

São Paulo, 15 de maio de 2019 – A Alupar Investimento S.A. (B3: ALUP11), divulga hoje seus resultados do 1T19. 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).

1T19

Teleconferência: 16/05/2019

Português

15h00 (Horário de Brasília)
14h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: + 55 (11) 2188-0155
Senha: Alupar
Replay: +55 (11) 2188-0400
Senha: Alupar

Inglês (tradução simultânea)

15h00 (Horário de Brasília)
14h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: +1 (646) 843-6054
Senha: Alupar
Replay: +55 (11) 2188-0400
Senha: Alupar

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 15/05/2018

ALUP11: R\$ 22,50
Total de UNITS¹: 293.037.090
Market-Cap: R\$ 6,593 bilhões

(1) Units Equivalentes

Destaques do Período

• **Resultado Societário (IFRS):** No 1T19, a Receita Líquida atingiu **R\$ 1.145,8 milhões**, R\$ 780,3 milhões superior aos **R\$ 365,5 milhões** apurados no 1T18.

No 1T19, o EBITDA atingiu **R\$ 834,8 milhões**, R\$ 576,6 milhões superior aos **R\$ 258,3 milhões** apurados no 1T18.

No 1T19, o Lucro Líquido totalizou **R\$ 400,5 milhões**, R\$ 341,6 milhões superior aos **R\$ 58,9 milhões** registrados no 1T18.

• **Resultado Regulatório:** No 1T19, a Receita Líquida atingiu **R\$ 464,1 milhões**, 19,4% superior aos **R\$ 388,7 milhões** apurados no 1T18.

No 1T19, o EBITDA totalizou **R\$ 286,4 milhões**, ante os **R\$ 298,7 milhões** apurados no 1T18.

No 1T19, o Lucro Líquido totalizou **R\$ 69,4 milhões**, 3,1% superior aos **R\$ 67,3 milhões** registrados no 1T18.

• **Em 08 de abril de 2019, a Alupar comunicou ao mercado que sua subsidiária ETAP obteve, em 06/04/2019, autorização para início de operação comercial, antecipando em aproximadamente 9 meses sua energização, prevista, conforme cronograma da ANEEL, para 27/12/2019.**

• **Em 29 de abril de 2019, foi aprovado em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária a distribuição de dividendos no montante de R\$ 184.613.366,49 (equivalente a R\$ 0,63 por Unit), referente a 50,2% do lucro líquido do exercício de 2018, sendo:**

1 - R\$ 52.746.676,14, equivalente a R\$ 0,06 por ação ou R\$ 0,18 por Unit, a título de dividendos intercalares:

Ex - dividendo a partir de 7 de dezembro de 2018;

Pagamento em 19 de dezembro de 2018.

2 - R\$ 131.866.690,35, equivalente a R\$ 0,15 por ação ou R\$ 0,45 por Unit, a título de dividendos:

Ex - dividendo a partir de 30 de abril de 2019;

Pagamento até 31 de dezembro de 2019.

Principais Indicadores Consolidados

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"			
R\$ MM	1T19	1T18	Var.%
Receita Líquida	1.145,8	365,5	213,5%
EBITDA (CVM 527)	834,8	258,3	223,3%
Margem EBITDA	72,9%	70,7%	2,2 p.p
Margem EBITDA Ajustada*	86,0%	74,6%	11,4 p.p
Resultado Financeiro	(57,8)	(62,2)	(7,0%)
Lucro Líquido consolidado	646,9	129,4	399,9%
Minoritários Subsidiárias	246,4	70,5	249,6%
Lucro Líquido Alupar	400,5	58,9	-
Lucro Líquido por UNIT (R\$)**	1,37	0,20	-
Dívida Líquida***	2.873,8	2.700,7	6,4%
Dív. Líquida / Ebitda****	0,9	2,6	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"			
R\$ MM	1T19	1T18	Var.%
Receita Líquida	464,1	388,7	19,4%
EBITDA (CVM 527)	286,4	298,7	(4,1%)
Margem EBITDA	61,7%	76,8%	(15,1 p.p)
Resultado Financeiro	(57,8)	(62,2)	(7,0%)
Lucro Líquido consolidado	162,0	154,4	4,9%
Minoritários Subsidiárias	92,5	87,0	6,3%
Lucro Líquido Alupar	69,4	67,3	3,1%
Lucro Líquido por UNIT (R\$)**	0,24	0,23	3,1%
Dívida Líquida***	2.873,8	2.700,7	6,4%
Dív. Líquida / Ebitda****	2,5	2,3	

*Subtraído da Receita Líquida o Capex realizado (Custo de Infraestrutura)

**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 e CPC 47) os investimentos (Capex) das transmissoras devem ser contabilizados como receita e como custo. Dessa forma, para cálculo da Margem EBITDA Ajustada é realizada a divisão do EBITDA pela Receita Líquida subtraída do Custo de Infraestrutura (Capex).

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) e ICPC 47 (IFRIC 15). Os ICPCs 01 e 47 tem um impacto material em relação às nossas empresas do segmento de transmissão, com a criação da conta patrimonial de "Ativo Contratual", extinção do "Ativo Imobilizado" e várias modificações na estrutura e apresentação das "Receitas" na Demonstração de Resultados.

Transmissão

A Alupar possui participação em concessões de 29 sistemas de transmissão de energia elétrica, totalizando 7.736 km de linhas de transmissão, por meio de concessões com prazo de 30 anos localizadas no Brasil e um perpétuo localizado na Colômbia, sendo 19 operacionais e 10 em fase de implantação, que possuem cronograma de entrada em operação comercial até 2022.

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

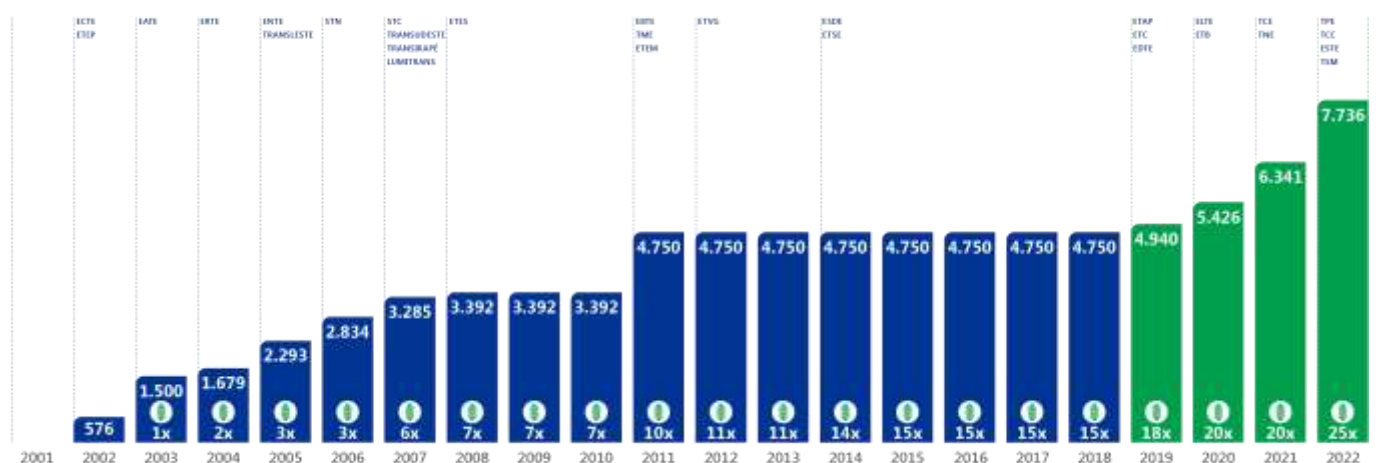
Empresa	Prazo da Concessão		Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2016-17)	RAP/RBNI (Ciclo 2017-18)	RAP/RBNI (Ciclo 2018-19)	Índice
	Início	Fim						
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 96,5	R\$ 56,4	R\$ 51,2	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 221,6	R\$ 225,1	R\$ 234,7	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 49,8	R\$ 50,5	R\$ 52,7	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 422,3	R\$ 354,3	R\$ 227,2	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 79,7	R\$ 47,5	R\$ 49,6	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 177,3	R\$ 180,1	R\$ 189,2	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 40,2	R\$ 40,8	R\$ 42,5	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 24,9	R\$ 25,3	R\$ 26,4	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 29,2	R\$ 33,1	R\$ 34,5	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 41,5	R\$ 44,0	R\$ 45,2	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 26,2	R\$ 26,6	R\$ 27,8	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 14,3	R\$ 14,1	R\$ 14,5	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	775 km	R\$ 44,4	R\$ 47,0	R\$ 48,3	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 48,3	R\$ 50,1	R\$ 51,5	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 12,6	R\$ 13,1	R\$ 13,5	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 12,0	R\$ 12,5	R\$ 12,9	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 10,2	R\$ 10,7	R\$ 11,0	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 162,5	R\$ 147,5	R\$ 158,1	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 21,6	R\$ 19,6	R\$ 20,2	IPCA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+40km	R\$ 34,3	R\$ 35,6	R\$ 36,6	IPCA
ETAP (Lote I)	02/09/2016	02/09/2046	06/04/2019	Subestação+20km	R\$ 50,5	R\$ 52,3	R\$ 53,8	IPCA
ETC (Lote T)	02/09/2016	02/09/2046	Pré-Oper.	Subestação	R\$ 29,3	R\$ 30,3	R\$ 31,2	IPCA
TPE (Lote 2)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	541km	R\$ 214,7	R\$ 221,6	R\$ 228,0	IPCA
TCC (Lote 6)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	288km	R\$ 146,0	R\$ 150,7	R\$ 155,0	IPCA
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	236km	R\$ 101,0	R\$ 104,3	R\$ 107,3	IPCA
TCE (Colômbia)	22/11/2016	Perpétua	Pré-Oper.	200km	R\$ 73,1*	R\$ 73,1*	R\$ 86,8*	PPI
TSM (Lote 19)	11/08/2017	11/08/2047	Pré-Oper	330 km	R\$ 99,1	R\$ 101,3	R\$ 104,2	IPCA
ETB (Lote E)	27/09/2016	27/09/2046	Pré-Oper	446 km	-	R\$ 131,1	R\$ 134,8	IPCA
EDTE (Lote M)	01/12/2016	01/12/2046	Pré-Oper	170 km	-	R\$ 64,2	R\$ 66,1	IPCA
TOTAL				7.736 km	R\$ 2.283,1	R\$ 2.362,8	R\$ 2.314,8	

*USD 1,0 - BRL 3,25 ** USD 1,0 - BRL 3,86

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 no segmento de geração de energia elétrica por meio de UHEs, PCHs e parques eólicos, localizados no Brasil, Colômbia e Peru. O portfólio de ativos totaliza uma capacidade instalada de 580,0 MW em operação, 84,0 MW em implantação, além de um projeto (Antônio Dias) de 23 MW em fase de licenciamento.

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	61,00%	61,00%	30,0	21,4
Foz do Rio Claro	Ago/06	Ago/41	Ago/10	100,00%	69,83%	68,4	39,0
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	Mai/18	85,00%	85,00%	30,0	18,7
La Virgen	Out/05	Vitalícia	Pré - Operacional	84,58%	84,58%	84,0	49,3
Antônio Dias	Jul/14	Jul/49	Pré - Operacional	90,00 %	90,00 %	23,0	11,4
TOTAL						687,0	408,8

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 36** de “Informações por Segmento” das demonstrações financeiras do 1T19.

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, EBITDA e o lucro na demonstração do resultado Societário.

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"			
R\$ MM	1T19	1T18	Var. %
Receita Líquida	1.070,3	276,5	287,1%
Custo dos Serviços Prestados	(22,4)	(19,8)	13,3%
Custo de Infraestrutura	(201,1)	(23,8)	-
Depreciação / Amortização	(0,6)	(0,7)	(11,4%)
Despesas Operacionais	(8,0)	(8,8)	(8,8%)
EBITDA (CVM 527)	838,8	224,1	274,2%
Margem EBITDA	78,4%	81,1%	(2,7 p.p)
Margem EBITDA Ajustada*	96,5%	88,7%	7,8 p.p
Resultado Financeiro	(21,5)	(25,3)	(15,0%)
Lucro Líquido	681,2	158,3	330,4%
Dívida Líquida**	1.283,8	1.238,1	3,7%
Div. Líquida / EBITDA***	0,4	1,4	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"			
R\$ MM	1T19	1T18	Var. %
Receita Líquida	263,4	290,8	(9,4%)
Custos Operacionais	(18,9)	(18,4)	2,9%
Depreciação / Amortização	(32,1)	(31,9)	0,6%
Despesas Operacionais	(8,0)	(8,8)	(9,0%)
EBITDA (CVM 527)	236,5	263,7	(10,3%)
Margem EBITDA	89,8%	90,7%	(0,9 p.p)
Resultado Financeiro	(21,5)	(25,3)	(15,0%)
Lucro Líquido	167,1	182,1	(8,2%)
Dívida Líquida**	1.283,8	1.238,1	3,7%
Div. Líquida / EBITDA***	1,4	1,2	

*Subtraído da Receita Líquida o Capex realizado (Custo de Infraestrutura)

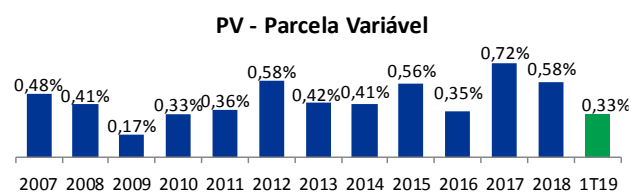
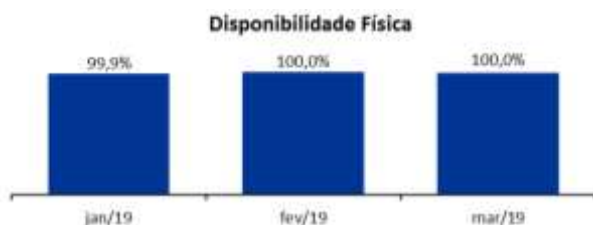
** Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante

***Ebitda Anualizado

As transmissoras da Companhia apresentaram um desempenho operacional consistente ao longo do 1T19, mantendo a disponibilidade física superior a 99,9%.

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

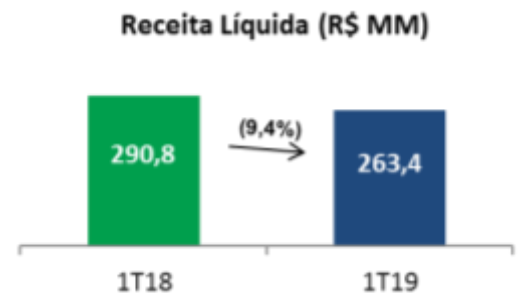
O PV é o indicador que reflete o impacto da indisponibilidade no resultado da empresa.



Análise do Desempenho Combinado de Transmissão - Regulatório

Receita Líquida

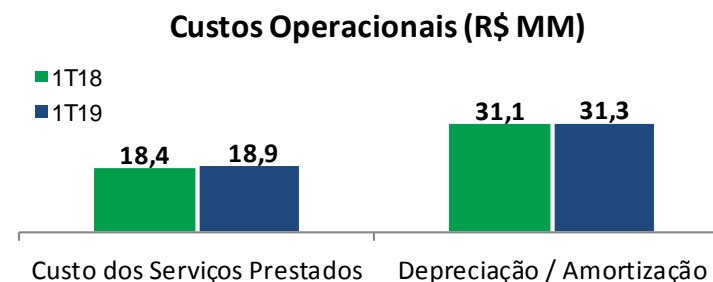
No 1T19 a receita líquida totalizou R\$ 263,4 milhões, ante os R\$ 290,8 milhões apurados no 1T18. Esta variação deve-se à: (a) redução de R\$ 32,7 milhões na receita das transmissoras EATE e ETEP, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP para o ciclo 2018/2019, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (EATE: mar/18; ETEP: ago/17) e; (b) aumento de R\$ 3,7 milhões na receita das demais transmissoras, impactadas pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.408 de 26 de junho de 2018 que estabeleceu reajuste de 2,85% para os contratos indexados em IPCA e 4,27% para os contratos indexados em IGP-M. Para mais informações vide tabela da seção "Transmissão" (pag.4).



Custo do Serviço

Totalizou R\$ 50,2 milhões no 1T19, ante os R\$ 49,4 milhões registrados no 1T18.

A conta **Custo dos Serviços Prestados**, apresentou um aumento de R\$ 0,5 milhão principalmente em função do: (i) crescimento de R\$ 1,4 milhão na transmissora STN, em razão de gastos não recorrentes para reparos na linha de transmissão, dado que no início de 2019 a transmissora foi um dos alvos de uma série de ataques criminosos realizados no estado do Ceará; (ii) aumento de R\$ 0,7 milhão na transmissora ENTE, em virtude de maiores gastos com recuperação de acesso, serviços de O&M e meio ambiente; (iii) redução de R\$ 1,7 milhão na transmissora EATE, decorrente da queda nos custos de O&M, dado que estes serviços, que anteriormente eram efetuados pela Eletronorte, foram em 2019 internalizados.

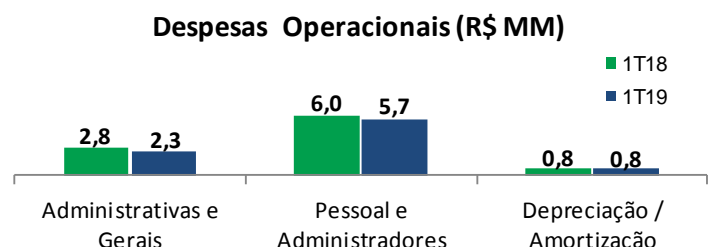


Na conta **Depreciação/Amortização** foi registrado um aumento de R\$ 0,2 milhão, basicamente nas transmissoras EATE, ENTE, ERTE e ECTE, devido a depreciação de projetos de melhorias e pequenos reforços que foram contabilizada que neste trimestre.

Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ 8,8 milhões no 1T19, ante os R\$ 9,6 milhões apurados no 1T18.

A conta **Administrativas e Gerais** apresentou uma redução de R\$ 0,4 milhão, devido à: (i) queda de R\$ 0,2 milhão na transmissora EATE, decorrente de menores gastos com auditoria externa e aluguel de imóvel; (ii) redução de R\$ 0,1 milhão na transmissora ETEM, dado que no 1T18 houve o aumento de despesas com engenharia, em razão das manutenções quinquenais (manutenções preventivas obrigatórias junto ao ONS), o que não ocorreu no 1T19 e; (c) queda de R\$ 0,1 milhão na transmissora ETEP, decorrente de menores despesas com consultoria jurídica e publicação de balanço. A conta **Pessoal e Administradores**, apresentou redução de R\$ 0,3 milhão, basicamente na transmissora EATE que registrou queda de R\$ 0,2 milhão, sobretudo em função de menores gastos de férias neste trimestre, impacto de R\$ 0,1 milhão.

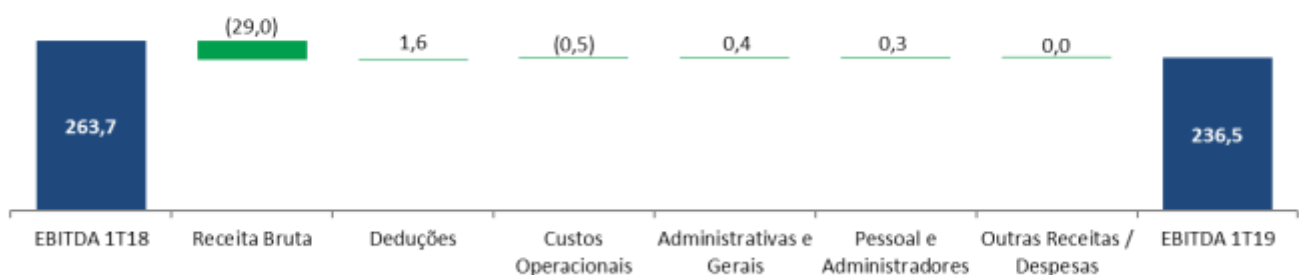


EBITDA e Margem EBITDA

Totalizou R\$ 236,5 milhões no 1T19, ante os R\$ 263,7 milhões apurados no 1T18. Esta variação deve-se, principalmente, à queda de R\$ 29,0 milhões na **Receita Bruta** ocasionada pela: (i) redução de R\$ 32,7 milhões na receita das transmissoras EATE e ETEP, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP para o ciclo 2018/2019, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (EATE: mar/18; ETEP: ago/17) e; (ii) aumento de R\$ 3,7 milhões na receita das demais transmissoras, impactado pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.408 de 26 de junho de 2018 que estabeleceu reajuste de 2,85% para os contratos indexados em IPCA e 4,27% para os contratos indexados em IGP-M. Para mais informações vide tabela da seção “Transmissão” (pag.4).

A margem EBITDA atingiu 89,8% no 1T19, ante os 90,7% registrados no 1T18.

Formação do EBITDA 1T19 (R\$ MM)

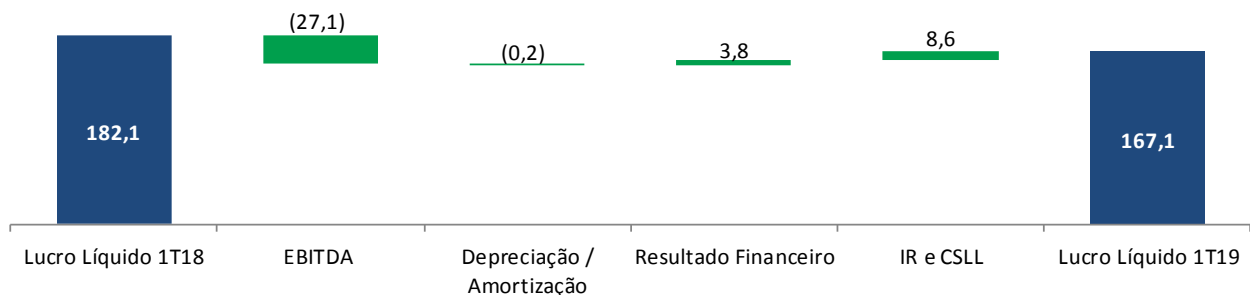


Lucro Líquido

Totalizou R\$ 167,1 milhões no 1T19, ante os R\$ 182,1 milhões apurados no 1T18.

O lucro foi impactado pela: (a) redução de R\$ 27,1 milhões no **EBITDA**, especialmente pela queda da receita bruta, conforme explicado acima; (b) redução de R\$ 3,8 milhões no **Resultado Financeiro** devido principalmente à redução de R\$ 4,1 milhões nas despesas financeiras, em razão da: (i) queda da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,51% no acumulado do 1T19, ante os 1,59% no acumulado do 1T18; (ii) redução de R\$ 1,3 milhão na transmissora EATE, R\$ 1,1 milhão na transmissora ENTE, R\$ 0,9 milhão na transmissora STN e R\$ 0,8 milhão na transmissora ECTE, decorrente da redução de R\$ 198,1 milhões no saldo das dívidas, basicamente pelas amortizações ao longo dos últimos 12 meses e; (c) redução de R\$ 8,6 milhões na linha **IR/CSLL**, explicado principalmente pela queda de R\$ 8,8 milhões na transmissora EATE, decorrente do menor resultado neste trimestre, em função da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP, para o ciclo 2018/2019.

Formação do Lucro 1T19 (R\$ MM)



Consolidação de Resultado 1T19 - Transmissão Regulatório

	Trimestre findo em 31/03/2019						
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado			Equivalência Patrimonial - TNE / TME / ETB	Equivalência Patrimonial - Investimentos Indiretos	Transmissão Consolidado
		TNE	TME	ETB			
Receita operacional bruta	287.633	1.446	14.235	-	-	271.952	
Receita de transmissão de energia	288.200	1.572	14.259	-	-	272.369	
(-) Parcela variável	(567)	(126)	(24)	-	-	(417)	
Deduções da receita operacional bruta	(24.207)	(122)	(1.908)	-	-	(22.177)	
PIS	(2.281)	(11)	(242)	-	-	(2.028)	
COFINS	(10.403)	(50)	(1.114)	-	-	(9.239)	
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(7.636)	(38)	(370)	-	-	(7.228)	
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.082)	(5)	(50)	-	-	(1.027)	
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.082)	(5)	(50)	-	-	(1.027)	
Ministério de minas e energia - MME	(542)	(3)	(25)	-	-	(514)	
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(1.181)	(10)	(57)	-	-	(1.114)	
Receita operacional líquida	263.426	1.324	12.327	-	-	249.775	
Custo de operação	(50.213)	(1.281)	(3.290)	-	-	(45.642)	
Custo dos serviços prestados	(18.879)	(393)	(1.167)	-	-	(17.319)	
Depreciação / Amortização	(31.334)	(888)	(2.123)	-	-	(28.323)	
Lucro bruto	213.213	43	9.037	-	-	204.133	
Despesas e receitas operacionais	(8.788)	(132)	(297)	-	2.969	(45)	
Administrativas e gerais	(2.348)	(58)	(118)	-	-	(2.172)	
Pessoal	(5.696)	(74)	(179)	-	-	(5.443)	
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	2.969	7.414	
Depreciação / Amortização	(756)	-	-	-	-	(756)	
Outras receitas	16	-	-	-	-	16	
Outras despesas	(4)	-	-	-	-	(4)	
EBIT	204.425	(89)	8.740	-	2.969	203.188	
Depreciação / Amortização	(32.090)	(888)	(2.123)	-	-	(29.079)	
EBITDA	236.515	799	10.863	-	2.969	232.267	
Despesas financeiras	(26.271)	(3)	(2.729)	-	-	(23.539)	
Encargos de dívidas	(24.148)	-	(2.550)	-	-	(21.598)	
Variações cambiais	(527)	-	-	-	-	(527)	
Outras	(1.596)	(3)	(179)	-	-	(1.414)	
Receitas financeiras	4.763	103	591	-	-	4.069	
Receitas de aplicações financeiras	4.313	101	368	-	-	3.844	
Outras	450	2	223	-	-	225	
EBT	182.917	11	6.602	-	2.969	183.718	
IR / CSLL	(15.803)	(61)	(515)	-	-	(15.227)	
Imposto de renda	(5.159)	(38)	-	-	-	(5.121)	
Contribuição social	(10.644)	(23)	(515)	-	-	(10.106)	
Imposto de renda diferido	-	-	-	-	-	-	
CSLL diferido	-	-	-	-	-	-	
Lucro líquido Consolidado	167.114	(50)	6.087	-	2.969	168.491	
Participação de não controladores	-	-	-	-	-	(87.230)	
Lucro líquido Alupar	167.114	(50)	6.087	-	2.969	81.261	

Análise do desempenho Combinado de Transmissão - Societário IFRS

1 - 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 Financeiro

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

2 - Com a adoção do CPC 47 – Receita Contrato com Clientes (IFRS 15) foi introduzido um novo modelo para o reconhecimento de receitas provenientes dos contratos com clientes, vigente a partir de 1ª de janeiro de 2018:

Receita de Infraestrutura

Volume de investimento (CAPEX) efetuado nas empresas de transmissão, considerando margem de construção

Receita de Trans. de Energia

Receita que remunera os custos de operação e manutenção dos ativos de transmissão, considerando margem de O&M

Correção Monetária Ativo

Inflação acumulada do período aplicada sobre o saldo do Ativo Contratual

Remuneração do Ativo Contratual

É o resultado da multiplicação da taxa efetiva de juros (fixada na data de assinatura do contrato de concessão) de um determinado ativo de transmissão pelo saldo do seu ativo contratual

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

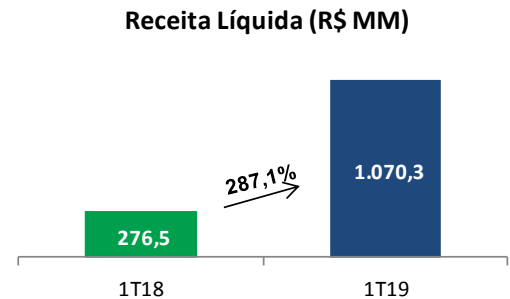
Ativo Contratual em 31/12/2018 (Projetos em Operação)	Ativo Contratual em 31/12/2018 (Projetos Fase de Construção)
+	+
Receita de Infraestrutura entre 01/01/2019 e 31/03/2019	Receita de Infraestrutura entre 01/01/2019 e 31/03/2019
+	=
Correção monetária ativo contratual entre 01/01/2019 e 31/03/2019	Ativo Contratual em 31/03/2019
+	
Remuneração do Ativo Contratual entre 01/01/2019 e 31/03/2019	
+	
Receita de Transmissão de Energia entre 01/01/2019 e 31/03/2019	
-	
RAP entre 01/01/2019 e 31/03/2019	
-	
Caso exista, Valor Residual recebido entre 01/01/2019 e 31/03/2019	
=	
Ativo Contratual em 31/03/2019	

Receita Líquida - IFRS

Totalizou R\$ 1.070,3 milhões no 1T19, R\$ 793,8 milhões superior aos R\$ 276,5 milhões apurados no 1T18.

As principais variações foram: (a) aumento de R\$ 926,1 milhões na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou R\$ 960,5 milhões neste trimestre, ante os R\$ 34,4 milhões registrados no 1T18. Essa variação deve-se: (i) aumento de R\$ 181,9 milhões, decorrente dos investimentos realizados nas transmissoras em implantação; (ii) crescimento de R\$ 353,4 milhões nos projetos de transmissão em construção, em razão da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018 e; (iii) aumento de R\$ 390,8 milhões nas transmissoras em operação, em razão da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018;

(b) aumento de R\$ 124,7 milhões na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou R\$ 170,8 milhões no 1T19, ante os R\$ 46,0 milhões registrados no 1T18, sendo esta variação exclusivamente nas transmissoras em operação, pela aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018; (c) redução de R\$ 190,8 milhões na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, exclusivamente pela aplicação do CPC 47 (IFRS 15) e; (d) em contrapartida, foi registrado aumento de R\$ 66,2 milhões nas **deduções**, exclusivamente pelo crescimento da receita bruta, que, por sua vez, decorreu da aplicação do CPC 47 (IFRS 15).



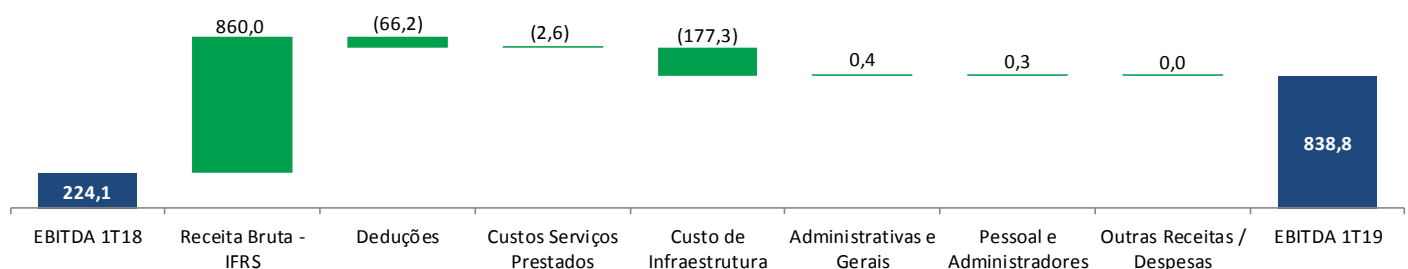
EBITDA e Margem EBITDA - IFRS

Totalizou R\$ 838,8 milhões no 1T19, ante os R\$ 224,1 milhões apurados no 1T18.

A margem EBITDA Ajustada atingiu 96,5% no 1T19, ante os 88,7% registrados no 1T18.

Esta variação deve-se ao: (a) aumento de R\$ 860,0 milhões na **Receita Bruta - IFRS**, principalmente pelo crescimento de R\$ 926,1 milhões na receita de infraestrutura, sendo: (i) aumento de R\$ 181,9 milhões decorrente dos investimentos realizados nas transmissoras em implantação e; (ii) crescimento de R\$ 744,2 milhões basicamente pela aplicação do CPC 47 (IFRS 15); (b) aumento de R\$ 66,2 milhões nas **Deduções**, exclusivamente pelo crescimento da receita bruta, que, por sua vez, decorreu da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes e; (c) aumento de R\$ 177,3 milhões no **Custo de Infraestrutura**, decorrente dos investimentos realizados nos projetos de transmissão em implantação no Brasil.

Formação do EBITDA - 1T19 (R\$ MM)



Lucro Líquido - IFRS

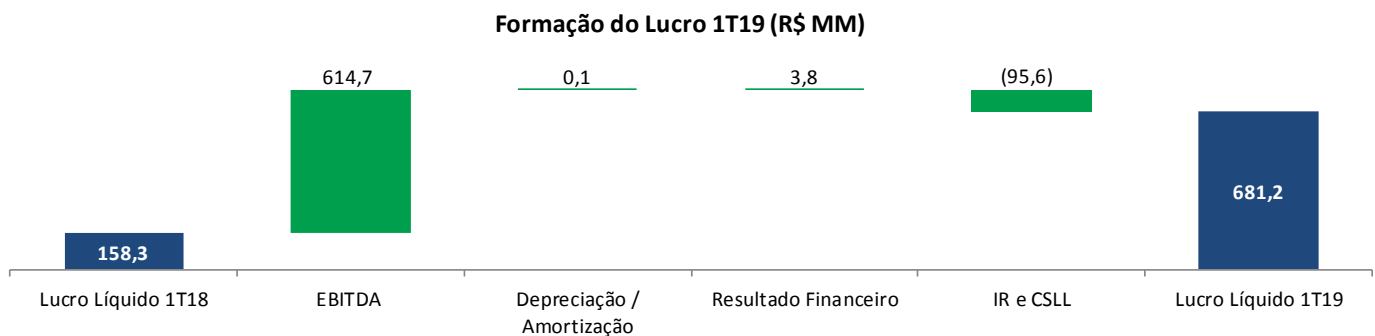
Totalizou R\$ 681,2 milhões no 1T19, ante os R\$ 158,3 milhões apurados no 1T18.

Os principais impactos no lucro líquido ocorreram conforme as variações abaixo:

(a) aumento de R\$ 614,7 milhões no **EBITDA**, basicamente pelo: (i) crescimento de R\$ 793,8 milhões na Receita Líquida, ocasionado principalmente pelo aumento de R\$ 926,1 milhões na Receita de Infraestrutura, conforme detalhado anteriormente, na seção “Receita Líquida – IFRS” e; (ii) aumento de R\$ 177,3 milhões no custo de infraestrutura, decorrente dos investimentos realizados nos projetos de transmissão no Brasil.

(b) queda de R\$ 3,8 milhões no **Resultado Financeiro** devido à redução de R\$ 4,1 milhões nas despesas financeiras, em razão da: (i) queda da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,51% no acumulado do 1T19, ante os 1,59% no acumulado do 1T18; (ii) redução de R\$ 1,3 milhão na transmissora EATE, R\$ 1,1 milhão na transmissora ENTE, R\$ 0,9 milhão na transmissora STN e R\$ 0,8 milhão na transmissora ECTE, decorrente da redução de R\$ 198,1 milhões no saldo das dívidas, basicamente pelas amortizações ao longo dos últimos 12 meses;

(c) aumento de R\$ 95,6 milhões no **IRPJ/CSLL**, sendo R\$ 102,6 milhões no IRPJ/CSLL Diferidos, em razão do crescimento de R\$ 62,1 milhões nas transmissoras em implantação e R\$ 40,5 milhões das transmissoras em operação, decorrente da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018, a qual gerou um aumento no saldo a receber dos ativos da concessão, e conseqüentemente o reconhecimento dos impostos diferidos sobre este incremento.



Consolidação de Resultado 1T19 - Transmissão Societário (IFRS)

	Trimestre findo em 31/03/2019						
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado			Equivalência Patrimonial - TNE / TME / ETB	Equivalência Patrimonial - Investimentos Indiretos	Transmissão Consolidado
		TNE	TME	ETB			
Receita operacional bruta	1.158.347	(12.877)	(6.410)	172.520			1.005.114
Receita de transmissão de energia	171.317	(3.619)	4.115	-			170.821
Receita de infraestrutura	960.521	6.124	80.709	172.520			701.168
Remuneração do Ativo de Concessão	27.076	(15.256)	(91.210)	-			133.542
(-) Parcela variável	(567)	(126)	(24)	-			(417)
Deduções da receita operacional bruta	(88.017)	1.631	622	(16.649)			(73.621)
PIS	(2.281)	(11)	(242)	-			(2.028)
COFINS	(10.403)	(50)	(1.114)	-			(9.239)
PIS diferido	(17.997)	235	341	(2.847)			(15.726)
COFINS diferido	(43.952)	1.089	1.569	(13.112)			(33.498)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(7.636)	(38)	(370)	-			(7.228)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(2.965)	372	537	-			(3.874)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.082)	(5)	(50)	-			(1.027)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.082)	(5)	(50)	-			(1.027)
Ministério de minas e energia - MME	(542)	(3)	(25)	-			(514)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(1.181)	(10)	(57)	-			(1.114)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE diferido	1.104	57	83	(690)			1.654
Receita operacional líquida	1.070.330	(11.246)	(5.788)	155.871			931.493
Custo de operação	(223.498)	(1.203)	(1.167)	(25.578)			(195.550)
Custo dos serviços prestados	(22.406)	(393)	(1.167)	-			(20.846)
Custo de infraestrutura	(201.091)	(810)	-	(25.578)			(174.703)
Depreciação / Amortização	(1)	-	-	-			(1)
Lucro bruto	846.832	(12.449)	(6.955)	130.293			735.943
Despesas e receitas operacionais	(8.659)	(132)	(297)	-	40.219	12.088	44.076
Administrativas e gerais	(2.350)	(58)	(118)	-			(2.174)
Pessoal	(5.696)	(74)	(179)	-			(5.443)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	40.219	12.088	52.306
Depreciação / Amortização	(616)	-	-	-			(616)
Outras receitas	7	-	-	-			7
Outras despesas	(4)	-	-	-			(4)
EBIT	838.173	(12.581)	(7.252)	130.293	40.219	12.088	780.019
Depreciação / Amortização	(617)	-	-	-			(617)
EBITDA	838.790	(12.581)	(7.252)	130.293	40.219	12.088	780.636
Despesas financeiras	(26.270)	(3)	(2.729)	-			(23.538)
Encargos de dívidas	(24.148)	-	(2.550)	-			(21.598)
Variações cambiais	(527)	-	-	-			(527)
Outras	(1.595)	(3)	(179)	-			(1.413)
Receitas financeiras	4.762	103	591	-			4.068
Receitas de aplicações financeiras	4.291	101	368	-			3.822
Outras	471	2	223	-			246
	(21.508)	100	(2.138)	-			(19.470)
EBT	816.665	(12.481)	(9.390)	130.293	40.219	12.088	760.549
IR / CSLL	(135.442)	4.269	2.761	(35.382)			(107.090)
Imposto de renda	(5.895)	(38)	-	-			(5.857)
Contribuição social	(11.458)	(23)	(515)	-			(10.920)
Imposto de renda diferido	(82.551)	3.184	1.917	(23.655)			(63.997)
CSLL diferido	(35.538)	1.146	1.359	(11.727)			(26.316)
Lucro líquido Consolidado	681.223	(8.212)	(6.629)	94.911	40.219	12.088	653.459
Participação de não controladores							(239.950)
Lucro líquido Alupar							413.510

Projetos em Construção:

Transmissoras em Implantação	Extensão (Km)	RAP (MM) ⁽¹⁾	Investimento Previsto ANEEL (MM) ⁽²⁾	Investimento Realizado (MM) ⁽³⁾	Entrada em Operação (Regulatória)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
TNE ⁽⁴⁾	715	R\$ 151,8	R\$ 1.481,1 ⁽⁵⁾	R\$ 283,5	2015	-
ELTE	40	R\$ 36,6	R\$ 262,0	R\$ 9,3	2017	-
ETC	-	R\$ 31,2	R\$ 151,0	R\$ 64,9	2019	2019
TPE ⁽⁶⁾	541	R\$ 228,0	R\$ 1.268,7	R\$ 97,2	2022	2022
TCC ⁽⁶⁾	288	R\$ 155,0	R\$ 698,8	R\$ 38,2	2022	2022
ESTE ⁽⁷⁾	236	R\$ 107,3	R\$ 485,8	R\$ 12,3	2022	2022
TCE	200	US\$ 22,5	US\$ 130,0	US\$ 10,7 ⁽⁸⁾	2021	2021
TSM ⁽⁶⁾	330	R\$ 104,2	R\$ 889,0	R\$ 18,2	2022	2022
ETB ⁽⁶⁾	446	R\$ 134,8	R\$ 720,5	R\$ 76,2	2020	2020
EDTE ⁽⁹⁾	170	R\$ 66,1	R\$ 368,0	R\$ 55,9	2019	2019

⁽¹⁾ Ciclo 2018/2019

⁽²⁾ Investimento na data base prevista no edital dos respectivos leilões.

⁽³⁾ Considerando o valor imobilizado do ativo apresentado nas demonstrações financeiras regulatórias.

⁽⁴⁾ Investimento total. Este empreendimento tem participação de 51% da Alupar e 49% da Eletronorte.

⁽⁵⁾ Investimento inicial de R\$ 969,0 em set/11, atualizado pelo IPCA dez/18.

⁽⁶⁾ Investimento total. Estes empreendimentos tem participações de 51% da Alupar e 49% do Perfin.

⁽⁷⁾ Empreendimento da subsidiária EATE (ESTE). Não haverá desembolso de equity da Alupar.

⁽⁸⁾ Considerando o valor imobilizado do ativo apresentado nas demonstrações financeiras regulatórias. Considerando US\$ 1,0 = R\$ 3,90 (Base 29/03/2019)

⁽⁹⁾ Empreendimento da subsidiária ENTE (EDTE). Não haverá desembolso de equity da Alupar.

Status dos Projetos:

Transmissoras em Implantação	Assinatura do Contrato de Concessão	Estado	Licenciamento Ambiental	Enquadramento REIDI		Projeto Prioritário
				MME	RFB	MME
ETC (Lote T)	02/09/2016	ES	LI IEMA – 23/03/2018	Aprovado 23/03/2017	Aprovado 27/07/2017	Aprovado 21/02/2017
TPE (Lote 2)	10/02/2017	MG/BA	LI IBAMA – 20/03/19	Aprovado 11/07/2017	Aprovado 04/10/2017	Aprovado 13/10/2017
TCC (Lote 6)	10/02/2017	MG/ES	IBAMA LP – 01/10/2018 LI – Solicitação 20/12/18	Aprovado 12/07/2017	Aprovado 06/11/2017	Aprovado 13/10/2017
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	MG/ES	IBAMA LP – 16/01/19	Aprovado 24/07/2017	Aprovado 29/09/2017	Aprovado 14/09/2017
TSM (Lote 19)	11/08/2017	SP/RJ	IBAMA LP – 13/03/19	Aprovado 06/11/2017	Aprovado 06/04/2018	Aprovado 14/11/2017
ETB (Lote E)	27/09/2016	BA	INEMA Trecho 1 – LI 14/03/19 Trecho 2 – LI 16/02/19	Aprovado 21/02/2017	Aprovado 10/08/2017	Aprovado 06/12/2017
EDTE (Lote M)	01/12/2016	BA	INEMA LI – 09/01/19	Aprovado 08/05/2017	Aprovado 10/08/2017	Aprovado 06/12/2017
TCE (Colômbia)	23/11/2016	Risaralda / Tolima / Cundinamarca / Caldas	ANLA Protocolado 05/04/19	-	-	-

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 km de linha de 500 kV, 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, a coligada protocolou na ANEEL, 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.

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.

Em 13 de setembro de 2017, a TNE protocolou, perante a Justiça Federal o pedido de declaração da rescisão do Contrato de Concessão nº 003/2012- ANEEL, Processo nº: 1012027-22.2017.4.01.3400, em decorrência da inviabilidade, da implantação do empreendimento.

Por sua vez, o Ministério de Minas e Energia (MME), após receber e analisar os autos do processo, em 22 de fevereiro de 2018, encaminhou à ANEEL o Ofício nº 66/2018/SPE-MME pelo qual não acatou a recomendação do Despacho nº 3.265/2016 e devolveu à ANEEL o processo para reavaliação.

Em setembro de 2018, após reunião com a comunidade indígena, a TNE foi autorizada a desenvolver estudos dentro da área afetada para a elaboração do Componente Indígena do Plano Básico Ambiental (PBA). Atualmente, tais estudos estão sendo elaborados e após sua conclusão, os mesmos serão encaminhados para análise da FUNAI. Contudo, não há previsão para emissão da Licença de Instalação, principal condicionante para o início da obra.

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 total do Empreendimento.

ELTE: É uma SPE para exploração da 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 Vôo de São Paulo (SRPV-SP), responsável pelo Plano de Zoneamento Aeroportuário da Base Aérea de Santos, e manifestação desfavorável

da Fundação Florestal, responsável pelo Parque Estadual da Serra do Mar, a CETESB indeferiu o pedido de Licença Prévia deste trecho, e, conseqüentemente, arquivou, de forma oficial, o processo, pela inviabilidade ambiental dessa parte do empreendimento. 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 apenas em março de 2017. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL está ciente da situação e avalia o melhor encaminhamento para o caso.

ETC: É uma SPE para exploração da 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. A Licença de Instalação foi emitida em 23/03/2018. No 1T19, houve conclusão: (i) da montagem dos pórticos; (ii) da montagem dos suportes de equipamentos dos pátios 138kV e 345kV; (iii) da montagem dos barramentos aéreos do pátio de 138kV e; (iv) das obras civis das canaletas de cabos e da malha de aterramento do pátio de 345kV. Adicionalmente, houve a montagem de equipamentos de pátio 138kV e 345kV, montagem dos transformadores de 345/138kV e liberação para montagem dos painéis nas casas de comando. Além disso, houve início do lançamento dos cabos nas canaletas dos pátios 138kV e 345kV. Em relação ao seccionamento da linha de transmissão 345kV, foram concluídas 67% da montagem das torres.

TPE: É uma SPE para exploração da 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. A Licença Prévia da TPE foi emitida no dia 27/08/2018 e a Licença de Instalação em 20/03/2019.

TCC: É uma SPE para exploração da 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. A Licença Prévia da TCC foi emitida no dia 01/10/2018 e a solicitação da Licença de Instalação foi realizada em 20/12/2018. Adicionalmente, em 20/03/2019, a TCC recebeu do IBAMA (Ofício nº 117/2019/CGLIN/DILIC) Autorização para Mobilização dos Canteiros de Obras.

ESTE: É uma SPE para exploração da 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. No 1T19, após a emissão da LP em 16/01/2019, foi realizada a solicitação da Licença de Instalação (LI). Foi protocolado o PBA (Plano Básico Ambiental) no IBAMA e o PAIPA (Projeto de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico) no IPHAN, em atendimento aos requisitos para obtenção da LI.

TCE: É uma SPE para exploração da 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.

No 1T19, foi finalizado as atividades de prospecções arqueológicas no trecho da linha de transmissão e houve continuidade nas atividades do resgate da SE Nueva Esperanza. Em 05/04/2019 foi protocolado o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) visando obtenção da Licença Ambiental.

TSM: É uma SPE para exploração da 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. A Licença Prévia foi solicitada em 30 de maio de 2018, por meio do protocolo do Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) e emitida em 13/03/2019.

ETB: É uma SPE para exploração da 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 ETB 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. O protocolo do estudo ambiental EMI (Estudo de Médio Impacto) para o trecho 1 foi realizado em 24 de janeiro de 2018 e do trecho 2 em 2 de fevereiro de 2018. A Licença Prévia do trecho 1 foi publicada em 27/07/2018 e do trecho 2 em 15/08/2018. A Licença de Instalação do trecho 2 (LT Juazeiro III - Ourolândia II) foi emitida em 16/02/2019 e do Trecho 1 (Bom Jesus da Lapa II – Gentio do Ouro II) em 14/03/2019.

EDTE: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia para implementação e exploração da Linha de Transmissão de 500 kV Ibicoara - Poções III, pela Linha de Transmissão 230 kV Poções III - Poções II e pela Subestação 500/230 kV Poções III, possuindo uma extensão total de aproximadamente 170 km. Os benefícios que a EDTE trará ao sistema é a expansão do sistema de transmissão da região sul do estado da Bahia, visando o adequado atendimento elétrico aos consumidores dessa região. O prazo de implementação é até dezembro de 2019. No 1T19, após a publicação da LI em 09/01/2019, foram iniciadas as obras de construção do empreendimento. A terraplenagem da SE Poções III foi concluída e as fundações da SE Poções III e da LT 500kV Ibicoara – Poções III foram iniciadas.

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 36** de "Informações por Segmento" das demonstrações financeiras do 1T19.

No segmento de Geração, diferentemente do segmento de Transmissão, os efeitos da adoção do ICPC 01 e CPC 47 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.

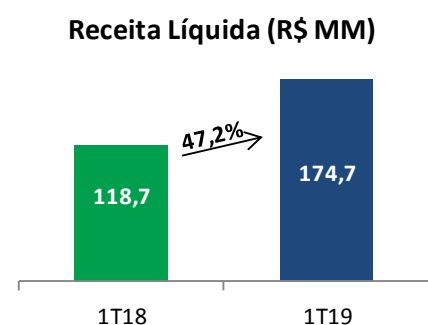
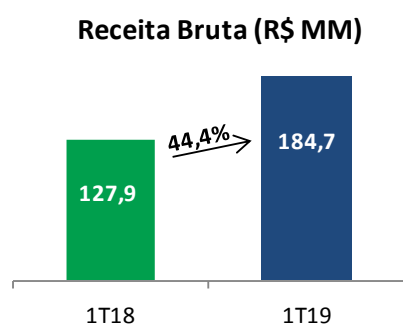
Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"			
R\$ MM	1T19	1T18	Var.%
Receita Líquida	174,7	118,7	47,2%
Custos Operacionais	(23,3)	(42,9)	(45,7%)
Depreciação / Amortização	(25,7)	(23,4)	9,9%
Compra de Energia	(94,5)	(23,5)	301,8%
Despesas Operacionais	(3,8)	(3,5)	9,9%
EBITDA (CVM 527)	53,1	48,8	8,8%
Margem EBITDA	30,4%	41,1%	(10,7 p.p)
Resultado Financeiro	(27,8)	(29,3)	(5,2%)
Lucro Líquido / Prejuízo	3,6	(9,2)	-
Dívida Líquida*	1.523,2	1.571,9	(3,1%)
Dívida Líquida / EBITDA**	7,2	8,0	

*Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante **EBITDA Anualizado

Receita Líquida

Totalizou R\$ 174,7 milhões no 1T19, R\$ 56,0 milhões ou 47,2% superior aos R\$ 118,7 milhões apurados no 1T18.

Esta variação deve-se pelo: (a) aumento de R\$ 8,4 milhões no faturamento da PCH Verde 8, em função de sua entrada em operação comercial (venda de 15,0 MW ao preço médio de R\$ 249,08/MWh, totalizando R\$ 8,1 milhões e venda de 3,0 MW ao preço médio de R\$ 209,63/MWh, totalizando R\$ 1,4 milhão); (b) aumento de R\$ 18,1 milhões nas PCHs Queluz e Lavrinhas, em razão da estratégia de hedge utilizada nas PCHs, com intuito de mitigar a volatilidade do PLD/mercado neste primeiro trimestre, sendo: (i) venda de 21 MW adicionais na PCH Queluz, totalizando R\$ 8,1 milhões; (ii) venda de 18 MW adicionais na PCH Lavrinhas, totalizando R\$ 7,4 milhões e; (iii) liquidação positiva na CCEE de R\$ 2,3 milhões; (c) aumento de R\$ 20,7 milhões na UHE Ferreira Gomes, explicado principalmente pela venda adicional de 54,4 MW neste trimestre, ao preço médio de R\$ 231,80/MWh, totalizando R\$ 27,2 milhões (no 1T18 foi realizada a venda de 16,3 MW adicionais, ao preço médio R\$ 180,01/MWh, totalizando R\$ 6,3 milhões); (d) aumento de R\$ 9,0 milhões nas UHEs Foz do Rio Claro e Ijuí, em razão do ajuste MRE superior a 1 (energia secundária) ocorrida durante o 1T19 e; (e) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M).



Segue abaixo abertura do Faturamento das geradoras:

Faturamento Geradoras / Comercialização	Energia Faturada (MWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Receita Bruta (R\$ milhões)
1. Longo Prazo - Faturamento de Contratos Bilaterais	904.785	189,31	171,3
1.1 ACR	471.008	157,07	74,0
1.2 ACL	224.026	237,54	53,2
1.3 ACL - Comercialização	209.751	210,18	44,1
2. SPOT / CCEE			13,4
3. TOTAL GERAÇÃO BRUTO			184,7
4. COMERCIALIZAÇÃO ALUPAR			105,1
5. TOTAL GERAÇÃO / COMERCIALIZAÇÃO			289,8
6. ELIMINAÇÕES			(59,1)
7. GERAÇÃO CONSOLIDADO			230,7

Custo do Serviço

Totalizou R\$ 143,2 milhões no 1T19, ante os R\$ 89,5 milhões registrados no 1T18.

Esta variação é explicada pela: (a) redução de R\$ 21,2 milhões na linha **Custo dos Serviços Prestados** decorrente principalmente da: (i) redução de R\$ 23,1 milhões nas PCHs Queluz e Lavrinhas, dado que no 1T18 foi registrada uma provisão referente a exposição negativa (retroativa) frente ao GSF de R\$ 23,0 milhões; (ii) aumento de R\$ 0,7 milhão na PCH Verde 08, em razão da sua entrada em operação comercial em maio/18 e; (iii) aumento de R\$ 0,6 milhão nos parques eólicos Energia dos Ventos, devido à entrada em operação da linha de transmissão em dez/18; (b) aumento de R\$ 71,0 milhões na **Compra de Energia** em razão do: (i) aumento de

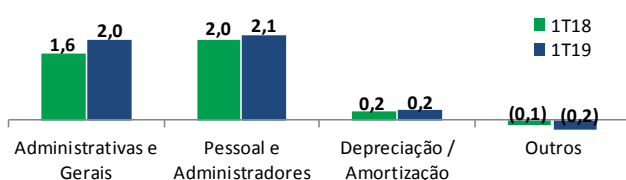
R\$ 42,1 milhões na **UHE Ferreira Gomes** em virtude da: (i.a) compra de 146,6 MW ao preço médio de R\$ 54,68/MWh, totalizando R\$ 17,3 milhões, pela estratégia de sazonalização de energia adotada neste período, dado que a usina esteve exposta durante todo o trimestre; (i.b) compra de energia totalizando R\$ 5,0 milhões, sendo 42,4 MW ao preço médio de R\$ 54,68/MWh, para recomposição de lastro e; (i.c) liquidação negativa na CCEE, principalmente pela operação de venda de 54,4 MW, conforme mencionado na seção Receita Líquida, totalizando R\$ 24,4 milhões; (ii) aumento de R\$ 11,5 milhões na **PCH Queluz**, em função da: (ii.i) compra de 29,9 MW ao preço médio de R\$ 226,53/MWh, totalizando R\$ 14,7 milhões, sendo: (ii.i.a) 8,3 MW devido a estratégia de alocação de energia, dado que a usina esteve exposta durante todo o trimestre, totalizando R\$ 6,8 milhões; (ii.i.b) 21,6 MW em razão da estratégia de hedge, totalizando R\$ 7,9 milhões e; (ii.ii) liquidação de R\$ 5,7 milhões negativos na CCEE em razão da estratégia de sazonalização de energia, com exposição durante todo o trimestre; (iii) aumento de R\$ 8,5 milhões na **PCH Lavrinhas**, em razão da: (iii.i) compra de 26,2 MW ao preço médio de R\$ 239,77/MWh, totalizando R\$ 13,6 milhões, sendo: (iii.i.a) 13,0 MW devido à estratégia de alocação de energia, dado que a usina esteve exposta durante todo o trimestre, totalizando R\$ 6,8 milhões; (iii.i.b) 13,2 MW em razão da estratégia de hedge, totalizando R\$ 6,8 milhões; (iii.ii) liquidação de R\$ 3,6 milhões negativos na CCEE em razão da estratégia de sazonalização de energia, com exposição durante todo o trimestre e; (iv) aumento de R\$ 10,3 milhões na **PCH Verde 8**, decorrente da: (iv.i) compra de 11,8 MW ao preço médio de R\$ 306,01/MWh, totalizando R\$ 7,8 milhões, devido à estratégia sazonalização de energia adotada para o período e; (iv.ii) liquidação negativa na CCEE de R\$ 3,0 milhões; (c) aumento de R\$ 1,4 milhão na linha **Recursos Hídricos – CFURH**, exclusivamente pelo acréscimo de mesmo valor na UHE Ferreira Gomes, em decorrência da maior geração de energia neste trimestre; e (d) aumento de R\$ 2,3 milhões na conta **Depreciação/Amortização**, basicamente pelo crescimento de R\$ 1,5 milhão na PCH Verde 08, decorrente de sua entrada em operação comercial (maio/18).

Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ 4,1 milhões no 1T19, ante os R\$ 3,7 milhões apurados no 1T18.

O aumento de R\$ 0,4 milhão deve-se, principalmente a conta **Administrativas e Gerais**, que totalizou R\$ 2,0 milhões neste trimestre, frente ao R\$ 1,6 milhão apurados no 1T18, sendo este crescimento explicado exclusivamente pela entrada em operação da PCH Verde 8 e dos parques eólicos Energia dos Ventos, que contribuíram com um aumento de R\$ 0,2 milhão e R\$ 0,1 milhão, respectivamente.

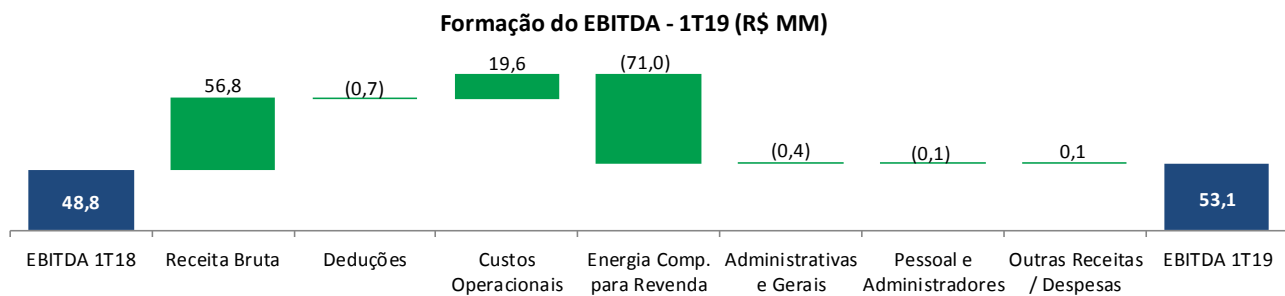
Despesas Operacionais (R\$ MM)



EBITDA e Margem EBITDA

No 1T19, o EBITDA totalizou R\$ 53,1 milhões, 8,8% superior aos R\$ 48,8 milhões registrados no 1T18.

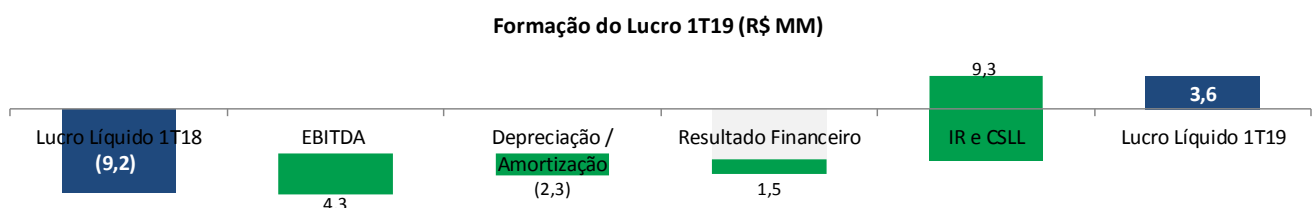
O EBITDA foi impactado principalmente pelo: (a) aumento de R\$ 56,8 milhões na **Receita Bruta**, devido ao: (i) aumento de R\$ 8,4 milhões no faturamento da PCH Verde 8, em função de sua entrada em operação comercial; (ii) aumento de R\$ 18,1 milhões nas PCHs Queluz e Lavrinhas, em razão da estratégia de hedge utilizada nas PCHs, com intuito de mitigar a volatilidade do PLD/mercado neste primeiro trimestre; (iii) aumento de R\$ 20,7 milhões na UHE Ferreira Gomes, explicado principalmente pela venda adicional de 54,4 MW neste trimestre, ao preço médio de R\$ 231,80/MWh, totalizando R\$ 27,2 milhões; (iv) aumento de R\$ 9,0 milhões nas UHEs Foz do Rio Claro e Ijuí, em razão do ajuste MRE superior a 1 (energia secundária) ocorrida durante o 1T19 e; (v) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M). Para mais informações sobre as variações na receita, favor verificar a seção “Receita Líquida”. (b) redução de R\$ 19,6 milhões nos **Custos Operacionais**, conforme detalhado anteriormente na seção “Custo do Serviço”, sendo: (i) redução de R\$ 23,1 milhões nas PCHs Queluz e Lavrinhas, dado que no 1T18 foi registrada uma provisão devido à exposição negativa frente ao GSF de R\$ 23,0 milhões; (ii) aumento de R\$ 0,7 milhão na PCH Verde 08, pela sua entrada em operação comercial (maio/18) e; (iii) aumento de R\$ 0,6 milhão nos parques eólicos Energia dos Ventos, pela entrada em operação da linha de transmissão (dez/18); (c) aumento de R\$ 71,0 milhões na **Energia Comprada para Revenda**, sendo: (i) aumento de R\$ 42,1 milhões na UHE Ferreira Gomes; (ii) aumento de R\$ 11,5 milhões na PCH Queluz; (iii) aumento de R\$ 8,5 milhões na PCH Lavrinhas; (iv) aumento de R\$ 10,3 milhões na PCH Verde 8. Para mais informações a cerca da energia comprada para revenda, vide seção “Custo do Serviço”.



Lucro Líquido

No 1T19, o segmento de geração registrou lucro de R\$ 3,6 milhões, ante o prejuízo de R\$ 9,2 milhões registrados no 1T18.

Este resultado é explicado pelo: (a) aumento de R\$ 4,3 milhões no **EBITDA**, conforme explicado acima; (b) aumento de R\$ 2,3 milhões na **Depreciação / Amortização** basicamente pelo crescimento de R\$ 1,5 milhão na PCH Verde 08, decorrente de sua entrada em operação comercial (maio/18); (c) redução de R\$ 1,5 milhão no **Resultado Financeiro**, principalmente em função do incremento de R\$ 1,3 milhão nas **receitas financeiras**, explicado, pelo: (i) aumento de R\$ 0,4 milhão na PCH Verde 8, em razão da entrada em operação comercial do ativo e; (ii) aumento de R\$ 0,6 milhão nas PCHs Queluz e Lavrinhas decorrente da maior posição de caixa neste trimestre frente ao 1T18 e; (d) redução de R\$ 9,3 milhões no **IR/CSLL** decorrente da: (i) redução de R\$ 3,0 milhões na PCH Verde 8, que não apresentou valor no 1T18 dado que o projeto estava em implantação e no 1T19 foi registrado um montante de R\$ (3,0) milhões decorrente da constituição do IR / CSLL Diferidos e; (ii) redução de R\$ 6,0 milhões na UHE Ferreira Gomes, principalmente pela queda de R\$ 5,4 milhões no IR / CSLL Diferidos, constituídos em virtude do resultado negativo neste trimestre.



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.

O balanço energético da Companhia, demonstra o impacto de uma garantia secundária de 69,3 GWh, em razão de um GSF médio no 1T19 de 149%.



Nota: considera alocação flat para PCH Morro Azul e para o Complexo Eólico Energia dos Ventos

Comercialização

A comercializadora Alupar registrou um **faturamento** de R\$ 105,1 milhões no 1T19, ante os R\$ 15,5 milhões registrados no 1T18. Esse faturamento refere-se à: (a) operações de venda de energia no mercado, totalizando R\$ 47,0 milhões, sendo: (i) R\$ 1,3 milhão, referente a venda de 3 MW de energia incentivada ao preço médio de R\$ 194,35/MWh; (ii) R\$ 33,4 milhões, referente a venda de 36,1 MW ao preço médio de R\$ 428,17/MWh e; (iii) R\$ 12,3 milhões, referente a operações de *swap* de 35,0 MW entre submercados norte (venda) e sudeste (compra), sendo o preço médio da venda de R\$ 163,22/MWh; (b) venda de 1,1 MW ao preço médio de R\$ 428,66/MWh, para a UHE Foz do Rio Claro, com a finalidade de recompor o lastro decorrente da revisão da garantia física da usina, totalizando R\$ 1,0 milhão; (c) venda de 10,8 MW para a PCH Verde 08, ao preço médio de R\$ 316,67/MWh, devido a sua exposição no 1T19, em razão da estratégia de sazonalização de energia, totalizando R\$ 7,4 milhões; (d) venda de 36,6 MW para as PCHs Queluz e Lavrinhas, ao preço médio de R\$ 226,04/MWh, devido às estratégias de sazonalização das PCHs e recomposição de lastro, totalizando R\$ 17,8 milhões; (e) venda de 125,6 MW para a UHE Ferreira Gomes, ao preço médio de R\$ 55,46/MWh, totalizando R\$ 15,0 milhões, em função da estratégia de sazonalização, dado que a usina estava exposta ao longo do trimestre e; (f) ajuste positivo na CCEE de R\$ 16,8 milhões, proveniente, principalmente da liquidação de 17,8 MW ao preço médio de R\$ 290,08 (submercado SE) totalizando R\$ 11,2 milhões.

As **compras** totalizaram R\$ 88,5 milhões neste trimestre ante os R\$ 15,5 milhões apurados no 1T18.

As compras no 1T19 referem-se a: (a) compra de 3 MW, totalizando R\$ 1,4 milhão, da PCH Verde 08 referente a energia incentivada ao preço médio de R\$ 209,67/MWh; (b) compra de 39,9 MW de Ferreira Gomes pela comercializadora da Alupar no submercado norte, totalizando R\$ 16,5 milhões; (c) operações de compra de energia no mercado, totalizando R\$ 38,5 milhões, sendo: (i) R\$ 14,5 milhões, referente a operações de *swap* de 35,0 MW entre submercados (SE X N), conforme detalhado no item a.iii do Faturamento, sendo a compra realizada ao preço médio de R\$ 192,55/MWh (prêmio médio pago pelo Swap: R\$ 29,33/ MWh). Destes 35 MW, 17,8 MW foram liquidados no submercado SE ao preço médio de R\$ 290,08, totalizando R\$ 11,2 milhões e; (ii) compra de 184,7 MW ao preço médio de R\$ 60,0/MWh, totalizando R\$ 23,9 milhões, para venda às usinas do grupo, em decorrência da estratégia de alocação adotada neste trimestre; (d) liquidação negativa na CCEE de R\$ 37,9 milhões, referente, basicamente, pela venda de 36,1 MW para o mercado, conforme mencionado no item a.ii do Faturamento acima, que gerou uma exposição negativa na CCEE; e (e) R\$ 5,9 milhões em créditos de Pis/Cofins.

Eliminações

No 1T19 as eliminações entre operações “intercompany” totalizaram R\$ 59,1 milhões, conforme detalhado abaixo:

Empresas	Valores (Milhões de R\$)
Ferreira Gomes ↔ Alupar	16,5
Alupar ↔ Queluz	8,9
Alupar ↔ Lavrinhas	8,9
Alupar ↔ Foz do Rio Claro	1,0
Alupar ↔ Verde 08	7,4
Alupar ↔ Ferreira Gomes	15,0
Verde 8 ↔ Alupar	1,4
Total	59,1

Consolidação de Resultado 1T19 – Geração

	Trimestre findo em 31/03/2019				Geração Consolidado
	Geração Combinado	Comercialização	AF Energia + ACE	Eliminações Intercompany	
Receita operacional bruta	184.670	105.135	1.770	(60.904)	230.671
Suprimento de Energia	184.670	105.135	-	(59.134)	230.671
Consultoria e assessoramento na área regulatória	-	-	-	-	-
Serviços de operação e manutenção	-	-	1.770	(1.770)	-
Deduções da receita operacional bruta	(9.933)	(6.226)	(210)	-	(16.369)
PIS	(1.478)	(2.806)	(29)	-	(4.313)
COFINS	(6.819)	(3.420)	(134)	-	(10.373)
ICMS	-	-	-	-	-
ISS	-	-	(47)	-	(47)
IVA	(105)	-	-	-	(105)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(432)	-	-	-	(432)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(432)	-	-	-	(432)
Ministério de minas e energia - MME	(217)	-	-	-	(217)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(450)	-	-	-	(450)
Receita operacional líquida	174.737	98.909	1.560	(60.904)	214.302
	(143.221)	(88.655)	(1.903)	60.904	(172.875)
Compra de Energia	(94.479)	(88.469)	-	59.134	(123.814)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(7.269)	-	-	-	(7.269)
Compensação fin. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	(3.436)	-	-	-	(3.436)
Custo dos serviços prestados	(12.566)	(186)	(1.895)	1.770	(12.877)
Depreciação/Amortização	(25.338)	-	(8)	-	(25.346)
Utilização do Bem Público - UBP	(133)	-	-	-	(133)
Lucro bruto	31.516	10.254	(343)	-	41.427
Despesas e receitas operacionais	(4.091)	-	(4)	-	(4.095)
Administrativas e gerais	(1.986)	-	(4)	-	(1.990)
Depreciação / Amortização	(247)	-	-	-	(247)
Pessoal	(2.085)	-	-	-	(2.085)
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-
Outras receitas	228	-	-	-	228
Outras despesas	(1)	-	-	-	(1)
EBIT	27.425	10.254	(347)	-	37.332
Depreciação / Amortização	(25.718)	-	(8)	-	(25.726)
EBITDA	53.143	10.254	(339)	-	63.058
Despesa Financeira	(32.378)	-	(7)	-	(32.385)
Encargos de dívidas	(36.513)	-	-	-	(36.513)
Variações cambiais	4.920	-	-	-	4.920
Outras	(785)	-	(7)	-	(792)
Receitas financeiras	4.600	-	15	-	4.615
Receitas de aplicações financeiras	3.984	-	15	-	3.999
Outras	616	-	-	-	616
	(27.778)	-	8	-	(27.770)
EBT	(353)	10.254	(339)	-	9.562
IR / CSLL	3.939	-	(42)	-	3.897
Imposto de renda	(2.728)	-	(29)	-	(2.757)
Contribuição social	(1.367)	-	(13)	-	(1.380)
Imposto de renda diferido	6.021	-	-	-	6.021
CSLL diferido	2.013	-	-	-	2.013
Lucro líquido Consolidado	3.586	10.254	(381)	-	13.459
Participação de não controladores					(2.511)
Lucro líquido Alupar					10.948

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)
Antônio Dias	23,0	11,9	R\$ 168,7 ⁽¹⁾	R\$ 7,8	2018	-
La Virgen	84,0	49,3	US\$ 170,0 ⁽²⁾	US\$ 148,7 ⁽³⁾	N/A	2019

⁽¹⁾ Investimento previsto pela área de implantação na data base dez/13 (R\$ 125,0 mm) atualizado pelo IPCA até dez/18.
⁽²⁾ Investimento previsto pela diretoria do projeto base dez/18.
⁽³⁾ Considerando U\$ 1,0 = R\$ 3,90 (Base 29/03/2019)

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 em 07 de outubro de 2005 firmado com o Ministério de Minas e Energia” e o “Contrato de Concesión de Transmisión No. 313-2008, datado em 11 de junho de 2008, firmado com o Ministério de Minas e Energia”.

No 1T19, continuaram os trabalhos de reforços do túnel, juntamente com estudos detalhados em toda a estrutura, a fim de evitar novos pontos de fuga da água. Os equipamentos eletromecânicos da usina estão montados com as provas em seco já executadas.

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. Ressaltamos que a construção desse projeto ainda não foi iniciada.

Análise do Resultado Consolidado

Receita Operacional Líquida - IFRS

A Alupar e suas subsidiárias registraram Receita Líquida de R\$ 1.145,8 milhões no 1T19, ante os R\$ 365,5 milhões registrados no 1T18.

Receita Líquida (R\$ MM)			
	1T19	1T18	Var.%
Receita de Transmissão de Energia	170,4	44,2	285,3%
Receita de Infraestrutura	701,2	29,3	-
Receita de Remuneração do Ativo de Concessão	133,5	200,5	(33,4%)
Receita de Suprimento de Energia	230,7	121,3	90,2%
Receita Bruta – IFRS	1.235,8	395,3	212,6%
Deduções	90,0	29,8	202,2%
Receita Líquida IFRS	1.145,8	365,5	213,5%

A variação na **Receita Líquida** é explicada principalmente pelo:

- (a) aumento de R\$ 671,9 milhões na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou R\$ 701,2 milhões neste trimestre, ante os R\$ 29,3 milhões registrados no 1T18. Esta variação foi registrada principalmente nos projetos de transmissão em implantação no Brasil, sendo: (i) aumento de R\$ 160,5 milhões, decorrente dos investimentos realizados nas transmissoras em implantação no Brasil (EDTE, ETAP, ETC, TPE, TCC, ESTE e TSM) e; (ii) crescimento de R\$ 511,4 milhões, basicamente em razão da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018;
- (b) aumento de R\$ 126,2 milhões na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou R\$ 170,4 milhões no 1T19, ante os R\$ 44,2 milhões registrados no 1T18, exclusivamente nas transmissoras em operação, pela aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018;
- (c) aumento de R\$ 109,4 milhões na **Receita de Suprimento de Energia**, devido ao: (a) crescimento de R\$ 56,8 milhões no **faturamento combinado das geradoras**, basicamente pelo: (i) aumento de R\$ 18,1 milhões nas PCHs Queluz e Lavrinhas, em razão da estratégia de hedge utilizada nas PCHs, com intuito de mitigar a volatilidade do PLD/mercado neste primeiro trimestre; (ii) aumento de R\$ 20,7 milhões na UHE Ferreira Gomes, explicado principalmente pela venda adicional de 54,4 MW neste trimestre, ao preço médio de R\$ 231,80/MWh, totalizando R\$ 27,2 milhões (no 1T18 foi realizada a venda de 16,3 MW adicionais, ao preço médio R\$ 180,01/MWh, totalizando R\$ 6,3 milhões); (iii) aumento de R\$ 8,4 milhões no faturamento da PCH Verde 8, em função de sua entrada em operação comercial; (iv) aumento de R\$ 9,0 milhões nas UHEs Foz do Rio Claro e Ijuí, em razão do ajuste MRE superior a 1 (energia secundária) ocorrida durante o 1T19 e; (v) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M); (b) aumento de R\$ 89,6 milhões no **faturamento da comercializadora**, que registrou R\$ 105,1 milhões neste trimestre, ante os R\$ 15,5 milhões registrados no 1T18 e; (c) aumento de R\$ 37,0 milhões nas **eliminações**, em razão do crescimento das operações intercompany. Para mais informações sobre as variações na receita de geração, favor verificar a seção “Segmento de Geração”;
- (d) aumento de R\$ 60,2 milhões nas **deduções**, basicamente pelo crescimento de R\$ 51,7 milhões no PIS/COFINS diferido, decorrente do aumento da receita bruta do segmento de transmissão, que, por sua vez, decorreu da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes.

Custos dos Serviços - IFRS

No 1T19, os Custos dos Serviços totalizaram R\$ 368,4 milhões, ante os R\$ 122,1 milhões apurados no 1T18.

Esta variação é decorrente do: (a) aumento de R\$ 155,3 milhões nos **Custos de Infraestrutura**, em razão do aumento de R\$ 160,5 milhões nas transmissoras em implantação no Brasil (ETAP, ETC, TPE, TCC, ESTE, EDTE e TSM), oriundas dos leilões de 2016 e 2017. Para mais informações sobre as variações nos Custos de Infraestrutura (CAPEX), favor verificar a seção “Investimentos” mais adiante;

(b) aumento de R\$ 106,9 milhões na **Energia Comprada para Revenda**, em razão do: (i) crescimento de R\$ 71,0 milhões no **custo combinado das geradoras**, sendo: (i.a) aumento de R\$ 42,1 milhões na **UHE Ferreira Gomes**, em virtude da estratégia de sazonalização de energia adotada neste período e recomposição de lastro; (i.b) aumento de R\$ 11,5 milhões na **PCH Queluz** e R\$ 8,5 milhões na **PCH Lavrinhas**, em função da estratégia de alocação de energia e hedge realizado neste trimestre; (i.c) aumento de R\$ 10,3 milhões na **PCH Verde 8**, decorrente da estratégia sazonalização de energia adotada para o período e; (ii) aumento de R\$ 73,0 milhões no âmbito da **comercializadora** e aumento de R\$ 37,0 milhões nas **eliminações**, conforme detalhados na seção “Segmento de Geração – Comercialização”; (c) queda de R\$ 19,9 milhões nos **Custos dos Serviços Prestados** principalmente em virtude da: (i) da redução de R\$ 23,1 milhões nas PCHs Queluz e Lavrinhas, dado que no 1T18 foi registrada uma provisão referente a exposição negativa (retroativa) frente ao GSF de R\$ 23,0 milhões; (ii) aumento de R\$ 0,7 milhão na PCH Verde 08, em razão da sua entrada em operação comercial (maio/18); (iii) aumento de R\$ 0,6 milhão nos parques eólicos Energia dos Ventos, devido à entrada em operação da linha de transmissão (dez/18); (iv) crescimento de R\$ 1,7 milhão na transmissora STN, em razão de gastos não recorrentes para reparos na linha de transmissão e; (v) aumento de R\$ 0,6 milhão na transmissora ENTE, em virtude de maiores gastos com recuperação de acesso, serviços de O&M e meio ambiente e;

(d) aumento de R\$ 2,3 milhões na conta **Depreciação/Amortização**, em função do aumento de R\$ 1,5 milhão na PCH Verde 08 e de R\$ 0,8 milhão nos parques eólicos Energia dos Ventos, decorrente da entrada em operação comercial dos ativos, maio/18 e dez/18, respectivamente.

Custo dos Serviços R\$ (MM)			
Custo dos Serviços	1T19	1T18	Var.%
Custo dos Serviços Prestados	33,7	53,6	(37,1%)
Energia Comprada para Revenda	123,8	16,9	-
Encargos da Rede Elétrica - CUST	7,3	7,1	2,7%
Recursos Hídricos - CFURH	3,4	2,0	72,4%
Custo de Infraestrutura	174,7	19,4	-
Depreciação / Amortização	25,5	23,2	9,9%
Total	368,4	122,1	201,7%

Despesas Operacionais - IFRS

No 1T19, as Despesas Operacionais totalizaram R\$ (30,7) milhões, ante os R\$ 9,7 milhões apurados no 1T18.

A variação de R\$ (40,3) milhões nesta conta deve-se exclusivamente ao crescimento de R\$ 41,6 milhões na **Equivalência Patrimonial**, explicado pelo aumento de R\$ 47,2 milhões na transmissora ETB, que, em decorrência dos investimentos de R\$ 25,6 milhões realizados neste trimestre e da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, apresentou um lucro de R\$ 94,9 milhões neste trimestre.

Despesas Operacionais R\$ (MM)			
Despesas Operacionais	1T19	1T18	Var.%
Administrativas e Gerais	8,6	7,4	15,9%
Pessoal e Administradores	11,5	11,5	-
Equivalência Patrimonial	(52,3)	(10,7)	388,4%
Outros	0,2	0,1	54,9%
Depreciação / Amortização	1,3	1,3	-
Total	(30,7)	9,7	-

EBITDA - IFRS

No 1T19 o EBITDA totalizou R\$ 834,8 milhões, R\$ 576,6 milhões superior aos R\$ 258,3 milhões registrados no 1T18.

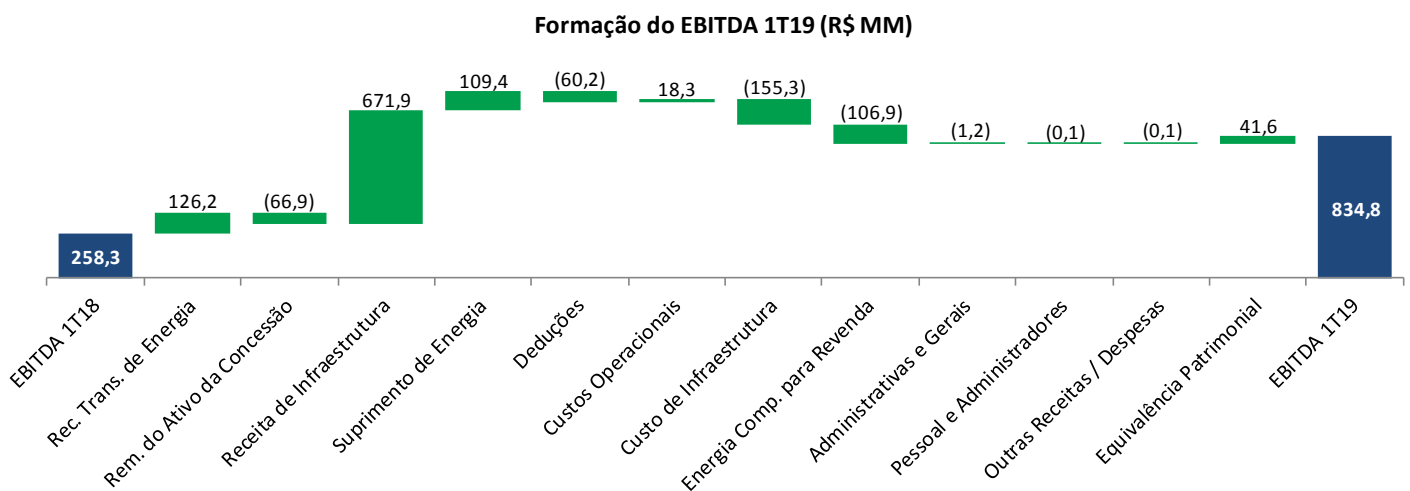
A Margem EBITDA Ajustada atingiu 86,0%, 11,4 p.p superior aos 74,6% apurados no 1T18.

A variação no EBITDA deve-se: (a) aumento de R\$ 780,3 milhões na **Receita Líquida**, em razão do: (i) crescimento de R\$ 731,1 milhões na **Receita do Segmento de Transmissão de Energia**, decorrente, principalmente, do incremento de R\$ 671,9 milhões na **Receita de Infraestrutura**, em virtude dos investimentos realizados nas transmissoras em implantação no Brasil e da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018 e; (ii) aumento de R\$ 109,4 milhões na **Receita do Segmento de Geração de Energia**, conforme detalhado anteriormente na seção “Receita Operacional Líquida – IFRS”; (b) aumento de R\$ 155,3 milhões no **Custo de Infraestrutura**, em razão dos investimentos realizados nas transmissoras em implantação no Brasil (ETAP, ETC, TPE, TCC, ESTE, EDTE e TSM), oriundas dos leilões de 2016 e 2017, que apresentaram aumento de R\$ 160,5 milhões quando comparado o 1T19 frente ao 1T18; (c) aumento de R\$ 106,9 milhões nos custos de **Energia Comprada para Revenda**, em razão do: (i) crescimento de R\$ 71,0 milhões no **custo combinado das geradoras**, sendo: (i.a) aumento de R\$ 42,1 milhões na **UHE Ferreira Gomes**, em virtude da estratégia de sazonalização de energia adotada neste período e recomposição de lastro; (i.b) aumento de R\$ 11,5 milhões na **PCH Queluz** e R\$ 8,5 milhões na **PCH Lavrinhas**, em função da estratégia de alocação de energia e hedge realizado neste trimestre; (i.c) aumento de R\$ 10,3 milhões na **PCH Verde 8**, decorrente da estratégia sazonalização de energia adotada para o período e; (ii) aumento de R\$ 73,0 milhões no âmbito da **comercializadora** e aumento de R\$ 37,0 milhões nas **eliminações**, conforme detalhados na seção “Segmento de Geração – Comercialização” e; (d) aumento de R\$ 41,6 milhões na **Equivalência Patrimonial**, decorrente do crescimento de R\$ 47,2 milhões na transmissora ETB, que, em virtude dos investimentos de R\$ 25,6 milhões realizados neste trimestre e da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, apresentou um lucro de R\$ 94,9 milhões neste trimestre.

EBITDA - IFRS (R\$ MM)			
	1T19	1T18	Var. %
Receita Líquida - IFRS	1.145,8	365,5	213,5%
Custos Operacionais	(44,4)	(62,7)	(29,1%)
Custo de Infraestrutura	(174,7)	(19,4)	801,9%
Compra de Energia	(123,8)	(16,9)	633,6%
Despesas Operacionais	(20,3)	(19,0)	6,9%
Equivalência Patrimonial	52,3	10,7	388,4%
EBITDA	834,8	258,3	223,2%
Margem EBITDA	72,9%	70,7%	2,2 p.p
Margem EBITDA Ajustada*	86,0%	74,6%	11,4 p.p

*Subtraído da receita líquida o capex realizado (custo de infraestrutura)

Segue abaixo a formação do EBITDA:



EBITDA - Regulatório

No 1T19 o EBITDA totalizou R\$ 286,4 milhões, ante os R\$ 298,7 milhões registrados no 1T18.

A Margem EBITDA atingiu 61,7%, ante os 76,8% registrados no mesmo período do ano anterior.

As principais variações no EBITDA Regulatório, quando comparado ao EBITDA – IFRS, ocorrem nas contas: **receitas, custo de infraestrutura e equivalência patrimonial**.

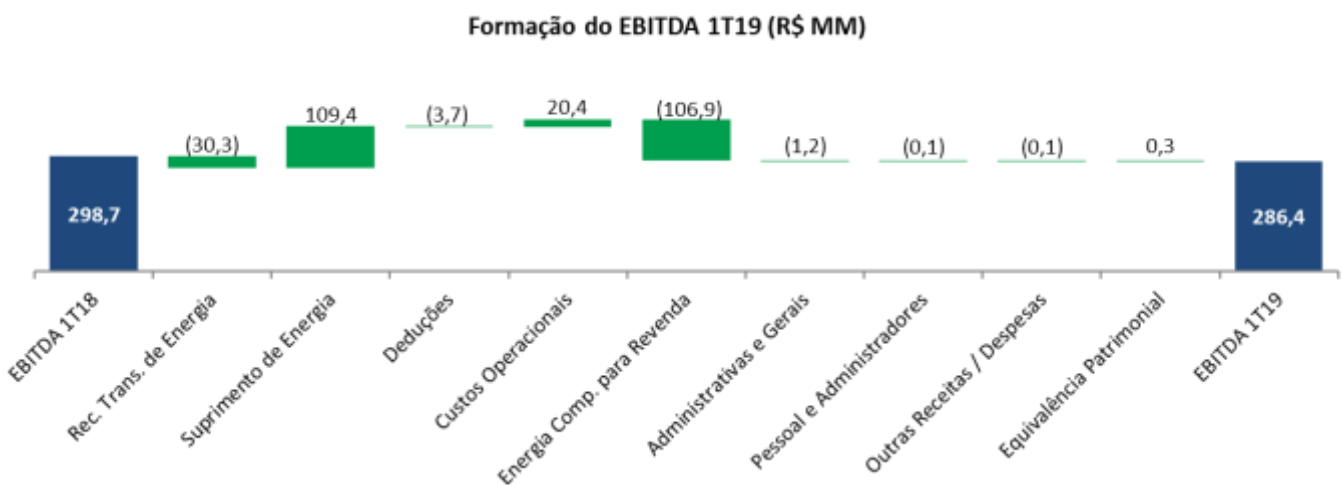
1 – Receita: Enquanto nos números societários foi registrado um aumento de R\$ 780,3 milhões na receita líquida, conforme explicado anteriormente na análise da “Receita Operacional Líquida – IFRS”, nos números regulatórios foi registrado um aumento de R\$ 75,4 milhões na receita líquida, sendo esta variação, exclusivamente, na receita do segmento de transmissão, que apresentou um aumento de R\$ 731,1 milhões nos números societários ante uma redução de R\$ 30,3 milhões nos números regulatórios, principalmente pela: (i) queda de R\$ 32,7 milhões na receita das transmissoras EATE e ETEP, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP, para o ciclo 2018/2019, em função do aniversário de 15 anos da entrada em operação (EATE: mar/18; ETEP: ago/17); (ii) aumento de R\$ 2,4 milhões na receita das demais transmissoras impactadas pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.408 de 26/06/18, que estabeleceu reajuste de 2,85% e 4,27% para os contratos indexados em IPCA e IGP-M respectivamente.

2 - Custo de Infraestrutura: Não é contabilizado nos números regulatórios. Já nos números societários registrou aumento de R\$ 155,3 milhões, decorrente dos investimentos realizados nos projetos de transmissão em implantação no Brasil.

3 – Equivalência Patrimonial: Variação exclusiva no segmento de transmissão. O principal impacto nesta linha é decorrente da implantação da transmissora ETB, que não apresentou resultado no padrão regulatório em contrapartida apresentou lucro líquido de R\$ 94,9 milhões nos números em IFRS, impactando em R\$ 47,2 milhões esta linha.

EBITDA Regulatório (R\$ MM)			
	1T19	1T18	Var.%
Receita Líquida	464,1	388,7	19,4%
Custos Operacionais	(40,9)	(61,3)	(33,2%)
Compra de Energia	(123,8)	(16,9)	-
Despesas Operacionais	(20,3)	(19,0)	6,9%
Equivalência Patrimonial	7,4	7,1	4,5%
EBITDA	286,4	298,7	(4,1%)
Margem EBITDA	61,7%	76,8%	(15,1 p.p)

Segue abaixo a formação do EBITDA:



Resultado Financeiro

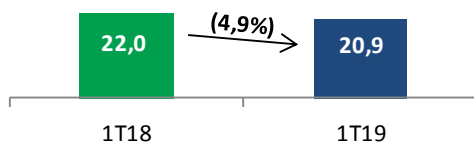
Totalizou R\$ (57,8) milhões no 1T19, R\$ 4,4 milhões inferior aos R\$ (62,2) milhões registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no resultado financeiro foi proveniente da:

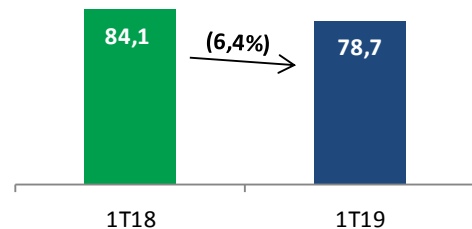
(a) redução de R\$ 5,4 milhões nas **despesas financeiras**, em razão da: (i) queda da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,51% no acumulado do 1T19, ante os 1,59% no acumulado do 1T18; (ii) redução de R\$ 1,3 milhão na transmissora EATE, R\$ 1,1 milhão na transmissora ENTE, R\$ 0,9 milhão na transmissora STN e R\$ 0,8 milhão na transmissora ECTE, decorrente da redução de R\$ 198,1 milhões no saldo das dívidas, basicamente pelas amortizações ao longo dos últimos 12 meses; (iii) redução de R\$ 3,8 milhões na UHE La Virgen, devido à queda na conta de variações cambiais em provisões para aquisições de bens relacionados ao projeto e; (iv) em contrapartida foi registrado um aumento de R\$ 3,9 milhões na PCH Verde 8, que não apresentou saldo no 1T18 e registrou uma despesa de R\$ 3,9 milhões neste trimestre, em razão de sua entrada em operação comercial (maio/18).

(b) redução de R\$ 1,1 milhão nas **receitas financeiras**, principalmente pela: (i) queda de R\$ 2,1 milhões na Alupar – Holding, em decorrência da: (i.a) queda da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,51% no acumulado do 1T19, ante os 1,59% no acumulado do 1T18 e; (i.b) redução de R\$ 94,3 milhões no caixa, principalmente em razão dos investimentos realizados nos projetos de transmissão em implantação e; (ii) aumento de R\$ 0,4 milhão na PCH Verde 8 decorrente de sua entrada em operação.

Receita Financeira (R\$ MM)



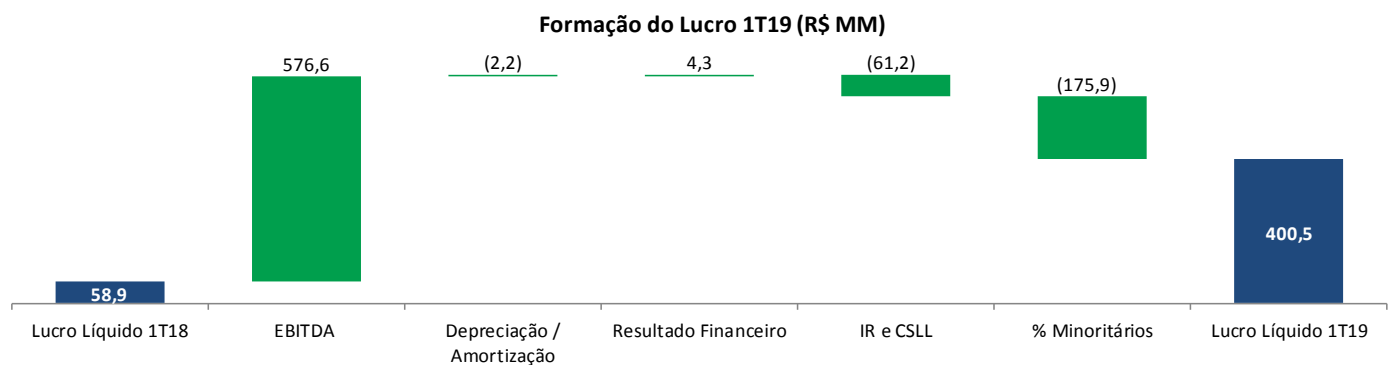
Despesa Financeira (R\$ MM)



Lucro Líquido - IFRS

No 1T19, o lucro líquido totalizou R\$ 400,5 milhões, ante os R\$ 58,9 milhões registrados no 1T18.

Essa variação é resultado do: (a) aumento de R\$ 576,6 milhões no **EBTIDA**, conforme explicados anteriormente; (b) aumento de R\$ 61,2 milhões no **IRPJ/CSLL**, sendo: (i) aumento de R\$ 77,5 milhões no IRPJ/CSLL diferidos das transmissoras, em razão da aplicação do CPC 47 (IFRS 15), o qual gerou um aumento no saldo a receber dos ativos da concessão, e conseqüentemente o reconhecimento dos impostos diferidos sobre este incremento; (ii) redução de R\$ 9,0 milhões no IRPJ/CSLL das usinas Ferreira Gomes (R\$ 6,0 milhões) e Verde 8 (R\$ 3,0 milhões) devido a constituição do IRPJ/CSLL diferidos e; (c) aumento de R\$ 175,9 milhões na **% Minoritários**, principalmente pelo incremento nos resultados das transmissoras, em virtude da aplicação do CPC 47 (IFRS 15).



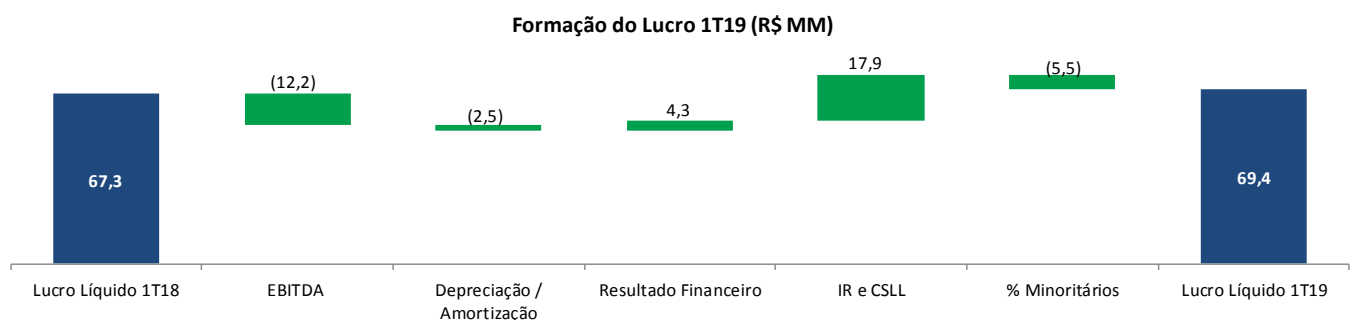
Lucro Líquido – Regulatório

No 1T19, o lucro líquido totalizou R\$ 69,4 milhões, 3,1% superior aos R\$ 67,3 milhões registrados no 1T18.

As variações no lucro regulatório frente ao societário, ocorrem principalmente no **EBITDA e IRPJ/CSLL**.

No **EBITDA**, houve uma redução de R\$ 12,2 milhões, enquanto nos números societários foi registrado um aumento de R\$ 576,6 milhões, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA – Regulatório”.

Em relação ao **IRPJ/CSLL**, foi contabilizada uma redução de R\$ 17,9 milhões, enquanto nos números societários foi registrado um aumento de R\$ 61,2 milhões. Esta variação é explicada exclusivamente no segmento de transmissão, que apresentou um aumento de R\$ 70,4 milhões nos números consolidados em IFRS, basicamente nos impostos diferidos, pela aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, em contrapartida, foi registrada uma queda de R\$ 8,7 milhões nos números consolidados regulatórios, em função da redução de R\$ 8,8 milhões na transmissora EATE, em virtude do menor resultado neste período, dada a queda de 50% da Receita Anual Permitida – RAP, para o ciclo 2018/2019.



Consolidação de Resultado – Societário (IFRS)

Trimestre findo em 31/03/2019				
Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Reunidas / Apaete / Alupar Peru e Colômbia	Consolidado
Receita operacional bruta	1.005.114	230.671		1.235.785
Receita de transmissão de energia	170.821			170.821
Receita de infraestrutura	701.168			701.168
Remuneração do Ativo de Concessão	133.542			133.542
Suprimento de energia	-	230.671		230.671
(-) Parcela variável	(417)			(417)
Deduções da receita operacional bruta	(73.621)	(16.369)		(89.990)
PIS	(2.028)	(4.313)		(6.341)
COFINS	(9.239)	(10.373)		(19.612)
PIS diferido	(15.726)			(15.726)
COFINS diferido	(33.498)			(33.498)
ICMS				-
ISS		(47)		(47)
IVA		(105)		(105)
Reserva Global de Reversão - RGR	(7.228)	-		(7.228)
Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(3.874)	-		(3.874)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.027)	(432)		(1.459)
FNDCT	(1.027)	(432)		(1.459)
Ministério de minas e energia - MME	(514)	(217)		(731)
TFSEE	(1.114)	(450)		(1.564)
TFSEE Diferido	1.654	-		1.654
Receita operacional líquida	931.493	214.302		1.145.795
Custo do serviço	(195.550)	(172.875)		(368.425)
Energia comprada para revenda		(123.814)		(123.814)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(7.269)		(7.269)
CFURH		(3.436)		(3.436)
Custo dos serviços prestados	(20.846)	(12.877)		(33.723)
Custo de infraestrutura	(174.703)			(174.703)
Depreciação / Amortização	(1)	(25.346)		(25.347)
Utilização do Bem Público - UBP	-	(133)		(133)
Lucro bruto	735.943	41.427	-	777.370
Despesas e receitas operacionais	44.076	(4.095)	(8.587)	(714)
Administrativas e gerais	(2.174)	(1.990)	(4.036)	(434)
Pessoal	(5.443)	(2.085)	(3.823)	(11.519)
Resultado de equivalência patrimonial	52.306			52.306
Depreciação / Amortização	(616)	(247)	(309)	(112)
Outras receitas	7	228	-	235
Outras despesas	(4)	(1)	(419)	(424)
EBIT	780.019	37.332	(8.587)	(714)
Depreciação / Amortização	(617)	(25.726)	(309)	(112)
EBITDA	780.636	63.058	(8.278)	(602)
Despesas financeiras	(23.538)	(32.385)	(19.822)	(2.970)
Encargos de dívidas	(21.598)	(36.513)	(19.673)	(4.778)
Variações cambiais	(527)	4.920	1	1.828
Outras	(1.413)	(792)	(150)	(20)
Receitas financeiras	4.068	4.615	11.221	991
Receitas de aplicações financeiras	3.822	3.999	10.208	403
Outras	246	616	1.013	588
	(19.470)	(27.770)	(8.601)	(1.979)
EBT	760.549	9.562	(17.188)	(2.693)
IR / CSLL	(107.090)	3.897	-	(116)
Imposto de renda	(5.857)	(2.757)		(84)
Contribuição social	(10.920)	(1.380)		(32)
Imposto de renda diferido	(63.997)	6.021		-
CSLL diferido	(26.316)	2.013		-
Lucro líquido Consolidado	653.459	13.459	(17.188)	(2.809)
Participação de não controladores				(246.418)
Lucro líquido Alupar				400.503

Consolidação de Resultado – Regulatório

Trimestre findo em 31/03/2019					
Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Reunidas / Apaete / Alupar Peru e Colômbia	Consolidado	
Receita operacional bruta	271.952	230.671		502.623	
Receita de transmissão de energia	272.369			272.369	
(-) Parcela variável	(417)			(417)	
Suprimento de energia		230.671		230.671	
Deduções da receita operacional bruta	(22.177)	(16.369)		(38.546)	
PIS	(2.028)	(4.313)		(6.341)	
COFINS	(9.239)	(10.373)		(19.612)	
ICMS		-		-	
ISS		(47)		(47)	
IVA		(105)		(105)	
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(7.228)	-		(7.228)	
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.027)	(432)		(1.459)	
FNDCT	(1.027)	(432)		(1.459)	
Ministério de minas e energia - MME	(514)	(217)		(731)	
TFSEE	(1.114)	(450)		(1.564)	
Receita operacional líquida	249.775	214.302		464.077	
Custo do serviço	(45.642)	(172.875)		(218.517)	
Energia comprada para revenda		(123.814)		(123.814)	
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(7.269)		(7.269)	
CFURH		(3.436)		(3.436)	
Custo dos serviços prestados	(17.319)	(12.877)		(30.196)	
Depreciação / Amortização	(28.323)	(25.346)		(53.669)	
Utilização do Bem Público - UB	-	(133)		(133)	
Lucro bruto	204.133	41.427	-	245.560	
Despesas e receitas operacionais	(945)	(4.095)	(8.587)	(713)	(14.340)
Administrativas e gerais	(2.172)	(1.990)	(4.036)	(433)	(8.631)
Pessoal	(5.443)	(2.085)	(3.823)	(168)	(11.519)
Resultado de equivalência patrimonial	7.414	-	-	-	7.414
Depreciação / Amortização	(756)	(247)	(309)	(112)	(1.424)
Outras receitas	16	228	-	-	244
Outras despesas	(4)	(1)	(419)	-	(424)
EBIT	203.188	37.332	(8.587)	(713)	231.220
Depreciação / Amortização	(29.079)	(25.726)	(309)	(112)	(55.226)
EBITDA	232.267	63.058	(8.278)	(601)	286.446
Despesas financeiras	(23.539)	(32.385)	(19.822)	(2.970)	(78.716)
Encargos de dívidas	(21.598)	(36.513)	(19.673)	(4.778)	(82.562)
Variações cambiais	(527)	4.920	1	1.828	6.222
Outras	(1.414)	(792)	(150)	(20)	(2.376)
Receitas financeiras	4.069	4.615	11.221	991	20.896
Receitas de aplicações financeiras	3.844	3.999	10.208	403	18.454
Outras	225	616	1.013	588	2.442
	(19.470)	(27.770)	(8.601)	(1.979)	(57.820)
EBT	183.718	9.562	(17.188)	(2.692)	173.400
IR / CSLL	(15.227)	3.897	-	(116)	(11.446)
Imposto de renda	(5.121)	(2.757)	-	(84)	(7.962)
Contribuição social	(10.106)	(1.380)	-	(32)	(11.518)
Imposto de renda diferido	-	6.021	-	-	6.021
CSLL diferido	-	2.013	-	-	2.013
Lucro líquido Consolidado	168.491	13.459	(17.188)	(2.808)	161.954
Participação de não controladores					(92.506)
Lucro líquido Alupar					69.448

Investimentos

No 1T19 foram realizados investimentos totais da ordem de R\$ 200,4 milhões em nossas empresas, sendo R\$ 179,0 milhões investidos no segmento de transmissão, R\$ 21,1 milhões no segmento de geração e R\$ 0,3 milhão no desenvolvimento de novos negócios, ante os R\$ 68,6 milhões registrados em 1T18, quando R\$ 22,0 milhões foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 39,3 milhões foram investidos no segmento de geração e R\$ 7,2 milhões no desenvolvimento de novos negócios.

O volume de investimentos realizados 1T19 reflete, principalmente, a implantação dos ativos de transmissão ETAP, ETC, TPE e TCC que juntos totalizaram R\$ 144,1 milhões neste trimestre ante os R\$ 12,0 milhões registrados no 1T18.

Investimentos (R\$ MM)		
	1T19	1T18
Transmissão*	179,0	22,0
ELTE	0,0	0,2
ETAP	42,7	4,2
ETC	27,3	3,2
TCC	16,3	1,2
TPE	54,7	3,3
TCE	4,3	2,7
ESTE	1,5	0,7
TSM	5,5	1,3
EBTE	-	5,1
EDTE	26,5	-
Outros	0,1	0,0
Geração	21,1	39,3
Energia dos Ventos	7,3	15,9
La Virgen	12,0	2,8
Verde 08	-	18,5
Outros	1,8	2,1
Holding	0,3	7,2
Total	200,4	68,6

*Com exceção da TCE o valor do investimento das transmissoras é exatamente o valor contabilizado como custo de infraestrutura.

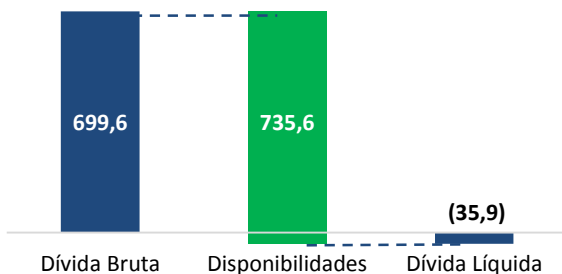
Endividamento

Alupar - Holding:

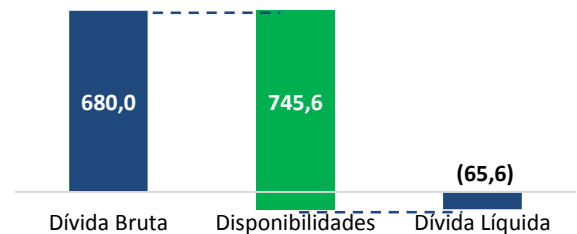
No 1T19, a dívida bruta da Alupar – Holding totalizou R\$ 699,6 milhões, R\$ 19,6 milhões superior aos R\$ 680,0 milhões registrados em dez/18. Esta variação é explicada pela: (i) provisão de encargos, totalizando R\$ 13,2 milhões e; (ii) provisões de variação monetária, no montante de R\$ 6,5 milhões.

As disponibilidades da Alupar - Holding totalizaram R\$ 735,6 milhões, R\$ 10,0 milhões inferior aos R\$ 745,6 milhões registrados em dez/18. Esta variação é explicada principalmente pelos aportes de R\$ 7,5 milhões realizados nos projetos, sendo R\$ 6,1 milhões na Windepar e R\$ 1,4 milhões na Alupar Colômbia para implantação da transmissora TCE.

Dívida Total 1T19



Dívida Total dez/18



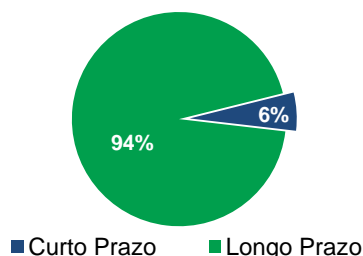
A dívida bruta da Alupar - Holding consiste 100% em emissões de debêntures, sendo todas indexadas por IPCA, com um perfil bem alongado, sendo aproximadamente 19% dos vencimentos após 2024.

A dívida de curto prazo totalizou R\$ 40,1 milhões, R\$ 12,6 milhões superior aos R\$ 27,5 milhões contabilizados em dez/18, sendo este aumento explicada principalmente pela provisão de encargos e variações monetárias da V e VI emissões de debêntures da Holding.

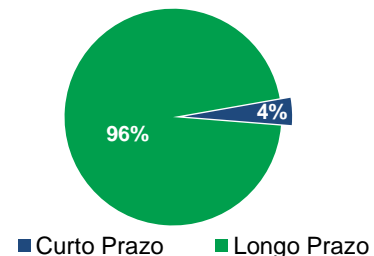
Para mais informações sobre o Endividamento da Alupar - Holding, favor verificar as Notas Explicativas 24 “Empréstimos e Financiamentos” e 25 “Debêntures” das demonstrações financeiras do 1T19.

Abaixo o perfil da dívida da Alupar - Holding:

Perfil da Dívida Alupar - Holding 1T19



Perfil da Dívida Alupar - Holding dez/18



Consolidado:

A dívida bruta consolidada da Alupar e suas subsidiárias totalizou R\$ 6.380,4 no 1T19, R\$ 22,9 milhões inferior aos R\$ 6.403,3 milhões apurados em dez/18. Esta variação é explicada principalmente pela: (i) provisões de encargos e variações monetárias nas dívidas da Alupar - Holding, no montante de **R\$ 19,7 milhões**; (ii) amortização das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 139,2 milhões**; (iii) pagamentos dos encargos das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 106,8 milhões**; (iv) provisões de encargos e variações monetárias das subsidiárias, totalizando **R\$ 128,2 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\$ 7,5 milhões** e; (vi) liberação da 2ª tranche para Alupar Peru, do financiamento captado junto ao banco Santander para implantação da UHE La Virgen, no montante de **R\$ 67,8 milhões**.

As disponibilidades totalizaram R\$ 3.506,7 milhões no 1T19, ante os R\$ 3.600,2 milhões registrados em dez/18. Esta variação de R\$ 93,5 milhões no caixa, deve-se, principalmente aos investimentos realizados nos projetos em implantação, dos quais destacamos: (i) redução de R\$ 33,9 milhões no caixa da transmissora ETAP; (ii) queda de R\$ 23,1 milhões no caixa da transmissora TCC e; (iii) redução de R\$ 48,8 milhões nas disponibilidades da transmissora TPE.

A dívida líquida registrada no 1T19 totalizou R\$ 2.873,8 milhões, ante os R\$ 2.803,1 milhões registrados em dez/18.



A dívida de curto prazo registrada no 1T19 totalizou R\$ 696,7 (11% da dívida total), R\$ 9,4 milhões inferior aos R\$ 706,1 milhões registrados em dez/18.

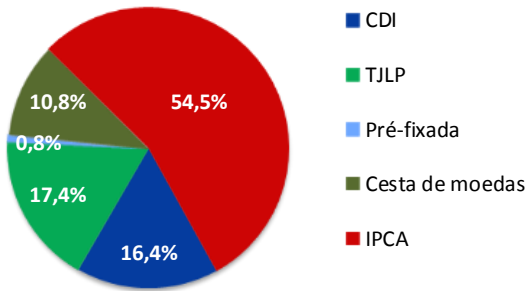
Dos 11% da dívida de curto prazo, 1,6% ou R\$ 11,1 milhões são referentes a empréstimos ponte, com vencimentos ao longo de 2019.

Da dívida bruta consolidada, R\$ 699,6 milhões referem-se à Alupar - Holding, conforme detalhado acima, outros R\$ 2.826,4 milhões estão alocados nas empresas operacionais, que possuem fluxo de pagamento compatível com as respectivas gerações de caixa e, por fim, R\$ 2.854,4 milhões referem-se aos projetos em implantação, sendo R\$ 514,7 milhões alocados na Alupar Peru / La Virgen para implantação da UHE La Virgen; R\$ 154,3 milhões alocados na implantação da transmissora ETAP; R\$ 114,7 milhões na implantação da transmissora ETC; R\$ 667,6 milhões na implantação da transmissora TCC; R\$ 1.050,6 milhões para implantação da transmissora TPE; R\$ 312,1 milhões para implantação da transmissora EDTE e; R\$ 40,4 milhões para implantação da transmissora TCE (Colômbia).

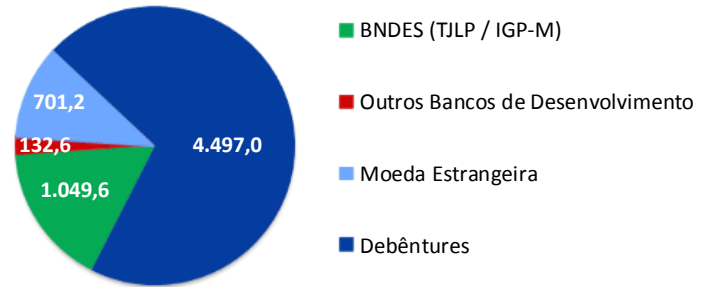
No 1T19, as emissões de debêntures corresponderam a R\$ 4.497,0 milhões ou 70,5% do total da dívida. As debêntures de emissões da: (i) Alupar - Holding representam um saldo de R\$ 699,6 milhões; (ii) das subsidiárias em operação (EATE, ECTE, ENTE, ETEP, EBTE, ETES, ETVG, STN, Ferreira Gomes, Transirapé, Transleste, Transudeste, EDVs - Windepar e Verde 8), totalizaram R\$ 1.339,0 milhões e; (iii) dos projetos em implantação registraram um saldo de R\$ 2.458,3 milhões.

A dívida em moeda estrangeira totalizou R\$ 701,2 milhões ou 11,0% do total da dívida, sendo que a mesma está alocada nos projetos de geração e transmissão no Peru e na Colômbia.

Composição Dívida Total por Indexador (%)

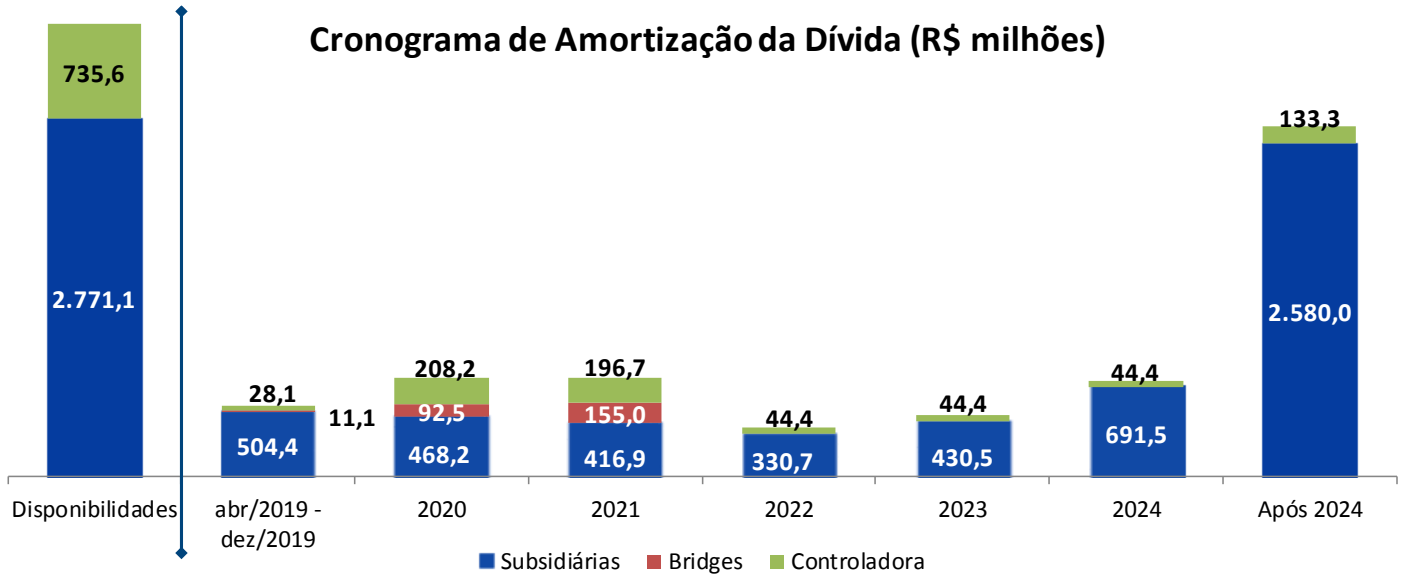


Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



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)



	abr/2019 - dez/2019	2020	2021
BRIDGES (MM)			
La Virgen / Alupar Inversiones	R\$ 10,0	R\$ 92,0	R\$ 116,2
TCE (Colômbia)	R\$ 1,2	R\$ 0,5	R\$ 38,8
TOTAL	R\$ 11,1	R\$ 92,5	R\$ 155,0

Fitch Ratings

- ✓ Corporativo (escala nacional) **AAA**
- ✓ Escala Internacional **BB**

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).



Em todos os pregões desde nossa listagem, as Units da Alupar tiveram negociação, apresentando um volume médio diário de R\$ 7,1 milhões. Destacamos que volume médio diário registrado de 01/01/2019 – 15/05/2019 foi de R\$ 14,9 milhões.

No dia 15 de maio de 2019, o valor de mercado da Alupar era de R\$ 6,593 bilhões.

Próximos Eventos

Teleconferência de Resultados do 1T19

Data: 16 de maio de 2019

Português

15h00 (Horário de Brasília)
 14h00 (Horário de Nova Iorque)
 Telefone: + 55 (11) 2188-0155
 Senha: Alupar
 Replay: +55 (11) 2188-0400
 Senha: Alupar

Inglês (tradução simultânea)

15h00 (Horário de Brasília)
 14h00 (Horário de Nova Iorque)
 Telefone: +1 (646) 843-6054
 Senha: Alupar
 Replay: +55 (11) 2188-0400
 Senha: Alupar

ANEXO 01 – SOCIETÁRIO

ATIVO

CIRCULANTE

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2019	31/12/2018
CIRCULANTE	970.343	984.044	4.854.763	4.986.366
Caixa e equivalentes de caixa	249.251	231.878	2.907.339	2.975.423
Investimentos de curto prazo	486.325	513.756	486.325	513.756
Títulos e valores mobiliários	-	-	107.934	105.979
Contas a receber de clientes	60.457	48.972	387.435	324.347
Contas a receber com partes relacionadas	64.335	63.219	-	-
Dividendos a receber - partes relacionadas	68.465	79.734	17.387	17.387
Juros sobre capital próprio - partes relacionadas	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	33.877	37.790	64.483	61.770
Outros tributos compensáveis	-	-	19.988	16.887
Adiantamento a fornecedores	141	138	11.981	9.733
Estoques	-	-	1.197	1.144
Despesas pagas antecipadamente	58	38	12.025	7.030
Cauções e depósitos judiciais	-	-	-	-
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Ativo contratual da concessão	-	-	784.593	906.633
Ativos mantidos para venda	-	-	-	-
Outros ativos	7.434	8.519	54.076	46.277
NÃO CIRCULANTE	4.651.915	4.227.467	10.551.186	9.620.214
Contas a receber de clientes	-	-	11.697	12.130
Contas a receber com partes relacionadas	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital - partes relacionadas	177.483	170.023	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	5.064	4.992
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	28.897	29.398
Outros tributos compensáveis	-	-	2.774	2.774
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	18.457	10.063
Adiantamento a fornecedores	-	-	1.095	1.012
Estoques	-	-	35.272	25.213
Cauções e depósitos judiciais	3.021	2.965	26.265	23.933
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Ativo contratual da concessão	-	-	5.463.620	4.624.825
Outros ativos	6.172	696	33.685	26.366
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	383.447	343.228	472.295	419.989
Investimentos em controladas	3.993.585	3.622.294	-	-
Propriedades para investimento	7.826	7.826	7.826	7.826
Imobilizado	764	1.004	4.300.396	4.283.482
Intangível	79.617	79.431	143.843	148.211
ATIVO TOTAL	5.622.258	5.211.511	15.405.949	14.606.580

PASSIVO

CIRCULANTE

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2019	31/12/2018
CIRCULANTE	221.442	221.389	1.499.055	1.528.902
Empréstimos e financiamentos	-	-	197.029	197.184
Debêntures	40.054	27.463	499.719	508.893
Fornecedores	44.141	53.986	361.105	293.192
Salários, férias e encargos sociais	3.600	3.396	23.036	20.633
Imposto de renda e contribuição social	-	-	20.864	52.372
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-
Pis e cofins diferidos	-	-	-	-
Outros tributos a pagar	1.754	4.653	37.070	44.552
Provisões de constituição dos ativos	-	-	89.131	79.341
Dividendos a pagar - partes relacionadas	131.868	131.868	156.973	158.192
Provisão para gastos ambientais	-	-	23.201	23.400
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	65.085	85.107
Provisões para contingências	-	-	856	1.071
Adiantamentos de clientes	-	-	-	1.110
Outras obrigações	25	23	24.986	63.855

NÃO CIRCULANTE

NÃO CIRCULANTE	669.965	662.074	6.989.761	6.815.969
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.686.438	1.663.297
Debêntures	659.593	652.527	3.997.234	4.033.896
Fornecedores	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital - partes relacionadas	-	-	-	-
Outros tributos a pagar	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social	-	-	1.485	1.485
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	782.083	684.758
Pis e Cofins Diferido	-	-	-	-
Taxas regulamentares e setoriais diferidas	-	-	155.069	137.327
Provisões para contingências	5.374	4.936	10.803	10.057
Adiantamentos de clientes	-	-	-	-
Provisão para gastos ambientais	-	-	734	734
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	-	-
Provisões de constituição dos ativos	-	-	6.677	6.678
Outras obrigações	-	-	349.238	277.737
Provisão para passivo a descoberto	4.998	4.611	-	-

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.730.851	4.328.048	6.917.133	6.261.709
Capital social subscrito e integralizado	2.981.996	2.981.996	2.981.996	2.981.996
(-) Gastos com emissão de ações	(65.225)	(65.225)	65.225	(65.225)
Reserva de capital	43.695	43.695	43.695	43.695
Reservas de lucros	1.343.354	1.343.354	1.343.354	1.343.354
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-
Lucros acumulados	400.503	-	400.503	-
Outros resultados abrangentes	26.528	24.228	26.528	24.228

DA CONTROLADORA

Participação de acionistas não controladores	-	-	2.186.282	1.933.661
--	---	---	-----------	-----------

TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	5.622.258	5.211.511	15.405.949	14.606.580
--	------------------	------------------	-------------------	-------------------

	Controladora		Consolidado	
	Período findo em		Período findo em	
	31/03/2019	31/03/2018	31/03/2019	31/03/2018
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Sistema de transmissão de energia	-	-	1.005.114	273.996
Sistema de geração de energia	105.135	15.505	230.671	121.292
Prestação de serviços	-	-	-	-
	105.135	15.505	1.235.785	395.288
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	(6.226)	(1.386)	(89.990)	(29.783)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	98.909	14.119	1.145.795	365.505
CUSTO DO SERVIÇO				
Custo com energia elétrica				
Energia comprada para revenda	(88.469)	(15.481)	(123.814)	(16.878)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	(7.269)	(7.077)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	(3.436)	(1.993)
Custo de operação				
Custo dos serviços prestados	(186)	(189)	(33.723)	(53.617)
Custo de infraestrutura	-	-	(174.703)	(19.370)
Depreciação / amortização	-	-	(25.480)	(23.183)
	(88.655)	(15.670)	(368.425)	(122.118)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	10.254	(1.551)	777.370	243.387
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS				
Administrativas e gerais	(8.168)	(6.648)	(21.437)	(20.248)
Equivalência patrimonial	407.437	74.542	52.306	10.710
Outras receitas	-	-	235	134
Outras despesas	(419)	(233)	(424)	(256)
	398.850	67.661	30.680	(9.660)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	409.104	66.110	808.050	233.727
Despesas financeiras	(19.822)	(20.507)	(78.715)	(84.140)
Receitas financeiras	11.221	13.336	20.895	21.973
	(8.601)	(7.171)	(57.820)	(62.167)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	400.503	58.939	750.230	171.560
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	(21.030)	(27.576)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	(82.279)	(14.555)
	-	-	(103.309)	(42.131)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	400.503	58.939	646.921	129.429
Atribuído a sócios da empresa controladora	400.503	58.939	400.503	58.939
Atribuído a sócios não controladores	-	-	246.418	70.490
	400.503	58.939	646.921	129.429

ANEXO 02 – REGULATÓRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2019	31/12/2018
ATIVO				
CIRCULANTE	970.343	972.865	4.080.821	4.094.262
Caixa e equivalentes de caixa	249.251	587.165	2.907.339	3.330.710
Investimentos de curto prazo	486.325	158.469	486.325	158.469
Títulos e valores mobiliários	-	-	107.934	105.979
Contas a receber de clientes	60.457	48.972	387.435	324.347
Contas a receber com partes relacionadas	-	-	-	-
Dividendos a receber	64.335	63.219	-	-
Juros sobre capital próprio	68.465	68.555	17.387	17.387
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.799	3.677
Outros tributos compensáveis	33.877	37.790	74.322	74.486
Adiantamento a fornecedores	-	-	19.988	16.887
Estoques	-	-	4	4
Despesas pagas antecipadamente	-	-	1.122	1.069
Cauções e depósitos judiciais	58	38	12.025	7.030
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Ativos mantidos para venda	-	-	30.149	29.040
Outros ativos	7.575	8.657	32.992	25.177
NÃO CIRCULANTE	3.370.833	3.276.477	7.957.614	7.760.974
Contas a receber de clientes	-	-	12.194	12.130
Contas a receber com partes relacionadas	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	177.483	170.024	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	5.064	4.992
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.187	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	2.774	2.774
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	17.667	10.063
Adiantamento a fornecedores	-	-	1.095	1.012
Estoques	-	-	9.746	714
Cauções e depósitos judiciais	3.021	2.965	26.326	23.994
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Outros ativos	6.172	695	31.944	24.621
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	264.506	261.564	314.639	307.020
Investimentos em controladas	2.831.444	2.752.968	-	-
Propriedades para investimento	7.826	7.826	7.826	7.826
Imobilizado	764	1.004	7.308.743	7.141.868
Intangível	79.617	79.431	216.409	220.773
ATIVO TOTAL	4.341.176	4.249.342	12.038.435	11.855.236

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2019	31/12/2018
PASSIVO				
CIRCULANTE	221.443	89.524	1.512.418	1.358.893
Empréstimos e financiamentos	-	-	197.029	197.184
Debêntures	40.054	27.463	499.719	508.893
Fornecedores	44.141	53.986	361.105	287.767
Salários, férias e encargos sociais	3.600	3.396	23.999	21.454
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	32.632	65.717
Outros tributos a pagar	1.754	4.653	33.339	50.366
Provisões de constituição dos ativos	-	-	89.131	79.341
Dividendos a pagar	131.868	1	156.973	20.795
Provisão para gastos ambientais	-	-	23.201	23.400
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	58.181	55.689
Provisões para contingências	-	-	6	121
Adiantamentos de clientes	-	-	14.013	26.800
Outras obrigações	26	25	23.090	21.366
NÃO CIRCULANTE	670.073	662.183	5.796.984	5.804.870
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.686.438	1.663.297
Debêntures	659.593	652.527	3.997.241	4.033.896
Fornecedores	-	-	-	515
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-
Outros tributos a pagar	-	-	1.636	1.528
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	6.366	8.457
Provisões para contingências	5.374	4.936	10.796	10.057
Adiantamentos de clientes	-	-	57.736	50.310
Provisão para gastos ambientais	-	-	734	734
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	-	-
Provisões de constituição dos ativos	-	-	6.677	6.678
Outras obrigações	-	-	29.360	29.398
Provisão para passivo a descoberto	5.106	4.720	-	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.449.660	3.497.635	3.449.660	3.497.635
Capital social subscrito e integralizado	2.981.996	2.981.996	2.981.996	2.981.996
(-) Gastos com emissão de ações	(65.225)	(65.225)	65.225	(65.225)
Reserva de capital	337	337	337	337
Reservas de lucros	436.576	257.227	436.576	257.227
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-
Lucros acumulados	69.448	299.072	69.448	299.072
Outros resultados abrangentes	26.528	24.228	26.528	24.228
Participação de acionistas não controladores	-	-	1.279.373	1.193.838
Patrimônio líquido + participação de acionistas não controladores	3.449.660	3.497.635	4.729.033	4.691.473
PASSIVO TOTAL	4.341.176	4.249.342	12.038.435	11.855.236

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

Sistema de transmissão de energia	-	-	271.952	302.261
Sistema de geração de energia	105.135	15.505	230.671	121.292
Prestação de serviços	-	-	-	-

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

CUSTO DO SERVIÇO

Custo com energia elétrica

Energia comprada para revenda	(88.469)	(15.481)	(123.814)	(16.878)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	(7.269)	(7.077)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	(3.436)	(1.993)

Custo de operação

Custo dos serviços prestados	(186)	(189)	(30.196)	(52.194)
Custo de infraestrutura	-	-	-	-
Depreciação / amortização	-	-	(53.802)	(51.253)

LUCRO BRUTO

DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS

Administrativas e gerais	(8.168)	(6.648)	(21.574)	(20.370)
Equivalência patrimonial	76.382	82.952	7.414	7.098
Outras receitas	-	-	244	134
Outras despesas	(419)	(233)	(424)	(256)

LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO

Despesas financeiras	(19.822)	(20.507)	(78.716)	(84.140)
Receitas financeiras	11.221	13.336	20.896	21.973

LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS

Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	(19.480)	(27.575)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	8.034	(1.795)
	-	-	(11.446)	(29.370)

LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO

Atribuído a sócios da empresa controladora	69.448	67.349	69.448	67.349
Atribuído a sócios não controladores	-	-	92.506	87.043

Controladora		Consolidado	
Exercício findo em		Exercício findo em	
31/03/2019	31/03/2018	31/03/2019	31/03/2018
105.135	15.505	502.623	423.553
(6.226)	(1.386)	(38.546)	(34.835)
98.909	14.119	464.077	388.718
(88.655)	(15.670)	(218.517)	(129.395)
10.254	(1.551)	245.560	259.323
67.795	76.071	(14.340)	(13.394)
78.049	74.520	231.220	245.929
(8.601)	(7.171)	(57.820)	(62.167)
69.448	67.349	173.400	183.762
69.448	67.349	161.954	154.392
69.448	67.349	161.954	154.392