	9.155	8.358
Contas a receber com partes relacionadas	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	70.020	54.662	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	3.907	6.844
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.256	3.309
Outros tributos compensáveis	-	-	8.291	8.287
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	11.450	12.382
Adiantamento a fornecedores	-	-	2.394	2.394
Estoques	-	-	566	-
Cauções e depósitos judiciais	2.181	2.090	7.791	7.727
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Outros ativos	-	-	39.822	41.817
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	296.043	303.802	346.016	355.770
Investimentos em controladas	2.074.148	2.080.624	-	-
Propriedades para investimento	9.271	9.271	9.271	9.271
Imobilizado	3.431	3.457	6.509.037	6.532.153
Intangível	87.195	84.621	222.766	218.554
ATIVO TOTAL	2.870.565	2.837.378	8.301.148	8.277.114



	Controladora		Consolidado	
	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015
PASSIVO				
CIRCULANTE	212.159	160.130	1.843.360	1.927.046
Empréstimos e financiamentos	11.784	11.791	493.161	519.997
Debêntures	90.747	33.745	672.517	592.889
Fornecedores	8.991	12.646	248.554	341.561
Salários, férias e encargos sociais	1.111	956	11.546	10.284
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	29.970	55.689
Outros tributos a pagar	147	1.612	25.562	26.112
Provisões de constituição dos ativos	-	-	50.259	83.449
Dividendos a pagar	99.355	99.355	186.637	150.764
Provisão para gastos ambientais	-	-	21.482	22.239
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	49.940	48.213
Provisões para contingências	-	-	66	66
Adiantamentos de clientes	-	-	30.279	58.208
Outras obrigações	24	25	23.387	17.575
NÃO CIRCULANTE	790.330	831.538	3.714.654	3.653.054
Empréstimos e financiamentos	13.642	16.565	1.680.387	1.557.321
Debêntures	745.776	775.524	1.880.076	1.958.153
Fornecedores	-	-	250	250
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	309	359
Outros tributos a pagar	-	-	22	26
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	5.758	5.705
Provisões para contingências	2.227	2.103	5.391	4.213
Adiantamentos de clientes	-	-	98.682	82.902
Provisão para gastos ambientais	-	-	11.214	11.214
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	-	-
Provisões de constituição dos ativos	-	-	9.701	9.606
Outras obrigações	-	-	22.864	23.305
Provisão para passivo a descoberto	28.685	37.346	-	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.868.076	1.845.710	1.868.076	1.845.710
Capital social subscrito e integralizado	1.625.227	1.625.227	1.625.227	1.625.227
(-) Gastos com emissão de ações	(34.569)	(34.569)	(34.569)	(34.569)
Reserva de capital	(12.169)	9.391	(12.169)	9.391
Reservas de lucros	126.767	126.768	126.767	126.768
Dividendo adicional proposto	75.617	75.617	75.617	75.617
Lucros acumulados	45.048	-	45.048	-
Outros resultados abrangentes	42.155	43.276	42.155	43.276
Participação de acionistas não controladores	-	-	875.058	851.304
Patrimônio líquido + participação de acionistas não controladores	1.868.076	1.845.710	2.743.134	2.697.014
PASSIVO TOTAL	2.870.565	2.837.378	8.301.148	8.277.114



	Controladora		Consolidado	
	31/03/2016	31/03/2015	31/03/2016	31/03/2015
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Sistema de transmissão de energia	-	-	301.402	286.018
Sistema de geração de energia	15.715	-	113.830	93.423
Prestação de serviços	-	-	-	-
	15.715	-	415.232	379.441
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	(1.404)	-	(37.325)	(31.273)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	14.311	-	377.907	348.168
CUSTO DO SERVIÇO				
Custo com energia elétrica				
Energia comprada para revenda	(13.531)	-	(6.189)	(33)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	(6.503)	(6.559)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	(1.996)	(2.096)
Custo de operação				
Custo dos serviços prestados	(100)	-	(30.622)	(19.726)
Custo de infraestrutura	-	-	-	-
Depreciação / amortização	-	-	(45.635)	(40.550)
	(13.631)	-	(90.945)	(68.964)
LUCRO BRUTO	680	-	286.962	279.204
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS				
Administrativas e gerais	(6.547)	(7.652)	(24.242)	(23.665)
Equivalência patrimonial	84.409	80.238	4.989	4.833
Outras receitas	1.232	-	1.303	82
Outras despesas	(1.380)	-	(1.454)	(45)
	77.714	72.586	(19.404)	(18.795)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	78.394	72.586	267.558	260.409
Despesas financeiras	(39.571)	(26.427)	(130.398)	(103.597)
Receitas financeiras	6.225	8.402	20.930	16.739
	(33.346)	(18.025)	(109.468)	(86.858)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	45.048	54.561	158.090	173.551
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	(30.736)	(36.230)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	(53)	-
	-	-	(30.789)	(36.230)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	45.048	54.561	127.301	137.321
Atribuído a sócios da empresa controladora	45.048	54.561	45.048	54.561
Atribuído a sócios não controladores	-	-	82.253	82.760
	45.048	54.561	127.301	137.321



ANEXO 02 – SOCIETÁRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015
ATIVO				
CIRCULANTE	328.276	298.851	2.420.634	2.320.219
Caixa e equivalentes de caixa	122.621	134.631	613.223	591.857
Investimentos de curto prazo	47.365	44.430	47.365	44.430
Títulos e valores mobiliários	-	-	82.513	82.907
Contas a receber de clientes	17.715	15.051	202.124	182.712
Contas a receber com partes relacionadas	14	4	-	-
Dividendos a receber - partes relacionadas	111.250	63.645	4.524	4.524
Juros sobre capital próprio - partes relacionadas	-	11.563	-	-
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	25.596	26.736	39.171	39.419
Outros tributos compensáveis	219	-	10.355	12.623
Adiantamento a fornecedores	148	200	36.238	35.349
Estoques	-	-	2.249	541
Despesas pagas antecipadamente	2.153	1.710	9.822	9.868
Ativo financeiro da concessão	-	-	1.290.867	1.249.115
Outros ativos	1.195	881	82.183	66.874
NÃO CIRCULANTE	3.237.380	3.202.894	7.660.629	7.691.444
Contas a receber de clientes	-	-	9.155	8.358
Adiantamento para futuro aumento de capital - partes relacionadas	70.020	54.662	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	3.907	6.844
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	17.848	17.901
Outros tributos compensáveis	-	-	8.291	8.287
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	11.140	12.382
Adiantamento a fornecedores	-	-	2.394	2.394
Estoques	-	-	26.119	25.534
Cauções e depósitos judiciais	2.181	2.090	7.731	7.666
Ativo financeiro da concessão	-	-	3.282.997	3.321.056
Outros ativos	-	-	39.822	43.533
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	334.518	340.119	409.968	416.996
Investimentos em controladas	2.730.764	2.708.674	-	-
Propriedades para investimento	9.271	9.271	9.271	9.271
Imobilizado	3.431	3.457	3.659.320	3.661.828
Intangível	87.195	84.621	172.666	149.394
ATIVO TOTAL	3.565.656	3.501.745	10.081.263	10.011.663



	Controladora		Consolidado	
	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015
PASSIVO				
CIRCULANTE	212.159	160.130	1.843.408	1.927.256
Empréstimos e financiamentos	11.784	11.791	493.161	519.997
Debêntures	90.747	33.745	672.517	592.889
Fornecedores	8.991	12.646	248.553	341.561
Salários, férias e encargos sociais	1.111	956	11.546	10.284
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	30.017	55.897
Outros tributos a pagar	147	1.612	25.562	26.112
Provisões de constituição dos ativos	-	-	50.259	83.449
Dividendos a pagar - partes relacionadas	99.355	99.355	186.637	150.764
Provisão para gastos ambientais	-	-	21.482	22.239
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	49.940	48.213
Provisões para contingências	-	-	66	66
Adiantamentos de clientes	-	-	30.279	58.208
Outras obrigações	24	25	23.389	17.577
NÃO CIRCULANTE	790.330	831.538	4.085.480	4.017.361
Empréstimos e financiamentos	13.642	16.565	1.680.387	1.557.321
Debêntures	745.776	775.524	1.880.076	1.958.153
Fornecedores	-	-	250	250
Adiantamento para futuro aumento de capital - partes relacionadas	-	-	309	359
Outros tributos a pagar	-	-	22	26
Imposto de renda e contribuição social corrente	-	-	1.555	1.555
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	412.916	406.610
Provisões para contingências	2.227	2.103	5.391	4.213
Adiantamentos de clientes	-	-	60.795	44.749
Provisão para gastos ambientais	-	-	11.214	11.214
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	-	-
Provisões de constituição dos ativos	-	-	9.701	9.606
Outras obrigações	-	-	22.864	23.305
Provisão para passivo a descoberto	28.685	37.346	-	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.563.167	2.510.077	2.563.167	2.510.077
Capital social subscrito e integralizado	1.625.227	1.625.227	1.625.227	1.625.227
(-) Gastos com emissão de ações	(34.569)	(34.569)	(34.569)	(34.569)
Reserva de capital	52.749	52.749	52.749	52.749
Reservas de lucros	747.777	747.777	747.777	747.777
Dividendo adicional proposto	75.617	75.617	75.617	75.617
Lucros acumulados	54.211	-	54.211	-
Outros resultados abrangentes	42.155	43.276	42.155	43.276
Participação de acionistas não controladores	-	-	1.589.208	1.556.969
Patrimônio líquido + participação de acionistas não controladores	2.563.167	2.510.077	4.152.375	4.067.046
PASSIVO TOTAL	3.565.656	3.501.745	10.081.263	10.011.663



	Controladora		Consolidado	
	31/03/2016	31/03/2015	31/03/2016	31/03/2015
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Sistema de transmissão de energia	-	-	305.095	313.915
Sistema de geração de energia	15.715	-	113.830	93.423
Prestação de serviços	-	-	-	-
	15.715	-	418.925	407.338
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	(1.404)	-	(37.325)	(31.273)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	14.311	-	381.600	376.065
CUSTO DO SERVIÇO				
Custo com energia elétrica				
Energia comprada para revenda	(13.531)	-	(6.189)	(33)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	(6.503)	(6.559)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	(1.996)	(2.096)
Custo de operação				
Custo dos serviços prestados	(100)	-	(31.541)	(20.319)
Custo de infraestrutura	-	-	(8.892)	(19.846)
Depreciação / amortização	-	-	(18.110)	(15.081)
	(13.631)	-	(73.231)	(63.934)
LUCRO BRUTO	680	-	308.369	312.131
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS				
Administrativas e gerais	(6.547)	(7.652)	(24.123)	(23.545)
Equivalência patrimonial	93.572	101.634	7.717	11.214
Outras receitas	1.232	-	1.303	82
Outras despesas	(1.380)	-	(1.441)	(45)
	86.877	93.982	(16.544)	(12.294)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	87.557	93.982	291.825	299.837
Despesas financeiras	(39.571)	(26.427)	(130.398)	(103.597)
Receitas financeiras	6.225	8.402	20.930	16.739
	(33.346)	(18.025)	(109.468)	(86.858)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	54.211	75.957	182.357	212.979
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	(30.790)	(36.230)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	(6.616)	1.494
	-	-	(37.406)	(34.736)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	54.211	75.957	144.951	178.243
Atribuído a sócios da empresa controladora	54.211	75.957	54.211	75.957
Atribuído a sócios não controladores	-	-	90.740	102.286
	54.211	75.957	144.951	178.243