

São Paulo, 01 de junho de 2020 – A Alupar Investimento S.A. (B3: ALUP11), divulga hoje seus resultados do 1T20. 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).

1T20 Destaques do Período

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"

R\$ MM	4T19	1T20	1T19	Var.%
Receita Líquida	1.369,4	1.216,9	1.145,8	6,2%
EBITDA (CVM 527)	664,9	609,8	834,8	(27,0%)
Lucro Líquido Alupar	166,3	179,1	400,5	(55,3%)

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"

R\$ MM	4T19	1T20	1T19	Var.%
Receita Líquida	462,0	477,9	464,1	3,0%
EBITDA (CVM 527)	327,9	371,2	286,4	29,6%
Lucro Líquido Alupar	86,2	72,4	69,4	4,2%

Teleconferência 1T20 | 02/06/2020

Português	Inglês (tradução simultânea)
15h00 (Horário de Brasília)	15h00 (Horário de Brasília)
14h00 (Horário de Nova Iorque)	14h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: + 55 (11) 2188-0155	Telefone: +1 (646) 834-6054
Senha: Alupar	Senha: Alupar
Replay: +55 (11) 2188-0400	Replay: +55 (11) 2188-0400
Senha: Alupar	Senha: Alupar

Link para webcast disponível no site de Relações com Investidores:
www.alupar.com.br/ri

Contato RI

Tel.: (011) 4571-2400
ri@alupar.com.br

Cotação em 01/06/2020

ALUP11: R\$ 25,10
Total de UNITS¹: 293.037.090
Market-Cap: R\$ 7,355 bilhões
(1) Units Equivalentes

Acontecimentos do Período

Evento		
Janeiro 2020	Entrada em Operação EDTE	A controlada indireta EDTE obteve, em 20/01/2020, autorização para início de operação comercial. A EDTE foi responsável por implementar o lote M da 1ª Etapa do Leilão de Transmissão nº 013/2015, realizado em abril de 2016.
Fevereiro 2020	Reafirmação de Rating “AAA (bra)”	A agência de classificação de risco, Fitch Ratings, reafirmou o rating em escala nacional de longo prazo da Alupar e de suas emissões de Debêntures em “AAA (bra)” e o rating em escala internacional, para moeda estrangeira em “BB” e para moeda local em “BBB-”, mantendo a perspectiva estável.
Março 2020	Covid – 19	Diante da pandemia reportada pela Organização Mundial de Saúde (OMS) relacionada à difusão do Covid-19, a Companhia adotou medidas de monitoramento e prevenção a fim de proteger seus colaboradores e comunidades em que atua, observando as recomendações das autoridades sanitárias. Tendo em vista a disseminação do vírus, a Alupar criou um Comitê de Crise Emergencial, responsável pelo Planejamento de Contingência para lidar com a situação.
Abril 2020	Juros e Amortização da 6ª Emissão de debêntures da Alupar	Realizado em 15 de abril, o pagamento de amortização e juros no montante total de R\$ 169.928.727,31 referente à 6ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única (APAR16).
Abril 2020	Aprovação de pagamento de dividendos	Aprovado em AGOE a distribuição de dividendos no montante de R\$ 202,2 milhões, equivalente a R\$ 0,69 por Unit (R\$ 0,23 por ação ON e PN).

Principais Indicadores Consolidados

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"				
R\$ MM	4T19	1T20	1T19	Var.%
Receita Líquida	1.369,4	1.216,9	1.145,8	6,2%
EBITDA (CVM 527)	664,9	609,8	834,8	(27,0%)
Margem EBITDA	48,6%	50,1%	72,9%	(22,8 p.p)
Margem EBITDA Ajustada*	87,2%	85,1%	86,0%	(0,9 p.p)
Resultado Financeiro	(72,6)	(92,3)	(57,8)	59,6%
Lucro Líquido consolidado	348,4	377,5	646,9	(41,6%)
Minoritários Subsidiárias	182,0	198,4	246,4	(19,5%)
Lucro Líquido Alupar	166,3	179,1	400,5	(55,3%)
Lucro Líquido por UNIT (R\$)**	0,57	0,61	1,37	(55,3%)
Dívida Líquida***	4.519,6	5.075,9	2.873,8	76,6%
Dív. Líquida / Ebitda****	1,7	2,1	0,9	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"				
R\$ MM	4T19	1T20	1T19	Var.%
Receita Líquida	462,0	477,9	464,1	3,0%
EBITDA (CVM 527)	327,9	371,2	286,4	29,6%
Margem EBITDA	71,0%	77,7%	61,7%	16,0 p.p
Resultado Financeiro	(67,8)	(91,2)	(57,8)	57,8%
Lucro Líquido consolidado	172,2	178,1	162,0	10,0%
Minoritários Subsidiárias	86,0	105,7	92,5	14,3%
Lucro Líquido Alupar	86,2	72,4	69,4	4,2%
Lucro Líquido por UNIT (R\$)**	0,29	0,25	0,24	4,2%
Dívida Líquida***	4.519,6	5.075,9	2.873,8	76,6%
Dív. Líquida / Ebitda****	3,4	3,4	2,5	

*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).

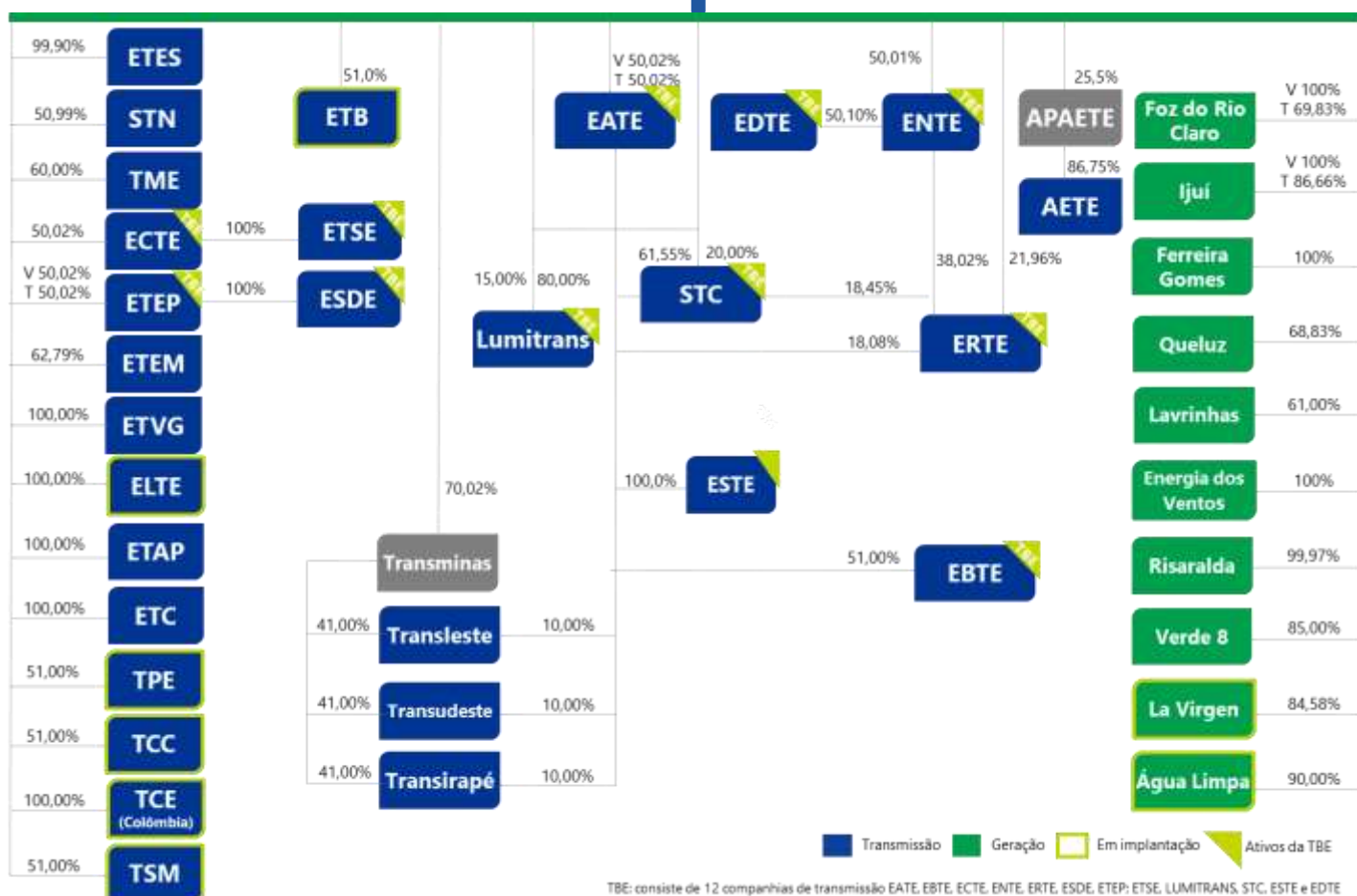
2) Conceito de "Regulatório": Refere-se aos números provenientes dos demonstrativos contábeis regulatórios das nossas subsidiárias, e cuja principal diferença é a não aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12), CPC 47 (IFRS 15) e CPC 06 – R2 (IFRS 16). O ICPC 01 e o CPC 47 tem um impacto material em relação às 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. O CPC 06 - R2 introduziu um modelo único de contabilização de arrendamentos nas demonstrações financeiras dos arrendatários. Como resultado, a Companhia, como arrendatária, passou a reconhecer os ativos de direito (seus direitos de utilizar os ativos subjacentes) e os passivos de arrendamento (obrigações de efetuar pagamentos dos arrendamentos). Esta norma contábil altera as contas patrimoniais da Companhia, com a criação das contas "Passivo de Arrendamento" e "Direito de Uso – Ativo Imobilizado", impactando as linhas "Depreciação / Amortização" e "Despesa Financeira" na apuração do resultado da Companhia.

Visão Geral

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

Abaixo a estrutura societária da Companhia:

Alupar



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

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

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

Transmissão

A Alupar possui participação em concessões de 30 sistemas de transmissão de energia elétrica, totalizando 7.929 km de linhas de transmissão, por meio de concessões com prazo de 30 anos localizadas no Brasil e um perpétuo localizado na Colômbia, sendo 22 operacionais e 8 em fase de implantação, que possuem cronograma de entrada em operação comercial até 2022.

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

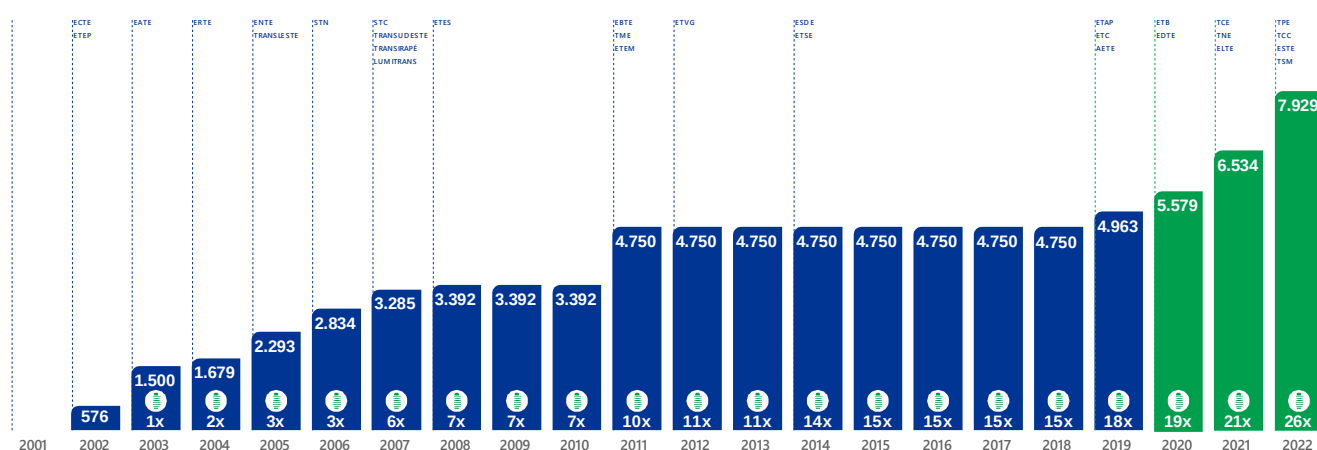
Empresa	Prazo da Concessão		Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2017-18)	RAP/RBNI (Ciclo 2018-19)	RAP/RBNI (Ciclo 2019-20)	Índice
	Início	Fim						
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 56,4	R\$ 51,2	R\$ 55,1	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 225,1	R\$ 234,7	R\$ 204,0	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 50,5	R\$ 52,7	R\$ 39,0	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 354,3	R\$ 227,2	R\$ 244,6	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 47,5	R\$ 49,6	R\$ 53,4	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 180,1	R\$ 189,2	R\$ 203,7	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 40,8	R\$ 42,5	R\$ 45,8	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 25,3	R\$ 26,4	R\$ 28,4	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 33,1	R\$ 34,5	R\$ 37,2	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 44,0	R\$ 45,2	R\$ 47,3	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 26,6	R\$ 27,8	R\$ 29,9	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 14,1	R\$ 14,5	R\$ 15,2	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	775 km	R\$ 47,0	R\$ 48,3	R\$ 46,1	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 50,1	R\$ 51,5	R\$ 53,9	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 13,1	R\$ 13,5	R\$ 14,1	IPCA
EDEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 12,5	R\$ 12,9	R\$ 13,5	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 10,7	R\$ 11,0	R\$ 11,6	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 147,5	R\$ 158,1	R\$ 165,4	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 19,6	R\$ 20,2	R\$ 21,1	IPCA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+40km	R\$ 35,6	R\$ 37,5	R\$ 39,2	IPCA
ETAP (Lote I)	02/09/2016	02/09/2046	06/04/2019	Subestação+20km	R\$ 52,3	R\$ 53,8	R\$ 56,3	IPCA
ETC (Lote T)	02/09/2016	02/09/2046	23/09/2019	Subestação	R\$ 30,3	R\$ 31,2	R\$ 32,7	IPCA
TPE (Lote 2)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	541km	R\$ 221,6	R\$ 228,0	R\$ 238,6	IPCA
TCC (Lote 6)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	288km	R\$ 150,7	R\$ 155,0	R\$ 162,2	IPCA
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	236km	R\$ 104,3	R\$ 107,3	R\$ 112,3	IPCA
TCE (Colômbia)	22/11/2016	Perpétua	Pré-Oper.	200km	R\$ 73,1 ¹	R\$ 86,8 ²	R\$ 90,6 ³	PPI
TSM (Lote 19)	11/08/2017	11/08/2047	Pré-Oper	330 km	R\$ 101,3	R\$ 104,2	R\$ 109,0	IPCA
ETB (Lote E)	27/09/2016	27/09/2046	Pré-Oper	446 km	R\$ 131,1	R\$ 134,8	R\$ 141,1	IPCA
EDTE (Lote M)	01/12/2016	01/12/2046	20/01/2020	170 km	R\$ 64,2	R\$ 66,1	R\$ 69,1	IPCA
AETE	18/02/2004	18/02/2034	19/08/2005	193 km	R\$ 47,4	R\$ 49,5	R\$ 53,2	IGP-M
TOTAL				7.929 km	R\$ 2.410,2	R\$ 2.364,3	R\$ 2.433,6	

¹USD 1,0 - BRL 3,25 ²USD 1,0 - BRL 3,86 ³USD 1,0 - BRL 4,03

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

Evolução das Transmissoras Alupar (em quilômetros)

subestações próprias em implantação em operação



Geração

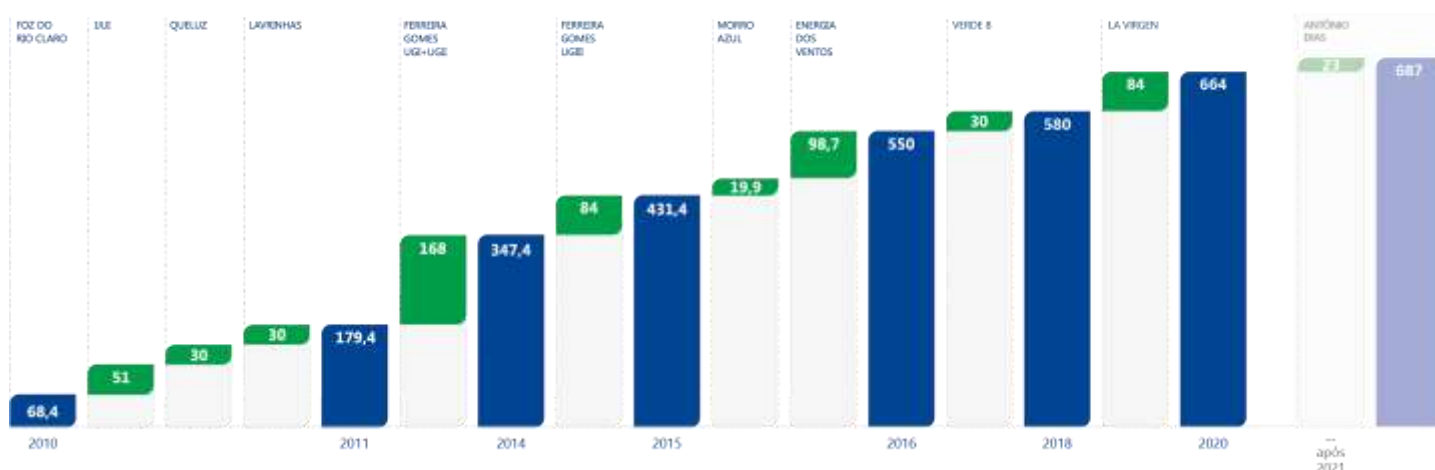
Atualmente, a Alupar atua no segmento de geração de energia elétrica por meio de UHEs, PCHs e parques eólicos, localizados no Brasil, Colômbia e Peru. O portfólio de ativos totaliza uma capacidade instalada de 580,0 MW em operação, 84,0 MW em implantação, além de um projeto (Antônio Dias) de 23 MW em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



*Antônio Dias (23 MW) em fase de licenciamento

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 33** de “Informações por Segmento” das demonstrações financeiras do 1T20.

Em razão das questões já comentadas sobre as diferenças que ocorrem entre os números Regulatórios e Societários (vide “Notas” na página 3 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	4T19	1T20	1T19	Var. %
Receita Líquida	1.331,6	1.247,4	1.070,3	16,5%
Custo dos Serviços Prestados	(48,7)	(21,9)	(22,4)	(2,2%)
Custo de Infraestrutura	(714,8)	(697,3)	(201,1)	246,7%
Depreciação / Amortização	(3,9)	(1,3)	(0,6)	111,5%
Despesas Operacionais	(14,3)	(12,3)	(8,0)	52,4%
EBITDA (CVM 527)	553,7	515,9	838,8	(38,5%)
Margem EBITDA	41,6%	41,4%	78,4%	(37,0 p.p)
Margem EBITDA Ajustada*	89,8%	93,8%	96,5%	(2,7 p.p)
Resultado Financeiro	(29,1)	(22,1)	(21,5)	2,9%
Lucro Líquido	313,4	386,2	681,2	(43,3%)
Dívida Líquida**	2.813,5	3.279,6	1.283,8	155,5%
Div. Líquida / EBITDA***	1,3	1,6	0,4	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"

R\$ MM	4T19	1T20	1T19	Var. %
Receita Líquida	283,8	315,8	263,4	19,9%
Custos Operacionais	(21,7)	(22,0)	(18,9)	16,8%
Depreciação / Amortização	(32,9)	(38,2)	(32,1)	19,0%
Despesas Operacionais	(15,7)	(12,5)	(8,0)	56,1%
EBITDA (CVM 527)	246,4	281,2	236,5	18,9%
Margem EBITDA	86,8%	89,0%	89,8%	(0,8 p.p)
Resultado Financeiro	(25,1)	(21,2)	(21,5)	(1,2%)
Lucro Líquido	174,2	192,1	167,1	15,0%
Dívida Líquida**	2.813,5	3.279,6	1.283,8	155,5%
Div. Líquida / EBITDA***	2,9	2,9	1,4	

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

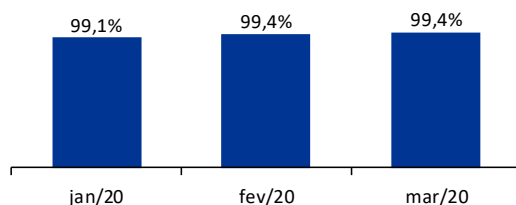
** Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante

***Ebitda Anualizado

As transmissoras da Companhia apresentaram um desempenho operacional consistente ao longo do 1T20, mantendo a disponibilidade física superior a 99,1%.

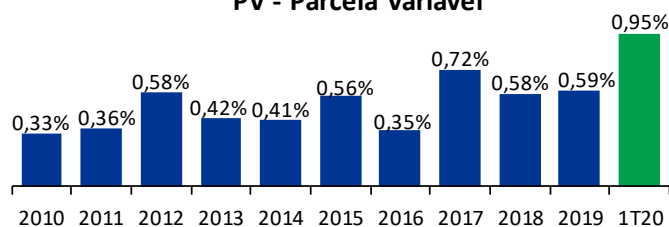
A disponibilidade física da linha é um indicador operacional, que demonstra o percentual de horas em que a linha esteve disponível ao longo de um determinado período.

Disponibilidade Física



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

PV - Parcela Variável



Análise do Desempenho Combinado de Transmissão - Regulatório

Receita Líquida

No 1T20 a receita líquida totalizou **R\$ 315,8 mm**, 19,9% superior aos **R\$ 263,4 mm** apurados no 1T19.

Este aumento de **R\$ 52,4 mm** deve-se:

- (i) aumento de **R\$ 15,5 mm** no faturamento da transmissora ETAP, em razão da sua entrada em operação comercial (abr/19);
- (ii) crescimento de **R\$ 6,4 mm** na receita da transmissora ETC, devido à sua entrada em operação comercial (set/19);
- (iii) aumento de **R\$ 14,9 mm** no faturamento da transmissora EDTE, em função da sua entrada em operação comercial (jan/20);
- (iv) incremento de **R\$ 17,5 mm** no faturamento da transmissora AETE, dado que este ativo passou a ser contabilizado no 3T19 (participação adquirida no leilão Eletrobras nº 01/2018, realizado em set/18);
- (v) aumento de **R\$ 14,1 mm** na receita das demais transmissoras, impactadas pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.565 de 25 de junho de 2019 que estabeleceu reajuste de 4,66% para os contratos indexados em IPCA e 7,64% para os contratos indexados em IGP-M e;
- (vi) redução de **R\$ 8,0 mm** no faturamento da transmissora ENTE e de **R\$ 3,4 mm** no faturamento da transmissora ERTE, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP para o ciclo 2019/2020, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (ERTE: set/19; ENTE: fev/20).

Custo do Serviço

Totalizou **R\$ 59,7 mm** no 1T20, ante os **R\$ 50,2 mm** registrados no 1T19.

A conta **Custo dos Serviços Prestados**, apresentou um aumento de **R\$ 3,2 mm**, sendo:

- (i) aumento de **R\$ 1,3 mm** nas transmissoras ETAP, ETC e EDTE, decorrente das respectivas entradas em operação comercial;
- (ii) crescimento de **R\$ 0,7 mm** na transmissora AETE, em razão da consolidação a partir do 3T19;
- (iii) aumento de **R\$ 0,3 mm** na transmissora TNE, principalmente em razão de gastos com viagens decorrente do processo de licenciamento ambiental;
- (iv) crescimento de **R\$ 0,9 mm** na transmissora TME, em função de gastos com consultoria e assessoria técnica e constituição de provisão referente a Auto de Infração relacionado a serviços contratados em 2016 e 2017.

Na conta **Depreciação/Amortização**, foi registrado aumento de **R\$ 6,3 mm**, principalmente, devido ao:

- (i) aumento de **R\$ 4,6 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras ETAP (abr/19), ETC (set/19) e EDTE (jan/20), que impactaram esta conta em R\$ 1,3 mm, R\$ 1,1 mm e R\$ 2,2 mm, respectivamente e;
- (ii) crescimento de **R\$ 2,0 mm** na transmissora AETE, decorrente do início da sua consolidação no 3T19 (participação adquirida no leilão Eletrobras nº 01/2018, realizado em set/18).

Despesas Operacionais

Totalizaram **R\$ 13,1 mm** no 1T20, ante os **R\$ 8,8 mm** apurados no 1T19.

A conta **Administrativas e Gerais** apresentou aumento de **R\$ 2,4 mm**, sendo:

- (i) aumento de **R\$ 1,1 mm** na transmissora AETE, devido ao início da sua consolidação no 3T19;
- (ii) aumento de **R\$ 0,3 mm** na transmissora STC, em razão de despesas jurídicas relacionadas ao êxito em ações tributárias;
- (iii) aumento de **R\$ 0,1 mm** nas transmissoras ETAP, ETC e EDTE, decorrente das respectivas entradas em operação comercial.

A conta **Pessoal e Administradores**, registrou crescimento de **R\$ 2,2 mm**, principalmente pelo:

- (i) aumento de **R\$ 0,2 mm** nas transmissoras ETAP, ETC e EDTE, decorrente das respectivas entradas em operação comercial;
- (ii) crescimento de **R\$ 0,2 mm** na transmissora AETE, devido ao início da sua consolidação no 3T19;
- (iii) aumento de **R\$ 0,5 mm** na transmissora EATE, e de **R\$ 0,8 mm** na transmissora ENTE, dado que este ano o PLR foi pago no 1º trimestre, enquanto em 2019 o PLR foi pago no 2º trimestre.

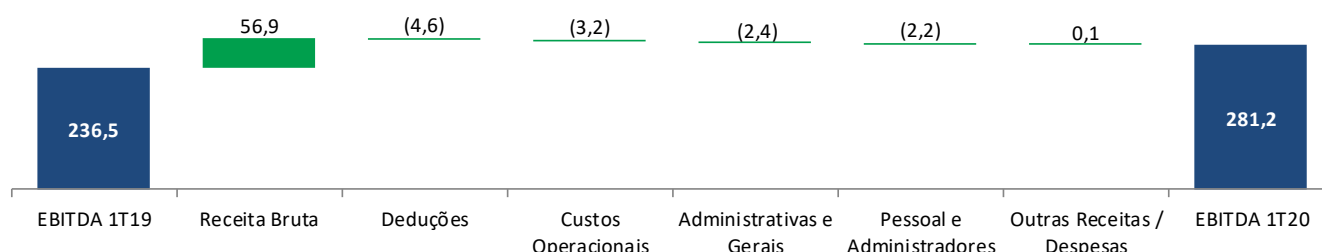
EBITDA e Margem EBITDA

Totalizou **R\$ 281,2 mm** no 1T20, 18,9% superior aos **R\$ 236,5 mm** apurados no 1T19.

Esta variação deve-se, principalmente, ao aumento de **R\$ 56,9 mm** na **Receita Bruta**, em razão do:

- (i) aumento de **R\$ 36,8 mm** no faturamento das transmissoras ETAP, ETC e EDTE, em razão das suas respectivas entradas em operação comercial;
- (ii) incremento de **R\$ 17,5 mm** no faturamento da transmissora AETE, devido ao início de sua consolidação no 3T19;
- (ii) aumento de **R\$ 14,1 mm** na receita das demais transmissoras, decorrente do reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.565 de 25 de junho de 2019;
- (iv) redução de **R\$ 11,4 mm** no faturamento das transmissoras ENTE e ERTE, em razão da queda de 50% da RAP para o ciclo 2019/2020, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (ERTE: set/19; ENTE: fev/20).

Formação do EBITDA 1T20 (R\$ MM)



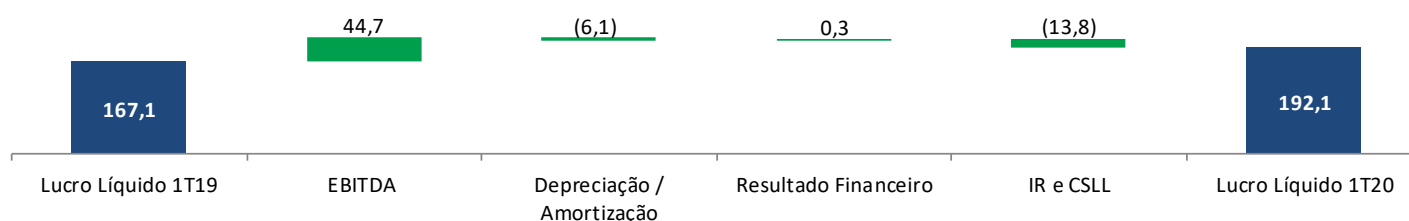
Lucro Líquido

Totalizou **R\$ 192,1 mm** no 1T20, 15,0% superior aos **R\$ 167,1 mm** apurados no 1T19.

O lucro foi impactado principalmente pelo:

- (a) aumento de **R\$ 44,7 mm** no **EBITDA**, basicamente pelo crescimento de **R\$ 56,9 mm** na receita bruta, conforme explicado acima.
- (b) crescimento de **R\$ 6,1 mm** na conta **Depreciação / Amortização**, devido ao:
 - (i) aumento de **R\$ 4,6 mm** nas transmissoras ETAP, ETC e EDTE, em razão das respectivas entradas em operação comercial;
 - (ii) crescimento de **R\$ 1,9 mm** na transmissora AETE, decorrente do início da sua consolidação no 3T19.
- (c) aumento de **R\$ 13,8 mm** na linha **IR/CSLL**, explicado principalmente pelo:
 - (i) aumento de **R\$ 1,5 mm** nas transmissoras ETAP, ETC e EDTE, em razão das respectivas entradas em operação comercial;
 - (ii) crescimento de **R\$ 0,8 mm** na transmissora AETE, decorrente do início da sua consolidação no 3T19;
 - (iii) aumento de **R\$ 3,1 mm** na transmissora EATE, e de **R\$ 1,4 mm** na transmissora ENTE, dado que no 1T19, ocorreu o reconhecimento de crédito tributário de períodos anteriores, referente a projetos apoiados pela lei de incentivo à cultura;
 - (iv) aumento de **R\$ 5,6 mm** na transmissora STN, decorrente do maior lucro tributável, reconhecido após apuração total dos recebimentos / valor total do contrato (lei 12.973).

Formação do Lucro 1T20 (R\$ MM)



Consolidação de Resultado 1T20 - Transmissão Regulatório

Receita operacional bruta

Receita de transmissão de energia
(-) Parcela variável

Deduções da receita operacional bruta

PIS
COFINS
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT
Ministério de minas e energia - MME
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE

Receita operacional líquida

Custo de operação

Custo dos serviços prestados
Depreciação / Amortização

Lucro bruto

Despesas e receitas operacionais

Administrativas e gerais
Pessoal
Resultado de equivalência patrimonial
Depreciação / Amortização
Outras receitas
Outras despesas

EBIT

Depreciação / Amortização

EBITDA

Despesas financeiras

Encargos de dívidas
Variações cambiais
Outras

Receitas financeiras

Receitas de aplicações financeiras
Outras

EBT

IR / CSLL
Imposto de renda
Contribuição social
Imposto de renda diferido
CSLL diferido

Lucro líquido Consolidado

Participação de não controladores

Lucro líquido Alupar

Trimestre findo em 31/03/2020			
Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Transmissão Consolidado
	TNE	Equivalência Patrimonial	
344.554	1.454	-	343.100
347.758	1.454		346.304
(3.204)	-		(3.204)
(28.758)	(320)	-	(28.438)
(2.888)	(47)		(2.841)
(13.310)	(216)		(13.094)
(8.014)	(38)		(7.976)
(1.291)	(5)		(1.286)
(1.252)	(5)		(1.247)
(629)	(3)		(626)
(1.374)	(6)		(1.368)
315.796	1.134	-	314.662
(59.699)	(1.583)	-	(58.116)
(22.049)	(696)		(21.353)
(37.650)	(887)		(36.763)
256.097	(449)	-	256.546
(13.079)	(126)	(185)	(13.138)
(4.788)	(98)		(4.690)
(7.888)	(28)		(7.860)
-	-	(185)	(185)
(541)	-		(541)
140	-		140
(2)	-		(2)
243.018	(575)	(185)	243.408
(38.191)	(887)	-	(37.304)
281.209	312	(185)	280.712
(26.672)	(10)	-	(26.662)
(27.094)	-		(27.094)
1.224	-		1.224
(802)	(10)		(792)
5.428	248	-	5.180
4.009	18		3.991
1.419	230		1.189
(21.244)	238	-	(21.482)
221.774	(337)	(185)	221.926
(29.648)	(26)	-	(29.622)
(15.024)	(18)		(15.006)
(14.631)	(8)		(14.623)
(16)	-		(16)
23	-		23
192.126	(363)	(185)	192.304
			(85.886)
			106.418

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 31/12/2019 (Projetos em Operação)	Ativo Contratual em 31/12/2019 (Projetos Fase de Construção)
+	+
Receita de Infraestrutura entre 01/01/2020 e 31/03/2020	Receita de Infraestrutura entre 01/01/2020 e 31/03/2020
+	=
Correção monetária ativo contratual entre 01/01/2020 e 31/03/2020	Ativo Contratual em 31/03/2020
+	
Remuneração do Ativo Contratual entre 01/01/2020 e 31/03/2020	
+	
Receita de Transmissão de Energia entre 01/01/2020 e 31/03/2020	
-	
RAP entre 01/01/2020 e 31/03/2020	
-	
Caso exista, Valor Residual recebido entre 01/01/2020 e 31/03/2020	
=	
Ativo Contratual em 31/03/2020	

Receita Líquida - IFRS

Totalizou **R\$ 1.247,4 mm** no 1T20, ante os **R\$ 1.070,3 mm** apurados no 1T19. As principais variações foram:

(a) aumento de **R\$ 221,8 mm** na receita bruta sendo:

(i) crescimento de **R\$ 36,5 mm** na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou **R\$ 997,0 mm** no 1T20, ante os **R\$ 960,5 mm** registrados do 1T19, sendo:

(i.i) aumento de **R\$ 201,4 mm** na receita dos ativos em construção, que totalizou **R\$ 766,0 mm** no 1T20, frente aos **R\$ 564,6 mm**, reportados no 1T19;

(i.ii) aumento de **R\$ 212,7 mm** na transmissora TNE, em razão da reclassificação contábil dos cabos em estoque de “imobilizado em andamento” para “conta a receber do ativo contratual” e;

(i.iii) redução de **R\$ 377,6 mm** na receita dos ativos operacionais, que totalizou **R\$ 12,2 mm** neste trimestre, frente aos **R\$ 389,8 mm** registrados no mesmo período do ano anterior. Este valor reportado no 1T19 decorre basicamente do aprimoramento de premissas do modelo de IFRS, adotadas pela Companhia a partir daquele trimestre. Este aprimoramento impactou retroativamente cada uma das concessões desde seus respectivos inícios e o saldo apurado foi integralmente contabilizado no 1T19.

(ii) redução de **R\$ 116,0 mm** na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou **R\$ 54,7 mm** neste trimestre ante os **R\$ 170,8 mm** registrados no 1T19.

(iii) aumento de **R\$ 301,3 mm** na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que registrou **R\$ 328,4 mm** neste trimestre ante os **R\$ 27,1 mm** contabilizados no 1T19.

Em 2019, após a adoção do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, de 2018, a administração da Companhia aprimorou a forma de mensuração dos fluxos de caixa para registro do Ativo Contratual. O efeito deste aprimoramento impactou retroativamente cada uma das concessões desde seus respectivos inícios e o saldo apurado foi integralmente contabilizado no 1T19, conforme detalhado abaixo:

Receita Ativo Concessão (R\$ MM)		Receita de Infraestrutura (R\$ MM)		Receita de Transmissão (R\$ MM)	
EBTE	28,3	EATE	140,0	ENTE	65,3
ETVG	12,1	TME	80,7	EATE	46,9
STC	(15,9)	ETAP	73,5	ECTE	24,6
TNE	(17,0)	ENTE	71,6	ETEP	18,1
ETEM	(39,6)	ECTE	47,8	ERTE	11,9
ETES	(42,1)	ETEP	30,3	EBTE	8,6
EATE	(46,8)	ETB (BJL)	17,6	STN	8,3
ECTE	(55,4)	ETEM	17,2	LUMITRANS	7,9
ENTE	(59,2)	ETES	13,1	TRANSMINEIRAS	7,9
TME	(104,7)	EBTE	10,4	TNE	(3,8)
OUTROS	(26,5)	OUTROS	54,2	OUTROS	4,5
TOTAL	(366,8)	TOTAL	556,4	TOTAL	200,2

(b) aumento de **R\$ 44,7 mm** nas **Deduções**, principalmente pelo crescimento de **R\$ 40,1 mm** nas deduções de impostos e encargos diferidos, basicamente pelo aumento da receita de infraestrutura, em razão dos investimentos realizados nos ativos de transmissão em implantação no Brasil.

EBITDA e Margem EBITDA - IFRS

Totalizou **R\$ 515,9 mm** no 1T20, ante os **R\$ 838,8 mm** apurados no 1T19. Esta variação deve-se:

(a) aumento de **R\$ 221,8 mm** na **Receita Bruta – IFRS**, sendo:

(i) crescimento de **R\$ 36,5 mm** na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou **R\$ 997,0 mm** no 1T20, ante os **R\$ 960,5 mm** do 1T19;

(ii) redução de **R\$ 116,0 mm** na **Receita Transmissão de Energia**, que totalizou **R\$ 54,7 mm** no 1T20 os **R\$ 170,8 mm** do 1T19;

(iii) aumento de **R\$ 301,3 mm** na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que registrou **R\$ 328,4 mm** neste trimestre ante os **R\$ 27,1 mm** contabilizados no 1T19. Para mais informações sobre as variações na Receita, favor verificar a seção anterior “Receita Líquida - IFRS”.

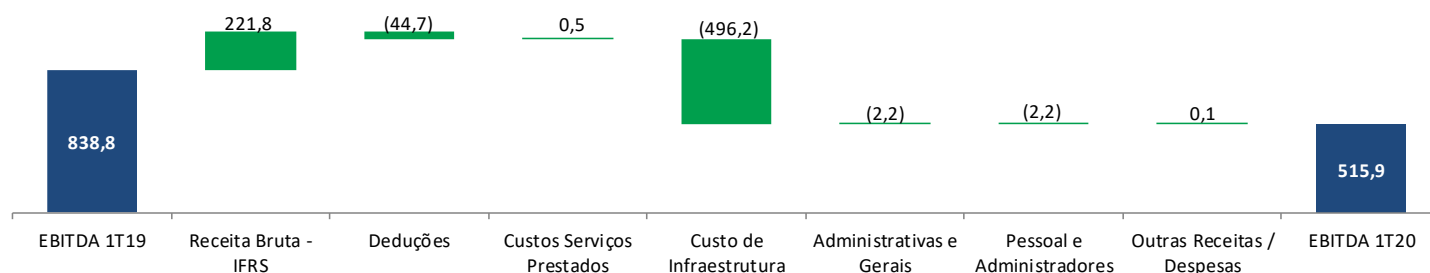
(b) aumento de **R\$ 44,7 mm** nas **Deduções**, principalmente pelo crescimento de **R\$ 40,1 mm** nas deduções de impostos e encargos diferidos, basicamente pelo aumento da receita de infraestrutura, em razão dos investimentos realizados nos ativos de transmissão em implantação no Brasil.

(c) aumento de **R\$ 496,2 mm** no **Custo de Infraestrutura**, sendo os principais impactos:

(i) crescimento de **R\$ 295,5 mm** decorrente dos investimentos realizados nas transmissoras em implantação no Brasil;

(ii) aumento de **R\$ 196,4 mm** na transmissora TNE, em razão da reclassificação contábil dos cabos em estoque de “imobilizado em andamento” para “conta a receber do ativo contratual”.

Formação do EBITDA - 1T20 (R\$ MM)



Lucro Líquido - IFRS

Totalizou **R\$ 386,2 mm** no 1T20, ante os **R\$ 681,2 mm** apurados no 1T19.

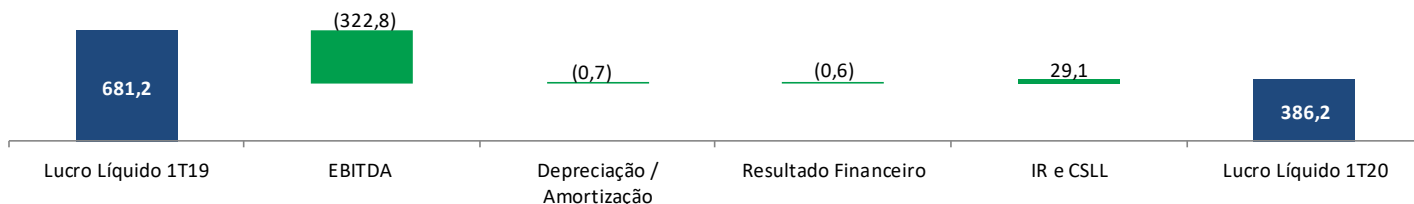
Os principais impactos no lucro líquido ocorreram conforme as variações abaixo:

(a) redução de **R\$ 322,8 mm** no **EBITDA**, conforme detalhado acima;

(b) redução de **R\$ 29,1 mm** no **IRPJ/CSLL**, principalmente pela queda de **R\$ 41,4 mm** no IRPJ/CSLL Diferido.

No 1T19, a Companhia reportou um resultado maior, em razão da contabilização integral dos impactos, retroativos desde o início das concessões, decorrente do aprimoramento das estimativas contábeis adotadas para mensuração dos fluxos de caixa para registro do Ativo Contratual.

Formação do Lucro 1T20 (R\$ MM)



Consolidação de Resultado 1T20 - Transmissão Societário (IFRS)

	Trimestre findo em 31/03/2020		
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado TNE	Equivalência Patrimonial Transmissão Consolidado
Receita operacional bruta	1.380.106	220.921	1.159.185
Receita de transmissão de energia	57.945	195	57.750
Receita de infraestrutura	997.011	218.787	778.224
Remuneração do Ativo de Concessão	328.354	1.939	326.415
(-) Parcela variável	(3.204)	-	(3.204)
Deduções da receita operacional bruta	(132.709)	(27.204)	(105.505)
PIS	(2.888)	(47)	(2.841)
COFINS	(13.310)	(216)	(13.094)
PIS diferido	(16.991)	(3.621)	(13.370)
COFINS diferido	(78.258)	(16.679)	(61.579)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(8.014)	(38)	(7.976)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(6.902)	(5.706)	(1.196)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.311)	(5)	(1.306)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.252)	(5)	(1.247)
Ministério de minas e energia - MME	(629)	(3)	(626)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(1.374)	(6)	(1.368)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE diferido	(1.780)	(878)	(902)
Receita operacional líquida	1.247.397	193.717	1.053.680
Custo de operação	(719.866)	(197.886)	(521.980)
Custo dos serviços prestados	(21.918)	(683)	(21.235)
Custo de infraestrutura	(697.273)	(197.191)	(500.082)
Depreciação / Amortização	(675)	(12)	(663)
Lucro bruto	527.531	(4.169)	531.700
Despesas e receitas operacionais	(12.888)	(126)	(1.451)
Administrativas e gerais	(4.508)	(98)	(4.410)
Pessoal	(7.888)	(28)	(7.860)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	(1.451)
Depreciação / Amortização	(630)	-	(630)
Outras receitas	140	-	140
Outras despesas	(2)	-	(2)
EBIT	514.643	(4.295)	(1.451)
Depreciação / Amortização	(1.305)	(12)	(1.293)
EBITDA	515.948	(4.283)	(1.451)
Despesas financeiras	(27.554)	(12)	(27.542)
Encargos de dívidas	(27.972)	(2)	(27.970)
Variações cambiais	1.224	-	1.224
Outras	(806)	(10)	(796)
Receitas financeiras	5.428	248	5.180
Receitas de aplicações financeiras	4.009	18	3.991
Outras	1.419	230	1.189
EBT	492.517	(4.059)	(1.451)
IR / CSLL	(106.355)	1.213	(107.568)
Imposto de renda	(15.042)	(36)	(15.006)
Contribuição social	(14.638)	(15)	(14.623)
Imposto de renda diferido	(50.834)	929	(51.763)
CSLL diferido	(25.841)	335	(26.176)
Lucro líquido Consolidado	386.162	(2.846)	(1.451)
Participação de não controladores			(177.784)
Lucro líquido Alupar			209.773

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\$ 165,4	R\$ 1.544,9 ⁽⁵⁾	R\$ 286,5	2015	-
ELTE	40	R\$ 39,2	R\$ 262,0	R\$ 13,8	2017	-
TPE ⁽⁶⁾	541	R\$ 238,6	R\$ 1.268,7	R\$ 894,6	2022	2021
TCC ⁽⁶⁾	288	R\$ 162,2	R\$ 698,8	R\$ 407,6	2022	2021
ESTE ⁽⁷⁾	236	R\$ 112,3	R\$ 485,8	R\$ 38,5	2022	2022
TCE	200	US\$ 22,5	US\$ 130,0	US\$ 28,5 ⁽⁸⁾	2021	2021
TSM ⁽⁶⁾	330	R\$ 109,0	R\$ 889,0	R\$ 77,6	2022	2021
ETB ⁽⁶⁾	446	R\$ 141,1	R\$ 720,5	R\$ 572,1	2020	2020

⁽¹⁾ Ciclo 2019/2020

⁽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/19.

⁽⁶⁾ Investimento total. Empreendimentos com 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\$ 5,20 (Base 31/03/2020)

Projetos com Licenciamento Ambiental com atraso

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-CI). Os trabalhos previstos em tal estudo foram realizados entre outubro/2018 e abril/2019, sendo o documento final protocolado no IBAMA, juntamente da solicitação de Licença de Instalação,

em junho de 2019. No momento, o IBAMA está aguardando manifestação dos indígenas e da FUNAI quanto ao PBA-CI protocolado, para dar sequência ao processo de análise de Licença de Instalação para o empreendimento.

Em 10 de setembro de 2019, por meio da 33ª Reunião de Diretoria ANEEL, o colegiado decidiu: (i) autorizar a celebração de termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 003/2012, que deverá constar o reequilíbrio econômico-financeiro e o valor associado ao Compensador Estático de Reativos - CER da SE Boa Vista, parte integrante do escopo do Edital, totalizando RAP de R\$ 275.560.772,09, atualizado até 31 de outubro de 2019; (ii) recompor o prazo de implantação do objeto para 36 meses, a ser contado a partir da assinatura de Termo de Aditivo Contratual; e (iii) convocar a contratada para, até 31 de outubro de 2019, assinar o aditivo. A presente decisão encontra-se disposta no Despacho ANEEL nº 2.502/2019.

Em 23 de setembro de 2019, considerando que a proposta de reequilíbrio econômico financeiro ao Contrato de Concessão apresentada pela ANEEL se mostrou deficitária, a TNE apresentou à Agência o recurso de pedido de reconsideração ao Despacho ANEEL Nº 2.502/2019. Em 31.10.2019, foi publicado no DOU, o Despacho ANEEL nº 2951/2019, dando provimento parcial ao pedido de reconsideração da TNE, suspendendo a convocação da TNE para assinatura do Termo Aditivo, originalmente previsto para até 31.10.2019, até que o referido recurso seja julgado pela diretoria colegiada da Agência.

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 Vão 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, consequentemente, 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 31 de março de 2017.

Dada a impossibilidade de execução do empreendimento por inviabilidade ambiental, a ELTE protocolou, em 13 de junho de 2018, junto à ANEEL, o pedido de rescisão amigável do Contrato de Concessão nº 016/2014. Em 7 de março de 2019, a ANEEL propôs à ELTE a redução de escopo do Contrato de Concessão em 48%, excluindo o trecho inviabilizado (Domênico Rangoni) e consequentemente o reequilíbrio econômico financeiro ao contrato de concessão, com assinatura do respectivo aditivo para jun/2019. A ELTE manifestou concordância à proposta apresentada e ficou no aguardo da disponibilização, pela ANEEL, do termo aditivo ao contrato de concessão. Este prazo inicial foi postergado para 05/11/2019, com nova concordância pela ELTE.

Mediante a não manifestação da ANEEL, em 22/01/2020, a ELTE entrou com mandato de segurança nº 1003014-91.2020.4.01.3400, para que a ANEEL disponibilizasse o termo aditivo ao contrato de concessão ou a rescisão integral do contrato. Em reunião extraordinária realizada em 27/02/2020, a ANEEL comunicou que um novo projeto, elaborado pela EPE e apresentado ao SRPV-SP, poderia viabilizar o trecho norte (Domênico Rangoni). Dessa forma, a ANEEL suspendeu por 90 dias ou até a manifestação da SRPV-SP (o que ocorrer primeiro), a decisão para o pedido apresentado pela ELTE, de rescisão amigável do contrato de concessão ou celebração do termo aditivo para implantação do trecho sul (Manoel da Nóbrega). Em seguida a ELTE protocolou na ANEEL recurso contra esta decisão, solicitando a manifestação em 30 dias. Em reunião de diretoria realizada em 05/05/2020, a ANEEL negou o recurso da ELTE e manteve o Despacho anterior, ou seja, suspensão por 90 dias (contados a partir da reunião extraordinária realizada em 27/02/2020) ou até a manifestação da SRPV-SP (o que ocorrer primeiro), para voltar a analisar o tema.

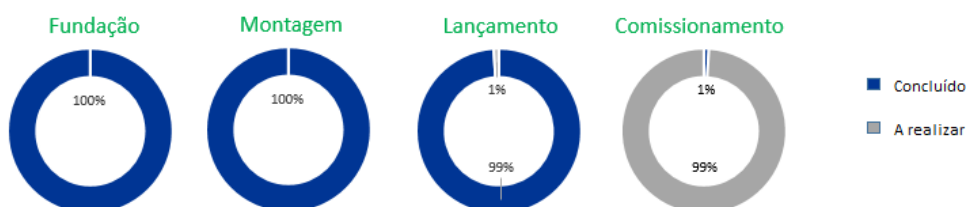
Em reunião de diretoria da ANEEL, realizada em 26/05/2020, foi decidido negar provimento ao Requerimento Administrativo interposto pela ELTE pleiteando o reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão nº 16/2014, com redução do objeto, referente às obras do conjunto da Subestação Domênico Rangoni, com 345/138 kV, mantendo a Subestação Manoel da Nóbrega, com 230/138-88 kV.

Status dos Projetos:

Transmissoras em Implantação	Assinatura do Contrato de Concessão	Estado	Licenciamento Ambiental	Enquadramento REIDI		Projeto Prioritário
				MME	RFB	MME
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 LI – 04/06/19	Aprovado 12/07/2017	Aprovado 06/11/2017	Aprovado 13/10/2017
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	MG/ES	IBAMA LI – 15/10/19	Aprovado 24/07/2017	Aprovado 29/09/2017	Aprovado 14/09/2017
TSM (Lote 19)	11/08/2017	SP/RJ	IBAMA LI – 13/11/19	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
TCE (Colômbia)	23/11/2016	Risaralda / Tolima / Cundinamarca / Caldas	ANLA Protocolado 05/04/19	-	-	-

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.

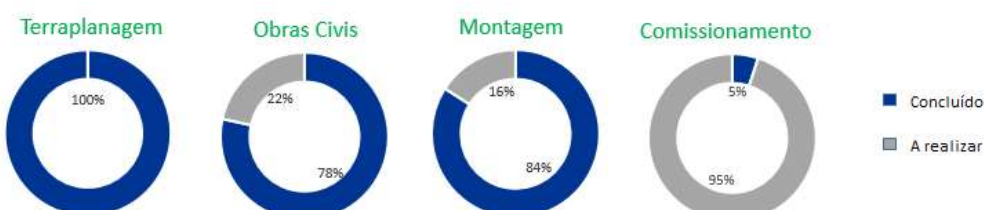
LT Juazeiro III - Ourolândia II – 500kv



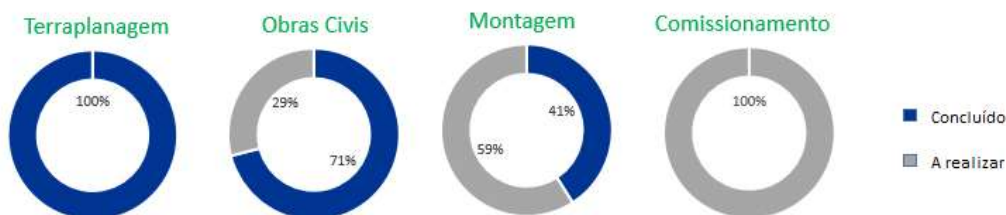
LT Bom Jesus da Lapa II - Gentio do Ouro II – 500kv



SE Juazeiro II / SE Ourolândia II



SE Bom Jesus da Lapa II / SE Gentio do Ouro II

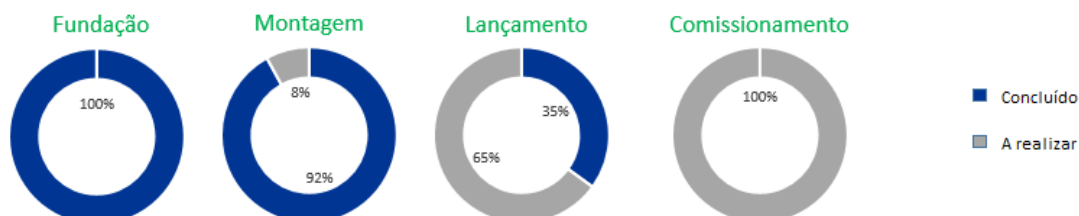


TPE: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da Linha de Transmissão de 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, com 334 km de extensão e da Linha de Transmissão de 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, com 207 km de extensão e; da Subestação 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.

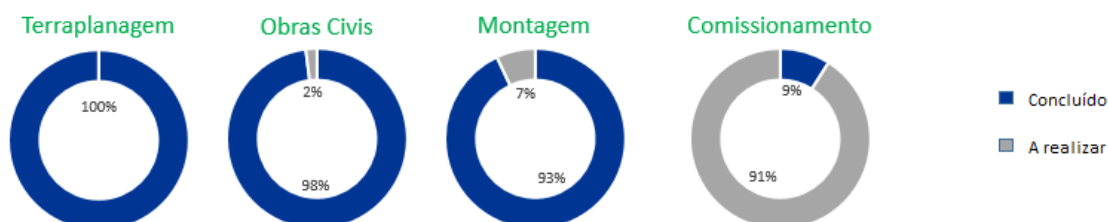
LT Poções III - Padre Paraíso 2



LT Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6



SE Governador Valadares / Poções III / Governador Valadares



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.

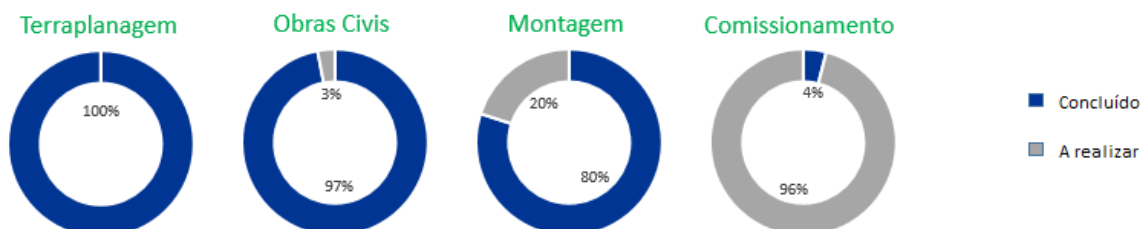
LT Governador Valadares 6 – Mutum



LT Mutum - Rio Novo do Sul



SE Mutum / Rio Novo Sul



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.

Marcos do Projeto:

- ✓ Emissão Licença Prévia: 16/01/2019;
- ✓ Emissão Licença de Instalação: 15/10/2019;
- ✓ Evolução Fundiária: 90%;
- ✓ Início obras da linha de transmissão: 12/02/2020 (conferência topográfica), 65% de avanço.

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 1T20 houve continuidade: (i) nas atividades arqueológicas na Linha de Transmissão; (ii) no processo de licenciamento ambiental e das negociações fundiárias e; (iii) no processo de fabricação das estruturas metálicas.

Marcos do Projeto:

- ✓ Evolução Fundiária: 68%.

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.

Marcos do Projeto:

- ✓ Emissão Licença Prévia: 13/03/2019;
- ✓ Emissão Licença de Instalação: 13/11/2019;
- ✓ Evolução Fundiária: 88%;
- ✓ Início das obras civis da Linha de Transmissão: 30/04/2020.

Análise do Desempenho Combinado da Geração - Societário (IFRS)

Apresentamos abaixo os números combinados do segmento de Geração da Alupar. Cabe ressaltar que estes números refletem a soma de 100% dos números de cada uma das subsidiárias de Geração, da mesma forma que está apresentada na **Nota Explicativa 33** de "Informações por Segmento" das demonstrações financeiras do 1T20.

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 em relação aos números regulatórios e o CPC 06 – R2 não traz impacto material quando comparado aos números regulatórios. Para verificar as diferenças relacionadas ao CPC 06 – R2 vide "Anexo 03 – IFRS x Regulatório". Dessa forma, a análise Regulatória é basicamente a mesma do desempenho demonstrado pelos números Societários.

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"				
R\$ MM	4T19	1T20	1T19	Var.%
Receita Líquida	167,0	155,0	174,7	(11,3%)
Custos Operacionais	(25,6)	(24,2)	(23,3)	4,0%
Depreciação / Amortização	(27,1)	(26,0)	(25,7)	1,1%
Compra de Energia	(17,2)	(20,7)	(94,5)	(78,1%)
Despesas Operacionais	(17,1)	(7,8)	(3,8)	102,0%
EBITDA (CVM 527)	107,2	102,4	53,1	92,6%
Margem EBITDA	64,2%	66,0%	30,4%	35,6 p.p
Resultado Financeiro	(27,6)	(45,0)	(27,8)	62,1%
Lucro Líquido / Prejuízo	37,8	27,1	3,6	655,1%
Dívida Líquida*	1.494,0	1.485,4	1.523,2	(2,5%)
Dívida Líquida / EBITDA**	3,6	3,6	7,2	

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

Receita Líquida

Totalizou **R\$ 155,0 mm** no 1T20, ante os **R\$ 174,7 mm** apurados no 1T19.

Esta variação deve-se, principalmente a:

- redução de R\$ 12,4 mm no faturamento da UHE Ferreira Gomes;
- redução de R\$ 6,5 mm na receita da PCH Queluz;
- redução de R\$ 2,7 mm na receita da PCH Lavrinhas;
- redução de R\$ 4,9 mm no faturamento da UHE Foz do Rio Claro ;
- redução de R\$ 3,1 mm no faturamento da UHE Ijuí e;
- aumento de R\$ 12,3 mm no faturamento da PCH Verde 8.

Faturamento	UHE Ferreira Gomes			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí		
1T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	234.600	116,70	27.378										87.713	221,77	19.452	67.471	237,70	16.038
Contrato Bilateral ACL	87.142	197,52	17.212	45.864	302,72	13.884	45.864	302,72	13.884	77.352	237,74	18.390						
Comercialização	52.315	257,23	13.457	9.240	206,17	1.905	9.240	206,28	1.906									
CCEE/Ajustes			826			1.110			1.131			2.325			138			179
Impostos																		
Total			58.873			16.899			16.921			20.715			19.590			16.217
Faturamento	UHE Ferreira Gomes			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí		
1T19	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	230.474	112,39	25.902										86.729	213,55	18.521	66.715	228,90	15.271
Contrato Bilateral ACL	86.224	191,35	16.499	45.381	278,60	12.643	45.381	278,60	12.643	32.415	249,08	8.074						
Comercialização	117.552	231,80	27.249	46.062	176,41	8.126	39.654	185,38	7.351	6.483	209,63	1.359						
CCEE/Ajustes			1.652			2.672			(334)			(1.029)			6.013			4.048
Impostos																		
Total			71.302			23.441			19.660			8.404			24.534			19.319
Variações			(12.429)			(6.542)			(2.739)			12.311			(4.944)			(3.102)

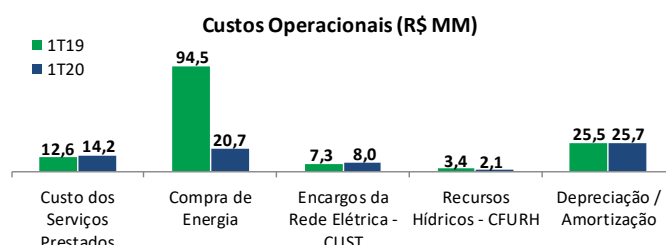
Segue abaixo abertura do Faturamento das geradoras:

Faturamento Geradoras / Comercialização	Energia Faturada (MWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Receita Bruta (R\$ milhões)
1. Longo Prazo - Faturamento de Contratos Bilaterais	814.840	197,83	161,2
1.1 ACR	476.925	163,12	77,8
1.2 ACL	189.768	251,63	47,8
1.3 ACL - Comercialização	148.147	240,69	35,7
2. SPOT / CCEE			5,7
3. TOTAL GERAÇÃO BRUTO			166,9
4. COMERCIALIZAÇÃO ALUPAR			40,8
5. TOTAL GERAÇÃO / COMERCIALIZAÇÃO			207,7
6. ELIMINAÇÕES			(28,7)
7. GERAÇÃO CONSOLIDADO			179,0

Custo do Serviço

Totalizou R\$ 70,6 mm no 1T20, 50,7% inferior aos R\$ 143,2 mm registrados no 1T19. Esta variação é explicada pelo:

(a) aumento de R\$ 1,6 mm na linha **Custo dos Serviços Prestados**, principalmente pelo crescimento de R\$ 1,5 mm nos parques eólicos Energia dos Ventos. Até mar/19 o contrato de O&M dos aero geradores com a WEG estava dentro período de garantia técnica, no qual não era cobrado o valor integral do contrato. A partir de abr/19 começou a cobrança integral do contrato, atrelada ao fim do período da garantia técnica.



(b) aumento de R\$ 0,7 mm nos **Encargos da Rede Elétrica – CUST**, sendo:

(i) crescimento de R\$ 0,3 mm na UHE Ferreira Gomes e R\$ 0,3 mm nas PCHs Queluz e Lavrinhas, devido aos reajustes das TUSTs para o ciclo 2019-2020 (Resoluções Homologatórias Aneel nº 2.562 de 25/06/2019 e nº 2.629 de 22/10/2019);

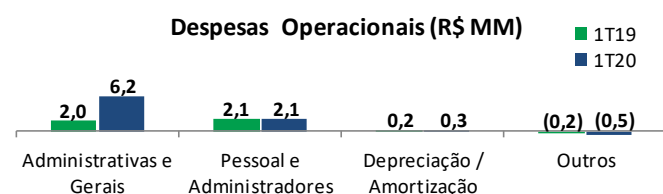
(c) redução de R\$ 1,4 mm na linha **Recursos Hídricos – CFURH**, decorrente da menor geração de energia neste trimestre, em função da menor vazão hídrica quando comparada com o 1T19, que impactou as usinas Ferreira Gomes (-R\$ 1,1mm), Foz do Rio Claro (-R\$0,1 mm) e Ijuí (-R\$ 0,2 mm) e;

(e) redução de R\$ 73,8 mm na **Compra de Energia**, conforme abertura abaixo:

Compra de Energia	UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			UHE Ferreira Gomes			PCH Verde 08		
1T20	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor
Contrato Bilateral ACL	(1.265)	150,22	(190)	-	-	-	-	-	-	(25.966)	53,10	(1.379)	(39.312)	199,99	(7.862)
CCEE/ Ajustes			(1.920)			(97)			(130)			(8.840)			(55)
Impostos												44			666
Total			(2.110)			(97)			(130)			(10.175)			(7.251)
Compra de Energia	UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			UHE Ferreira Gomes			PCH Verde 08		
1T19	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor
Contrato Bilateral ACL				(64.697)	226,53	(14.656)	(56.726)	239,77	(13.601)	(408.364)	54,68	(22.328)	(25.506)	306,01	(7.805)
CCEE/ Ajustes			(22)			(5.556)			(3.626)			(24.448)			(3.033)
Impostos												1.079			522
Total			(22)			(20.212)			(17.227)			(45.697)			(10.316)
Variações			(2.088)			20.115			17.097			35.522			3.065

Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ 8,0 mm no 1T20, ante os R\$ 4,1 mm apurados no 1T19. Este aumento de R\$ 4,0 mm deve-se basicamente ao crescimento de R\$ 4,2 mm na conta **Administrativas e Gerais**, sendo:



(i) aumento de R\$ 1,4 mm na UHE Ferreira Gomes, em razão de gastos com assessoria jurídica;

(ii) crescimento de R\$ 1,6 mm na PCH Verde 8, decorrente da constituição de provisão de um processo administrativo e;

(iii) aumento de R\$ 1,3 mm na UHE La Virgen, referente a gastos com taxas de importação de equipamentos.

EBITDA

No 1T20, o EBITDA totalizou **R\$ 102,4 mm**, 92,6% superior aos **R\$ 53,1 mm** registrados no 1T19.

O EBITDA foi impactado principalmente pela:

(a) redução de **R\$ 17,7 mm** na **Receita Bruta**, devido principalmente a queda de **R\$ 8,4 mm** na comercialização de energia e de **R\$ 7,7 mm** na conta CCEE/Ajuste, conforme tabela abaixo:

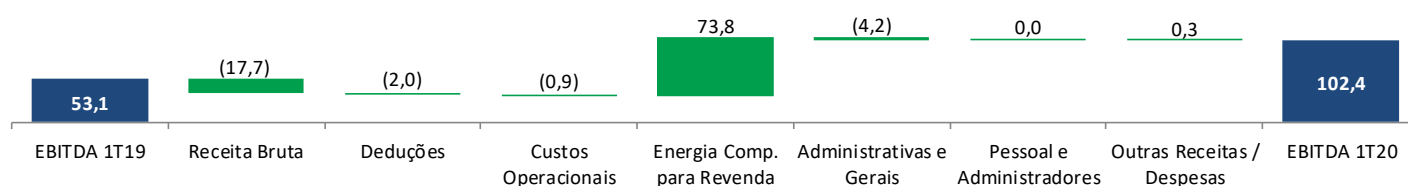
Faturamento	UHE Ferreira Gomes			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí		
1T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	52.315	257,23	13.457	9.240	206,17	1.905	9.240	206,28	1.906	77.352	237,74	18.390						
CCEE/Ajustes			826			1.110			1.131			2.325			138			179
Total			14.283			3.015			3.037			20.715			138			179

Faturamento	UHE Ferreira Gomes			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí		
1T19	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	117.552	231,80	27.249	46.062	176,41	8.126	39.654	185,38	7.351	6.483	209,63	1.359						
CCEE/Ajustes			1.652			2.672			(334)			(1.029)			6.013			4.048
Total			28.901			10.798			7.017			330			6.013			4.048
Varições			(14.618)			(7.783)			(3.980)			20.385			(5.875)			(3.869)

(b) redução de **R\$ 73,8 mm** na **Compra de Energia**, conforme detalhado anteriormente na seção “Custos do Serviço”;

(c) crescimento de **R\$ 4,2 mm** na conta **Administrativas e Gerais**, principalmente em função do aumento de **R\$ 1,4 mm** na UHE Ferreira Gomes, **R\$ 1,6 mm** na PCH Verde 8 e **R\$ 1,3 mm** na UHE La Virgen, conforme detalhados anteriormente na seção “Despesas Operacionais”.

Formação do EBITDA - 1T20 (R\$ MM)



Lucro Líquido

No 1T20, o lucro totalizou **R\$ 27,1 mm**, ante os **R\$ 3,6 mm** registrados no 1T19. Este resultado é explicado pelo:

(a) aumento de **R\$ 49,2 mm** no **EBITDA**, conforme explicado acima;

(b) aumento de **R\$ 17,2 mm** no **Resultado Financeiro**, principalmente, em função do aumento de **R\$ 15,7 mm** nas despesas financeiras, explicada pelo:

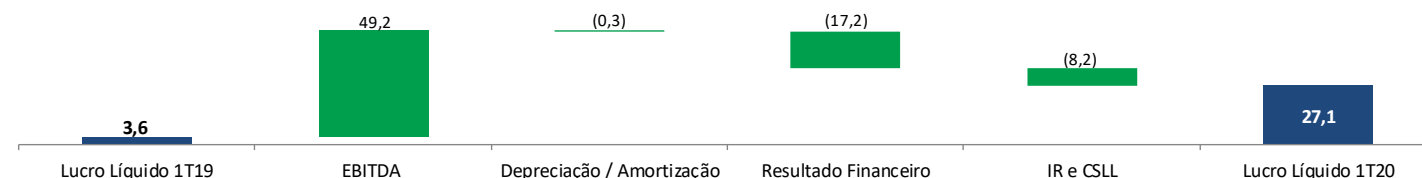
(i) aumento de **R\$ 19,2 mm** na UHE La Virgen e **R\$ 0,9 mm** na PCH Morro Azul devido a variação cambial entre os períodos (efeito não caixa) e;

(ii) redução de **R\$ 4,4 mm** nas usinas FGE, FRC, Ijuí, Queluz, Lavrinhas, Verde 8 e EDVs, em razão da queda do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”), que registrou no acumulado do 1T20, 0,53% ante os 1,51% no acumulado do 1T19 e redução da taxa de juros de longo prazo (“TJLP”), que estava em 7,03% a.a. ao longo do 1T19 para 5,09% a.a. ao longo do 1T20;

(d) aumento de **R\$ 8,2 mm** no **IR/CSLL**, principalmente pelo:

(i) crescimento de **R\$ 5,6 mm** registrados na UHE Ferreira Gomes e de **R\$ 4,5 mm** registrados na PCH Verde, sendo que juntas totalizaram **R\$ 2,5 mm** neste trimestre, ante os **R\$ (7,6) mm** registrados nos 1T19. Este valor positivo registrado no 1T19 é decorrente dos impostos diferidos, constituídos em virtude do resultado negativo registrado naquele trimestre.

Formação do Lucro 1T20 (R\$ MM)



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 abaixo demonstra o impacto do GSF de 0,9 GWh no 1T20, além de uma exposição positiva na CCEE de 40,3 GWh, devido à estratégia de sazonalização adotada pela Companhia.



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

Comercialização

As **compras** totalizaram **R\$ 40,7 mm** neste trimestre ante os **R\$ 88,5 mm** apurados no 1T19.

- (i) compra de 39,9 MW da UHE Ferreira Gomes pela comercializadora da Alupar no submercado norte, totalizando R\$ 17,2 mm;
- (ii) compra de 14,9 MW da UHE Ferreira Gomes, ao preço médio de R\$ 224,92/MWh, totalizando R\$ 7,3 mm;
- (iii) compra de 42,0 MW no Mecanismo de Venda de Excedentes de energia (MVE), ao preço médio de R\$ 207,69/MWh, totalizando R\$ 19,1 mm;
- (iv) liquidação negativa na CCEE de R\$ 2,7 mm.
- (v) Créditos de PIS/Cofins no montante de R\$ 5,5 mm.

A comercializadora Alupar registrou um **faturamento de R\$ 40,8 mm** no 1T20, ante os **R\$ 105,1 mm** registrados no 1T19.

- (i) Venda de 56,4 MW, totalizando R\$ 20,3 mm, oriunda dos itens (i) e (ii) em compras, sendo:
 - (a) venda de 44,5 MW para o mercado, ao preço médio de R\$194,74/MWh, no submercado Sudeste, totalizando R\$ 18,9 mm e;
 - (b) Venda de 11,9 MW para a UHE Ferreira Gomes, no submercado Norte, totalizando R\$ 1,4 mm;
- (ii) venda de 27,7 MW, ao preço médio de R\$ 243,91/MWh comprados no Mecanismo de Venda de Excedentes de energia (MVE), referente ao item (iii) em compras, totalizando R\$ 14,8 mm;
- (iii) Venda de 1,2 MW para a UHE Ijuí, totalizando R\$ 0,6 mm;
- (iv) Venda de 4,1 MW para UHE Ferreira Gomes, totalizando R\$ 2,0 mm
- (v) Liquidação positiva na CCEE, totalizando R\$ 3,1 mm

Eliminações

No 1T20 as eliminações entre operações “intercompany” totalizaram R\$ 28,7 milhões, conforme detalhado abaixo:

Empresas		Valores (Milhões de R\$)	
Ferreira Gomes	↔	Alupar	17,2
Ferreira Gomes	↔	Alupar	2,0
Ferreira Gomes	↔	Alupar	7,3
Alupar	↔	Ferreira Gomes	1,4
Alupar	↔	Ijuí	0,6
Ferreira Gomes	↔	Ijuí	0,2
Total			28,7

Consolidação de Resultado 1T20 – Geração

Trimestre findo em 31/03/2020					
	Geração Combinado	Comercialização	AF Energia + ACE	Eliminações Intercompany	Geração Consolidado
Receita operacional bruta	166.941	40.753	2.243	(30.898)	179.039
Suprimento de Energia	166.941	40.753	-	(28.655)	179.039
Consultoria e assessoramento na área regulatória	-	-	-	-	-
Serviços de operação e manutenção	-	-	2.243	(2.243)	-
Deduções da receita operacional bruta	(11.945)	(3.524)	(323)	-	(15.792)
PIS	(1.844)	(629)	(37)	-	(2.510)
COFINS	(8.529)	(2.895)	(171)	-	(11.595)
ICMS	(85)	-	-	-	(85)
ISS	-	-	(115)	-	(115)
IVA	(97)	-	-	-	(97)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(340)	-	-	-	(340)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(340)	-	-	-	(340)
Ministério de minas e energia - MME	(169)	-	-	-	(169)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(541)	-	-	-	(541)
Receita operacional líquida	154.996	37.229	1.920	(30.898)	163.247
	(70.583)	(41.180)	(1.195)	30.898	(82.060)
Compra de Energia	(20.666)	(40.688)	-	28.655	(32.699)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(7.976)	-	-	-	(7.976)
Compensação fin. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	(2.064)	-	-	-	(2.064)
Custo dos serviços prestados	(14.160)	(492)	(1.181)	2.243	(13.590)
Depreciação/Amortização	(25.585)	-	(14)	-	(25.599)
Utilização do Bem Público - UBP	(132)	-	-	-	(132)
Lucro bruto	84.413	(3.951)	725	-	81.187
Despesas e receitas operacionais	(8.046)	-	-	-	(8.046)
Administrativas e gerais	(6.171)	-	-	-	(6.171)
Depreciação / Amortização	(282)	-	-	-	(282)
Pessoal	(2.113)	-	-	-	(2.113)
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-
Outras receitas	521	-	-	-	521
Outras despesas	(1)	-	-	-	(1)
EBIT	76.367	(3.951)	725	-	73.141
Depreciação / Amortização	(25.999)	-	(14)	-	(26.013)
EBITDA	102.366	(3.951)	739	-	99.154
Despesa Financeira	(48.040)	-	(8)	-	(48.048)
Encargos de dívidas	(32.484)	-	-	-	(32.484)
Variações cambiais	(13.955)	-	-	-	(13.955)
Outras	(1.601)	-	(8)	-	(1.609)
Receitas financeiras	3.013	-	11	-	3.024
Receitas de aplicações financeiras	2.946	-	7	-	2.953
Outras	67	-	4	-	71
	(45.027)	-	3	-	(45.024)
EBT	31.340	(3.951)	728	-	28.117
IR / CSLL	(4.263)	-	(165)	-	(4.428)
Imposto de renda	(2.996)	-	(119)	-	(3.115)
Contribuição social	(1.933)	-	(46)	-	(1.979)
Imposto de renda diferido	1.016	-	-	-	1.016
CSLL diferido	(350)	-	-	-	(350)
Lucro líquido Consolidado	27.077	(3.951)	563	-	23.689
Participação de não controladores					(9.849)
Lucro líquido Alupar					13.840

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	11,4	R\$ 176,0 ⁽¹⁾	R\$ 7,9	-	-
La Virgen	84,0	49,3	US\$ 170,0 ⁽²⁾	US\$ 156,4 ⁽³⁾	N/A	2020
⁽¹⁾ Investimento previsto pela área de implantação na data base dez/13 (R\$ 125,0 mm) atualizado pelo IPCA até dez/19.						
⁽²⁾ Investimento previsto pela diretoria do projeto base dez/18.						
⁽³⁾ Considerando U\$ 1,0 = R\$ 5,20 (Base 31/03/2020)						

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 1T20, 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\$ 1.216,9 mm** no 1T20, ante **R\$ 1.145,8 mm** registrados no 1T19.

Receita Líquida (R\$ MM)				
	4T19	1T20	1T19	Var. %
Receita de Transmissão de Energia	60,1	54,5	170,4	(68,0%)
Receita de Infraestrutura	1.069,9	778,2	701,2	11,0%
Receita de Remuneração do Ativo de Concessão	162,2	326,4	133,5	144,4%
Receita de Suprimento de Energia	203,2	179,0	230,7	(22,4%)
Receita Bruta – IFRS	1.495,4	1.338,2	1.235,8	8,3%
Deduções	125,9	121,3	90,0	34,8%
Receita Líquida IFRS	1.369,4	1.216,9	1.145,8	6,2%

O crescimento de **R\$ 71,1 mm** na **Receita Líquida** é explicado, principalmente, por:

(a) Aumento de **R\$ 154,1 mm** no faturamento das transmissoras, conforme abaixo:

(i) consolidação das transmissoras TME e ETB a partir do 4T19 e da transmissora AETE a partir do 3T19;

(ii) investimentos realizados nos projetos de transmissão em implantação no Brasil e;

(iii) aprimoramento no processo das estimativas contábeis para mensuração dos fluxos de caixa para registro do Ativo Contratual. O efeito deste aperfeiçoamento impactou retroativamente cada uma das concessões desde seus respectivos inícios e o saldo apurado foi integralmente contabilizado no 1T19. Para mais detalhes, por favor vericar a seção “Receita Líquida” no segmento de “Transmissão – Societário (IFRS)”.

(b) redução de **R\$ 51,6 mm** na **Receita de Suprimento de Energia**, conforme tabela abaixo:

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado		
1T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	476.925	163,12	77.794							476.925	163,12	77.794
Contrato Bilateral ACL	189.768	251,63	47.751				87.142	197,52	17.212	102.626	297,58	30.539
Comercialização	148.147	240,69	35.658	183.514	190,91	35.034	59.681	148,57	8.867	271.980	227,31	61.825
CCEE/Ajustes			5.738			5.719			2.576			8.881
Total			166.941			40.753			28.655			179.039

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado		
1T19	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	471.008	157,07	73.982	-	-	-				471.008	157,07	73.982
Contrato Bilateral ACL	224.026	237,54	53.214				122.393	145,91	17.858	101.633	347,88	35.356
Comercialização	209.751	210,18	44.085	536.176	164,70	88.307	375.990	109,78	41.276	369.937	246,30	91.116
CCEE/Ajustes			13.389			16.828						30.217
Total			184.670			105.135			59.134			230.671
Variações			(17.729)			(64.382)			(30.479)			(51.632)

*Para maiores informações, verificar as seções “Receita Líquida” e “Comercialização” no segmento de “Geração – Societário (IFRS)”.

(c) aumento de **R\$ 31,3 mm** nas **Deduções**, principalmente pelo crescimento de **R\$ 25,6 mm** nas deduções de impostos e encargos diferidos, em razão do aumento na receita de infraestrutura, decorrente dos investimentos realizados nos projetos de transmissão em implantação no Brasil.

Custos dos Serviços - IFRS

No 1T20, os Custos dos Serviços totalizaram **R\$ 604,0 mm**, ante os **R\$ 368,4 mm** apurados no 1T19.

Segue abaixo as principais variações nesse grupo de contas:

(a) aumento de **R\$ 325,4 mm** nos **Custos de Infraestrutura**, em razão do aumento de R\$ 321,1 mm nas transmissoras em implantação no Brasil (ETAP, ETC, TPE, TCC, ESTE, EDTE, ETB, ELTE e TSM). Destacamos que **R\$ 117,4 mm** referem-se a transmissora ETB, a qual não era consolidada no 1T19;

(b) redução de **R\$ 91,1 mm** na **Energia Comprada para Revenda**, conforme tabela abaixo:

Compra de Energia	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado		
1T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	(66.542)	141,73	(9.431)	(211.320)	206,14	(43.562)	146.822	177,62	26.079	(131.040)	205,39	(26.914)
CCEE/Ajustes			(11.945)			(2.661)	-	-	2.576	-	-	(12.030)
Impostos			710			5.535						6.245
Total			(20.666)			(40.688)			28.655			(32.699)

Compra de Energia	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado		
1T19	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	(557.648)	106,52	(59.400)	(597.088)	94,41	(56.369)	498.383	118,65	59.134	(656.353)	86,29	(56.635)
CCEE/Ajustes			(36.680)			(37.952)	-	-	-			(74.632)
Impostos			1.601			5.852						7.453
Total			(94.479)			(88.469)			59.134			(123.814)
Variações			73.813			47.781			(30.479)			91.115

(c) aumento de **R\$ 0,7 mm** nos **Encargos da Rede Elétrica – CUST**, sendo: (i) crescimento de **R\$ 0,3 mm** na UHE Ferreira Gomes e **R\$ 0,3 mm** nas PCHs Queluz e Lavrinhas, devido aos reajustes das TUSTs para o ciclo 2019-2020 (Resoluções Homologatórias Aneel nº 2.562 de 25/06/2019 e nº 2.629 de 22/10/2019);

(d) redução de **R\$ 1,4 mm** na linha **CFURH**, decorrente da menor geração de energia neste trimestre, em função da menor vazão hídrica quando comparada com o 1T19, que impactou as usinas Ferreira Gomes (-R\$ 1,1mm), Foz do Rio Claro (-R\$0,1 mm) e Ijuí (-R\$ 0,2 mm);

(e) aumento de **R\$ 1,1 mm** nos **Custos dos Serviços Prestados**, principalmente pelo aumento de **R\$ 1,5 mm** nos parques eólicos Energia dos Ventos. Até mar/19 o contrato de O&M dos aero geradores com a WEG estava dentro período de garantia técnica, no qual não era cobrado o valor integral do contrato. A partir de abr/19 começou a cobrança integral do contrato, atrelada ao fim do período da garantia técnica;

O custo caixa, excluindo o custo de infraestrutura (Capex) e a depreciação/amortização, totalizou **R\$ 77,6 mm** (6,4% da Receita Líquida), 53,9% inferior aos **R\$ 168,2 mm** (14,7% da Receita Líquida) registrados no mesmo período do ano passado.

Custo dos Serviços R\$ (MM)				
Custo dos Serviços	4T19	1T20	1T19	Var.%
Custo dos Serviços Prestados	63,1	34,8	33,7	3,3%
Energia Comprada para Revenda	43,4	32,7	123,8	(73,6%)
Encargos da Rede Elétrica - CUST	7,8	8,0	7,3	9,7%
Recursos Hídricos - CFURH	1,3	2,1	3,4	(39,9%)
Custo de Infraestrutura	607,1	500,1	174,7	186,2%
Depreciação / Amortização	29,1	26,4	25,5	3,6%
Total	751,9	604,0	368,4	64,0%

Despesas Operacionais - IFRS

No 1T20, as Despesas Operacionais totalizaram **R\$ 31,1 mm**, ante os **R\$ (30,7) mm** apurados no 1T19.

O aumento de **R\$ 61,8 mm** neste grupo de contas deve-se a:

(a) aumento de **R\$ 5,7 mm** na conta **Administrativas e Gerais**, sendo:

(i) crescimento de **R\$ 1,1 mm** na transmissora AETE, devido ao início da sua consolidação no 3T19;

(ii) aumento de **R\$ 1,4 mm** na UHE Ferreira Gomes, em razão de gastos com assessoria jurídica;

(iii) crescimento de **R\$ 1,6 mm** na PCH Verde 8, decorrente da constituição da provisão para contingências de um processo administrativo e;

(iv) aumento de **R\$ 1,3 mm** na UHE La Virgen, referente a gastos com taxas de importação de equipamentos.

(b) aumento de **R\$ 2,8 mm** na conta **Pessoal e Administradores**, principalmente por:

(i) crescimento de **R\$ 0,2 mm** na transmissora AETE, devido ao início da sua consolidação no 3T19;

(ii) aumento de **R\$ 0,3 mm** na transmissora TME, em razão do início da sua consolidação no 4T19;

(iii) aumento de **R\$ 0,5 mm** na transmissora EATE, e de **R\$ 0,8 mm** na transmissora ENTE, devido a complemento de provisão, dado que este ano o PLR foi pago no 1º trimestre, enquanto em 2019 o PLR foi pago no 2º trimestre e;

(iv) aumento de **R\$ 0,4 mm** na Alupar Holding, em razão do reajuste salarial de agosto/19, conforme acordo coletivo e provisão de PLR.

(c) redução de **R\$ 53,8 mm** na **Equivalência Patrimonial**, que totalizou uma despesa **R\$ 1,5 mm** neste trimestre, ante o saldo positivo de **R\$ 52,3 mm** apurados no 1T19. Este resultado registrado no 1T19 é explicado principalmente pela contabilização da equivalência patrimonial da transmissora ETB, que totalizou um valor positivo de **R\$ 47,5 mm**, decorrente do lucro de **R\$ 94,9 mm** apresentado naquele trimestre, em razão dos investimentos realizados e da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes. Já neste trimestre, a despesa de **R\$ 1,5 mm** refere-se exclusivamente a equivalência patrimonial da transmissora TNE, dado que as transmissoras TME e ETB passaram a ser consolidadas a partir do 4T19.

Despesas Operacionais R\$ (MM)				
Despesas Operacionais	4T19	1T20	1T19	Var.%
Administrativas e Gerais	28,8	14,4	8,6	66,4%
Pessoal e Administradores	16,7	14,4	11,5	24,7%
Equivalência Patrimonial	(12,5)	1,5	(52,3)	(102,8%)
Outros	(51,3)	(0,7)	0,2	-
Depreciação / Amortização	3,0	1,6	1,3	22,3%
Total	(15,3)	31,1	(30,7)	-

EBITDA - IFRS

No 1T20 o EBITDA totalizou **R\$ 609,8 mm**, ante os **R\$ 834,8 mm** registrados no 1T19.

A Margem EBITDA Ajustada atingiu 85,1%, ante os 86,0% apurados no 1T19.

A variação no EBITDA deve-se:

(a) aumento de **R\$ 102,4 mm** no **Faturamento**, em razão do: (i) crescimento de **R\$ 154,1 mm** na **Receita do Segmento de Transmissão de Energia** e; (ii) redução de **R\$ 51,6 mm** na **Receita de Suprimento de Energia**. Para mais informações sobre as variações na Receita, favor verificar a seção “Receita Operacional Líquida - IFRS”;

(b) aumento de **R\$ 31,3 mm** nas **Deduções**, principalmente pelo crescimento de **R\$ 25,6 mm** nas deduções de impostos e encargos diferidos, em razão do aumento na receita de infraestrutura, decorrente dos investimentos realizados nos projetos de transmissão;

(c) aumento de **R\$ 325,4 mm** no **Custo de Infraestrutura**, decorrente do aumento de R\$ 321,1 mm nas transmissoras em implantação no Brasil (ETAP, ETC, TPE, TCC, ESTE, EDTE, ETB, ELTE e TSM). Destacamos que **R\$ 117,4 mm** referem-se a transmissora ETB, a qual não era consolidada no 1T19;

(d) redução de **R\$ 91,1 mm** na **Energia Comprada para Revenda**, em razão da diferente estratégia de alocação e comercialização de energia adotada neste ano, quando comparada com 2019. Para mais detalhes, favor verificar a seção “Custo dos Serviços – IFRS” e;

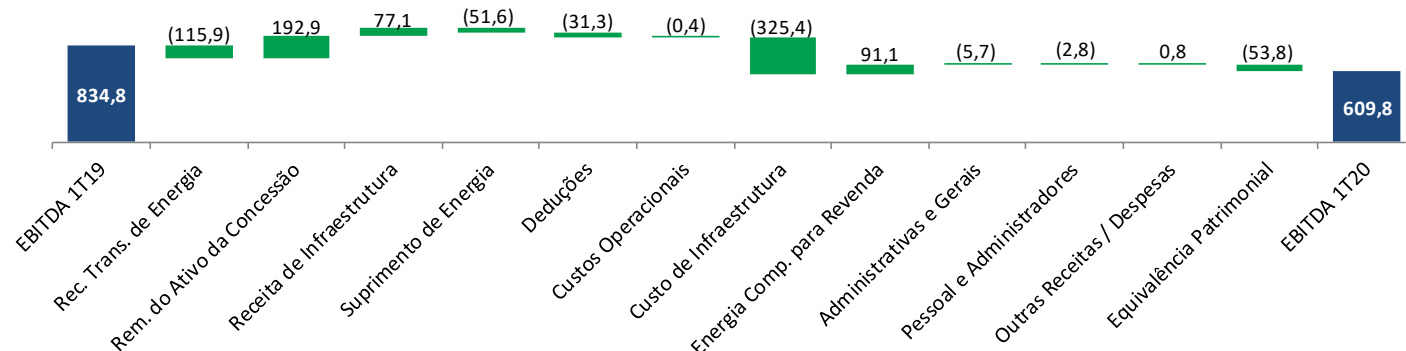
(e) redução de **R\$ 53,8 mm** na **Equivalência Patrimonial**, que totalizou uma despesa **R\$ 1,5 mm** neste trimestre, ante o saldo positivo de **R\$ 52,3 mm** apurados no 1T19. Este resultado registrado no 1T19 é explicado principalmente pela contabilização da equivalência patrimonial da transmissora ETB, que totalizou um valor positivo de **R\$ 47,5 mm**, decorrente do lucro de **R\$ 94,9 mm** apresentado naquele trimestre, em razão dos investimentos realizados e da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes. Já neste trimestre, a despesa de **R\$ 1,5 mm** refere-se exclusivamente a equivalência patrimonial da transmissora TNE, dado que as transmissoras TME e ETB passaram a ser consolidadas a partir do 4T19.

EBITDA - IFRS (R\$ MM)				
	4T19	1T20	1T19	Var.%
Receita Líquida - IFRS	1.369,4	1.216,9	1.145,8	6,2%
Custos Operacionais	(72,3)	(44,9)	(44,4)	1,0%
Custo de Infraestrutura	(607,1)	(500,1)	(174,7)	186,2%
Compra de Energia	(43,4)	(32,7)	(123,8)	(73,6%)
Despesas Operacionais	5,7	(28,1)	(20,3)	38,0%
Equivalência Patrimonial	12,5	(1,5)	52,3	-
EBITDA	664,9	609,8	834,8	(27,0%)
Margem EBITDA	48,6%	50,1%	72,9%	(22,8 p.p)
Margem EBITDA Ajustada*	87,2%	85,1%	86,0%	(0,9 p.p)

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

Segue abaixo a formação do EBITDA:

Formação do EBITDA 1T20 (R\$ MM)



EBITDA - Regulatório

No 1T20 o EBITDA totalizou **R\$ 371,2 mm**, 29,6% superior aos **R\$ 286,4 mm** registrados no 1T19.

A Margem EBITDA atingiu 77,7%, 16,0 p.p. superior aos 61,7% registrados no mesmo período do ano anterior.

A variação no EBITDA deve-se: (a) aumento de **R\$ 19,5 mm** no **Faturamento**, em razão do:

(i) crescimento de **R\$ 71,1 mm** na **Receita do Segmento de Transmissão de Energia**, sendo:

(i.i) aumento de **R\$ 15,5 mm** no faturamento da transmissora ETAP, de **R\$ 6,4 mm** na transmissora ETC e, de **R\$ 14,9 mm** na transmissora EDTE, em razão das respectivas entradas em operação comercial (abr/19; set/19 e jan/20);

(i.ii) incremento de **R\$ 17,5 mm** no faturamento da transmissora AETE, devido ao início de sua consolidação no 3T19;

(i.iii) crescimento de **R\$ 14,8 mm** na transmissora TME, em função da sua consolidação a partir do 4T19;

(i.iv) redução de **R\$ 8,0 mm** no faturamento da transmissora ENTE e de **R\$ 3,4 mm** no faturamento da transmissora ERTE, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP para o ciclo 2019/2020, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (ERTE: set/19; ENTE: fev/20).

(i.v) aumento de **R\$ 13,5 mm** na receita das demais transmissoras, impactadas pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.565 de 25 de junho de 2019 que estabeleceu reajuste de 4,66% para os contratos indexados em IPCA e 7,64% para os contratos indexados em IGP-M e;

(ii) redução de **R\$ 51,6 mm** na **Receita de Suprimento de Energia**, conforme detalhado abaixo:

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado		
1T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	476.925	163,12	77.794							476.925	163,12	77.794
Contrato Bilateral ACL	189.768	251,63	47.751				87.142	197,52	17.212	102.626	297,58	30.539
Comercialização	148.147	240,69	35.658	183.514	190,91	35.034	59.681	148,57	8.867	271.980	227,31	61.825
CCEE/Ajustes			5.738			5.719			2.576			8.881
Total			166.941			40.753			28.655			179.039

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado		
1T19	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	471.008	157,07	73.982	-	-	-				471.008	157,07	73.982
Contrato Bilateral ACL	224.026	237,54	53.214				122.393	145,91	17.858	101.633	347,88	35.356
Comercialização	209.751	210,18	44.085	536.176	164,70	88.307	375.990	109,78	41.276	369.937	246,30	91.116
CCEE/Ajustes			13.389			16.828						30.217
Total			184.670			105.135			59.134			230.671
Variações			(17.729)			(64.382)			(30.479)			(51.632)

Faturamento	UHE Ferreira Gomes			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí		
1T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	234.600	116,70	27.378										87.713	221,77	19.452	67.471	237,70	16.038
Contrato Bilateral ACL	87.142	197,52	17.212	45.864	302,72	13.884	45.864	302,72	13.884	77.352	237,74	18.390						
Comercialização	52.315	257,23	13.457	9.240	206,17	1.905	9.240	206,28	1.906									
CCEE/Ajustes			826			1.110			1.131			2.325			138			179
Impostos																		
Total			58.873			16.899			16.921			20.715			19.590			16.217
Faturamento	UHE Ferreira Gomes			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí		
1T19	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	230.474	112,39	25.902										86.729	213,55	18.521	66.715	228,90	15.271
Contrato Bilateral ACL	86.224	191,35	16.499	45.381	278,60	12.643	45.381	278,60	12.643	32.415	249,08	8.074						
Comercialização	117.552	231,80	27.249	46.062	176,41	8.126	39.654	185,38	7.351	6.483	209,63	1.359						
CCEE/Ajustes			1.652			2.672			(334)			(1.029)			6.013			4.048
Impostos																		
Total			71.302			23.441			19.660			8.404			24.534			19.319
Variações			(12.429)			(6.542)			(2.739)			12.311			(4.944)			(3.102)

(b) aumento de **R\$ 5,7 mm** nas **Deduções**, sendo:

(i) crescimento de **R\$ 3,5 mm** nas transmissoras ETAP, ETC e EDTE, em razão das respectivas entradas em operação comercial;

(ii) incremento de **R\$ 1,2 mm** na PCH Verde 8, decorrente do aumento de **R\$ 12,3 mm** no faturamento, devido à estratégia de comercialização de energia.

(c) redução de **R\$ 91,1 mm** na conta **Energia Comprada para Revenda**, conforme explicado anteriormente na seção “**Custos dos Serviços – IFRS**”;

(d) aumento de **R\$ 6,4 mm** nas despesas **Administrativas e Gerais**, sendo:

(i) aumento de **R\$ 1,1 mm** na transmissora AETE, devido ao início da sua consolidação no 3T19;

(ii) aumento de **R\$ 1,5 mm** na UHE Ferreira Gomes, em razão de gastos com assessoria jurídica;

(iii) crescimento de **R\$ 1,6 mm** na PCH Verde 8, em razão da constituição de provisão;

(iv) aumento de **R\$ 1,3 mm** na UHE La Virgen, referente a gastos com taxas de importação de equipamentos.

(e) aumento de **R\$ 2,8 mm** na conta **Pessoal e Administradores**, principalmente pelo:

(i) crescimento de **R\$ 0,2 mm** na transmissora AETE, devido ao início da sua consolidação no 3T19;

(ii) aumento de **R\$ 0,3 mm** na transmissora TME, em razão do início da sua consolidação no 4T19;

(iii) aumento de **R\$ 0,5 mm** na transmissora EATE, e de **R\$ 0,8 mm** na transmissora ENTE, dado que este ano o PLR foi pago no 1º trimestre, enquanto em 2019 o PLR foi pago no 2º trimestre;

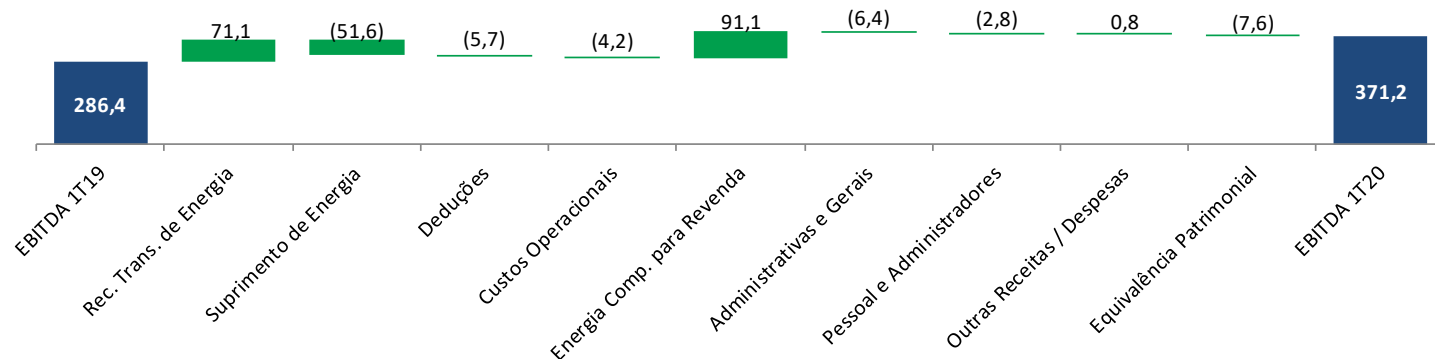
(iv) aumento de **R\$ 0,4 mm** na Alupar Holding, em razão do reajuste salarial de agosto/19, conforme acordo coletivo e provisão de PLR.

(f) redução de **R\$ 7,6 mm** na **Equivalência Patrimonial**, principalmente pelo início da consolidação, a partir do 4T19, da transmissora TME.

EBITDA Regulatório (R\$ MM)				
	4T19	1T20	1T19	Var. %
Receita Líquida	462,0	477,9	464,1	3,0%
Custos Operacionais	(45,6)	(45,1)	(40,9)	10,2%
Compra de Energia	(43,4)	(32,7)	(123,8)	(73,6%)
Despesas Operacionais	(45,5)	(28,7)	(20,3)	41,3%
Equivalência Patrimonial	0,5	(0,2)	7,4	-
EBITDA	327,9	371,2	286,4	29,6%
Margem EBITDA	71,0%	77,7%	61,7%	16,0 p.p

Segue abaixo a formação do EBITDA:

Formação do EBITDA 1T20 (R\$ MM)



Resultado Financeiro

Totalizou **R\$ (92,3) mm** no 1T20, ante os **R\$ (57,8) mm** registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no resultado financeiro é explicada principalmente pela:

(a) aumento de **R\$ 31,6 mm** nas **Despesas Financeiras**, em razão da:

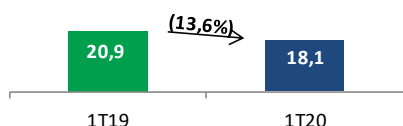
(i) aumento de **R\$ 4,1 mm** na transmissora ETAP, de **R\$ 3,0 mm** na transmissora ETC e, de **R\$ 4,1 mm** na transmissora EDTE em razão das respectivas entradas em operação comercial (ETAP: abr/19; ETC: set/19; EDTE: jan/20);

(ii) aumento de **R\$ 19,2 mm** na UHE La Virgen e **R\$ 13,0 mm** na Alupar Peru – Holding, que juntas totalizaram **R\$ 26,4 mm** neste trimestre ante **R\$ (5,7) mm** registrados no 1T19. Este aumento é decorrente da variação cambial de contratos com fornecedores e empréstimos e financiamentos entre os períodos (efeito não caixa);

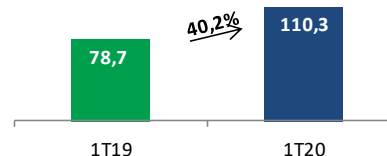
(iii) aumento de **R\$ 1,1 mm**, em razão da adoção do IFRS 16 (CPC06 – R2) – Arrendamento;

(b) redução de **R\$ 2,8 mm** nas **Receitas Financeiras**, basicamente pela redução no caixa, em razão dos investimentos realizados nos projetos em implantação e pela redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,00% no acumulado do 1T20, ante os 1,51% no acumulado do 1T19.

Receita Financeira (R\$ MM)



Despesa Financeira (R\$ MM)



Lucro Líquido – IFRS

No 1T20, o lucro líquido totalizou **R\$ 179,1 mm**, ante os **R\$ 400,5 mm** registrados no 1T19.

Essa variação é resultado do:

(a) redução de **R\$ 225,1 mm** no **EBTIDA**, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA – IFRS”.

(b) aumento de **R\$ 34,5 mm** no **Resultado financeiro**, conforme detalhado na seção acima;

(c) crescimento de **R\$ 8,7 mm** no **IR/CSLL**, basicamente pelo aumento de **R\$ 8,2 mm** registrado no segmento de geração, sendo:

(i) crescimento de **R\$ 10,1 mm** registrado na UHE FGE e na PCH Verde 8, que totalizaram **R\$ 2,5 mm** no 1T20, ante os **R\$ (7,6) mm** registrados no 1T19. Este valor positivo registrado no 1T19 é decorrente dos impostos diferidos, constituídos em virtude do resultado negativo registrado naquele trimestre.

(d) redução de **R\$ 48,0 mm** na **% Minoritários**, principalmente pelo:

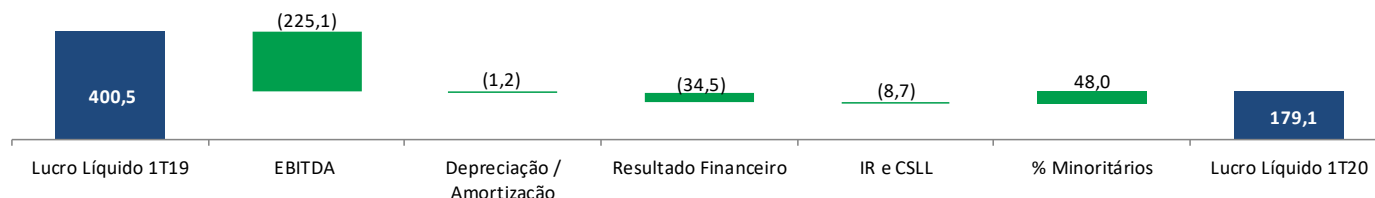
(i) aumento de **R\$ 65,2 mm** nas transmissoras em implantação (incluindo as transmissoras ETB, consolidação a partir no 4T19, e a EDTE, entrada em operação no 1T20), decorrente do incremento nos resultados, em virtude dos investimentos realizados;

(ii) aumento de **R\$ 6,1 mm** nas transmissoras TME e AETE, as quais não apresentavam valor nesta conta no 1T19, dado que não eram consolidadas;

(iii) crescimento de **R\$ 7,3 mm** nas geradoras, principalmente pelo aumento no resultado das PCHs Queluz e Lavrinhas, que totalizou **R\$ 23,4 mm** neste trimestre ante os **R\$ (5,4) mm** registrados no 1T19;

(iv) redução de **R\$ 126,4 mm** nas demais transmissoras, dado que os resultados reportados no 1T19 contemplavam os impactos retroativos desde o início das respectivas concessões referente ao aprimoramento da mensuração dos fluxos de caixa para registro do Ativo Contratual.

Formação do Lucro 1T20 (R\$ MM)



Lucro Líquido – Regulatório

No 1T20, o lucro líquido totalizou **R\$ 72,4 mm**, 4,2% superior aos **R\$ 69,4 mm** do 1T19. Essa variação é resultado do:

(a) aumento de **R\$ 84,8 mm** no **EBTIDA**, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA – Regulatório”;

(b) aumento de **R\$ 12,6 mm** na **Depreciação / Amortização**, em razão do:

(i) aumento de **R\$ 4,6 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras ETAP (abr/19), ETC (set/19) e EDTE (jan/20), que impactaram esta conta em R\$ 1,3 mm, R\$ 1,1 mm e R\$ 2,2 mm, respectivamente;

(ii) crescimento de **R\$ 2,0 mm** na transmissora AETE e de **R\$ 2,7 mm** na holding APAETE, decorrente do início da consolidação no 3T19;

(iii) aumento de **R\$ 2,1 mm** na transmissora TME, devido ao início da consolidação do ativo, no 4T19;

(c) aumento de **R\$ 33,4 mm** no resultado financeiro, principalmente pelo crescimento de **R\$ 30,5 mm** nas despesas financeiras, conforme detalhado na seção “Resultado Financeiro”. A diferença de **R\$ 1,1 mm** para o valor apresentado nos números em IFRS, é decorrente da conta arrendamento, em razão da adoção do IFRS 16 (CPC06 – R2), o qual não se aplica para os números regulatórios.

(d) aumento de **R\$ 22,6 mm** no **IRPJ/CSLL**, principalmente pelo:

(i) crescimento de **R\$ 10,1 mm** registrado na UHE FGE e na PCH Verde 8, que totalizaram **R\$ 2,5 mm** no 1T20, ante os **R\$ (7,6) mm** registrados no 1T19. Este valor positivo registrado no 1T19 é decorrente dos impostos diferidos, constituídos em virtude do resultado negativo registrado naquele trimestre.

(ii) aumento de **R\$ 1,4 mm** nas transmissoras TME e AETE, em razão do início da consolidação (AETE: 3T19; TME: 4T19);

(iii) aumento de **R\$ 3,1 mm** na transmissora EATE, e de **R\$ 1,4 mm** na transmissora ENTE, dado que no 1T19, ocorreu o reconhecimento de crédito tributário de períodos anteriores, referente a projetos apoiados pela lei de incentivo à cultura;

(iv) crescimento de **R\$ 5,6 mm** na transmissora STN, decorrente do maior lucro tributável, reconhecido após apuração total dos recebimentos / valor total do contrato (Lei 12.973).

(e) aumento de **R\$ 13,2 mm** na **% Minoritários**, sendo os principais impactos:

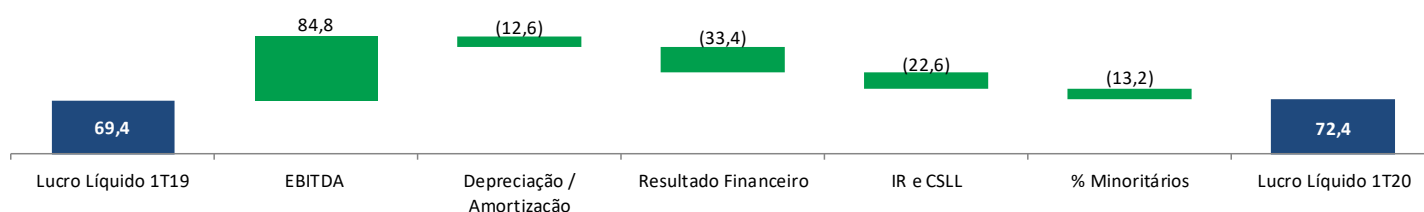
(i) crescimento de **R\$ 10,1 mm** nas PCHs Queluz e Lavrinhas, em virtude do aumento no resultado, que totalizou R\$ 23,4 mm neste trimestre ante os R\$ (5,4) mm registrados no 1T19;

(iii) aumento de **R\$ 1,6 mm** na transmissora AETE, em razão do início da sua consolidação no 3T19;

(iv) aumento de **R\$ 1,3 mm** na transmissora TME, devido ao início da consolidação do ativo, no 4T19.

(v) queda de **R\$ 7,2 mm** nas transmissoras ENTE e ERTE, decorrente do menor resultado neste trimestre, explicado pela queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP para o ciclo 2019/2020, em razão do aniversário de 15 anos da entrada em operação (ERTE: set/19; ENTE: fev/20);

Formação do Lucro 1T20 (R\$ MM)



Consolidação de Resultado – Societário (IFRS)

Trimestre findo em 31/03/2020				
Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete / Reunidas	Consolidado
Receita operacional bruta	1.159.185	179.039		1.338.224
Receita de transmissão de energia	57.750			57.750
Receita de infraestrutura	778.224			778.224
Remuneração do Ativo de Concessão	326.415			326.415
Suprimento de energia	-	179.039		179.039
(-) Parcela variável	(3.204)			(3.204)
Deduções da receita operacional bruta	(105.505)	(15.792)		(121.297)
PIS	(2.841)	(2.510)		(5.351)
COFINS	(13.094)	(11.595)		(24.689)
PIS diferido	(13.370)			(13.370)
COFINS diferido	(61.579)			(61.579)
ICMS		(85)		(85)
ISS		(115)		(115)
IVA		(97)		(97)
Reserva Global de Reversão - RGR	(7.976)	-		(7.976)
Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(1.196)	-		(1.196)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.306)	(340)		(1.646)
FNDCT	(1.247)	(340)		(1.587)
Ministério de minas e energia - MME	(626)	(169)		(795)
TFSEE	(1.368)	(541)		(1.909)
TFSEE Diferido	(902)	-		(902)
Receita operacional líquida	1.053.680	163.247		1.216.927
Custo do serviço	(521.980)	(82.060)		(604.040)
Energia comprada para revenda		(32.699)		(32.699)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(7.976)		(7.976)
CFURH		(2.064)		(2.064)
Custo dos serviços prestados	(21.235)	(13.590)		(34.825)
Custo de infraestrutura	(500.082)			(500.082)
Depreciação / Amortização	(663)	(25.599)		(26.262)
Utilização do Bem Público - UBP	-	(132)		(132)
Lucro bruto	531.700	81.187	-	612.887
Despesas e receitas operacionais	(14.213)	(8.046)	(7.745)	(1.083)
Administrativas e gerais	(4.410)	(6.171)	(3.022)	(14.365)
Pessoal	(7.860)	(2.113)	(4.250)	(14.359)
Resultado de equivalência patrimonial	(1.451)			(1.451)
Depreciação / Amortização	(630)	(282)	(473)	(1.570)
Outras receitas	140	521	-	661
Outras despesas	(2)	(1)	-	(3)
EBIT	517.487	73.141	(7.745)	(1.083)
Depreciação / Amortização	(1.293)	(26.013)	(473)	(185)
EBITDA	518.780	99.154	(7.272)	(898)
Despesas financeiras	(27.542)	(48.048)	(20.072)	(15.550)
Encargos de dívidas	(27.970)	(32.484)	(19.683)	(6.164)
Variações cambiais	1.224	(13.955)	43	(9.299)
Outras	(796)	(1.609)	(432)	(87)
Receitas financeiras	5.180	3.024	10.491	247
Receitas de aplicações financeiras	3.991	2.953	9.182	243
Outras	1.189	71	1.309	4
	(22.362)	(45.024)	(9.581)	(15.303)
EBT	495.125	28.117	(17.326)	(16.386)
IR / CSLL	(107.568)	(4.428)	-	(1)
Imposto de renda	(15.006)	(3.115)		(1)
Contribuição social	(14.623)	(1.979)		-
Imposto de renda diferido	(51.763)	1.016		-
CSLL diferido	(26.176)	(350)		-
Lucro líquido Consolidado	387.557	23.689	(17.326)	(16.387)
Participação de não controladores				(198.384)
Lucro líquido Alupar				179.149

Consolidação de Resultado – Regulatório

Trimestre findo em 31/03/2020				
Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete / Reunidas	Consolidado
Receita operacional bruta	343.100	179.039		522.139
Receita de transmissão de energia	346.304			346.304
(-) Parcela variável	(3.204)			(3.204)
Suprimento de energia		179.039		179.039
Deduções da receita operacional bruta	(28.438)	(15.792)		(44.230)
PIS	(2.841)	(2.510)		(5.351)
COFINS	(13.094)	(11.595)		(24.689)
ICMS		(85)		(85)
ISS		(115)		(115)
IVA		(97)		(97)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(7.976)	-		(7.976)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.286)	(340)		(1.626)
FNDCT	(1.247)	(340)		(1.587)
Ministério de minas e energia - MME	(626)	(169)		(795)
TFSEE	(1.368)	(541)		(1.909)
Receita operacional líquida	314.662	163.247		477.909
Custo do serviço	(58.116)	(82.114)	-	(140.230)
Energia comprada para revenda		(32.700)		(32.700)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(7.976)		(7.976)
CFURH		(2.064)		(2.064)
Custo dos serviços prestados	(21.353)	(13.663)		(35.016)
Depreciação / Amortização	(36.763)	(25.579)		(62.342)
Utilização do Bem Público - UBP	-	(132)		(132)
Lucro bruto	256.546	81.133	-	337.679
Despesas e receitas operacionais	(13.138)	(8.087)	(9.261)	(34.306)
Administrativas e gerais	(4.690)	(6.377)	(3.206)	(14.273)
Pessoal	(7.860)	(2.113)	(4.248)	(14.221)
Resultado de equivalência patrimonial	(185)	-	-	(185)
Depreciação / Amortização	(541)	(117)	(1.807)	(2.465)
Outras receitas	140	521	-	661
Outras despesas	(2)	(1)	-	(3)
EBIT	243.408	73.046	(9.261)	303.373
Depreciação / Amortização	(37.304)	(25.828)	(1.807)	(64.939)
EBITDA	280.712	98.874	(7.454)	371.234
Despesas financeiras	(26.662)	(47.919)	(20.025)	(109.264)
Encargos de dívidas	(27.094)	(32.355)	(19.635)	(79.084)
Variações cambiais	1.224	(13.955)	43	(12.688)
Outras	(792)	(1.609)	(433)	(2.834)
Receitas financeiras	5.180	3.025	10.490	18.050
Receitas de aplicações financeiras	3.991	2.953	9.181	16.125
Outras	1.189	72	1.309	3.570
	(21.482)	(44.894)	(9.535)	(91.214)
EBT	221.926	28.152	(18.796)	212.159
IR / CSLL	(29.622)	(4.428)	-	(34.051)
Imposto de renda	(15.006)	(3.115)	-	(18.122)
Contribuição social	(14.623)	(1.979)	-	(16.602)
Imposto de renda diferido	(16)	1.016	-	1.000
CSLL diferido	23	(350)	-	(327)
Lucro líquido Consolidado	192.304	23.724	(18.796)	178.108
Participação de não controladores				(105.712)
Lucro líquido Alupar				72.396

Investimentos

No 1T20 foram realizados investimentos totais da ordem de **R\$ 566,1 mm** em nossas empresas, sendo R\$ 547,4 mm investidos no segmento de transmissão, R\$ 18,5 mm no segmento de geração, e R\$ 0,2 mm no desenvolvimento de novos negócios, ante os **R\$ 200,4 mm** registrados no 1T19, quando R\$ 179,0 mm foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 21,1 mm foram investidos no segmento de geração e R\$ 0,3 mm no desenvolvimento de novos negócios.

O volume de investimentos realizados no 1T20 reflete, principalmente, a implantação dos ativos de transmissão TPE, TCC, EDTE, TCE, ETB, ESTE e TSM que juntos totalizaram **R\$ 542,9 mm** neste trimestre ante os **R\$ 108,8 mm** registrados no 1T19.

Investimentos (R\$ MM)		
	1T20	1T19
Transmissão*	547,4	179,0
ELTE	0,1	-
ETAP	-	42,7
ETC	-	27,3
TCC	94,9	16,3
TPE	179,5	54,7
TCE	47,3	4,3
ESTE	42,9	1,5
TSM	20,0	5,5
EDTE	40,9	26,5
ETB	117,4	-
ETES	3,5	-
Outros	0,8	0,1
Geração	18,5	21,1
Energia dos Ventos	0,2	7,3
La Virgen	16,9	12,0
Outros	1,4	1,8
Holding	0,2	0,3
Total	566,1	200,4

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

Endividamento

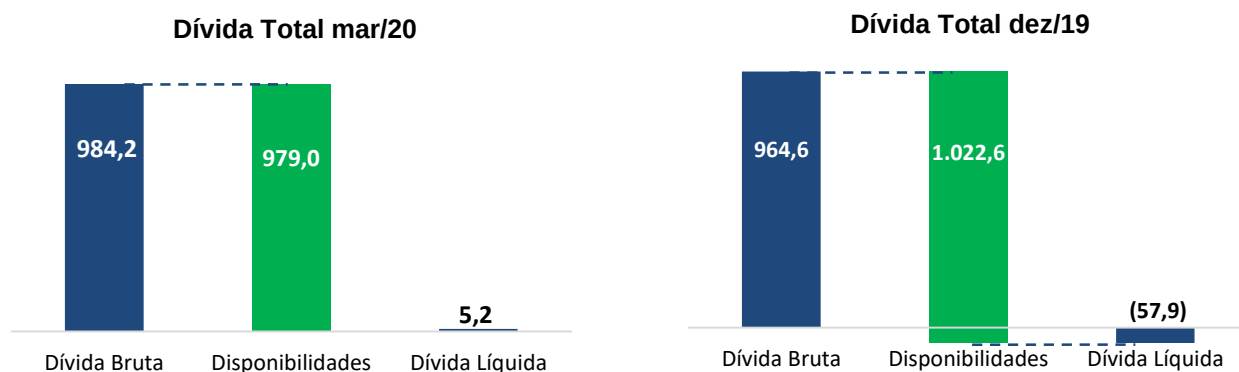
Alupar – Holding:

No 1T20, a dívida bruta da Alupar – Holding totalizou **R\$ 984,2 mm**, ante os **R\$ 964,6 mm** registrados em dez/19. Esta variação é explicada pela:

- (i) provisão de encargos, totalizando **R\$ 8,0 mm** e;
- (ii) provisões de variação monetária, no montante de **R\$ 11,6 mm**.

As disponibilidades e investimentos de curto prazo da Alupar - Holding totalizaram **R\$ 979,0 mm**, R\$ 43,6 mm inferior aos **R\$ 1.022,6 mm** registrados em dez/19. Esta variação é explicada principalmente pelo:

- (i) recebimento de dividendos das subsidiárias no montante de **R\$ 28,0 mm**;
- (ii) aportes de **R\$ 62,5 mm** realizados nos projetos em implantação, sendo os principais:
 - (ii.i) **R\$ 50,6 mm** para Alupar Peru, responsável pela implantação da UHE La Virgen;
 - (ii.ii) **R\$ 8,0 mm** para implantação da transmissora TCE;



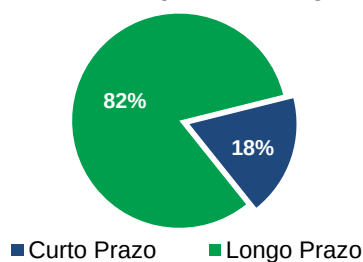
A dívida bruta da Alupar - Holding consiste 100% em emissões de debêntures, sendo indexadas por IPCA e CDI, com um perfil bem alongado, sendo aproximadamente 66% dos vencimentos alocados entre 2024 e 2025.

A dívida de curto prazo totalizou **R\$ 178,6 mm**, ante os **R\$ 161,7 mm** contabilizados em dez/19. Este montante refere-se a 1ª parcela da VI emissão de debêntures, equivalente à 50% (R\$ 125 milhões) da mesma, com vencimento em 15 de abril de 2020.

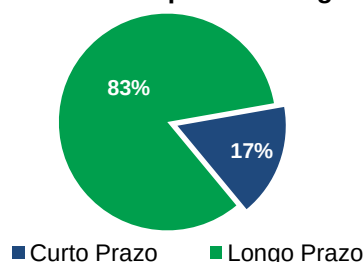
Para mais informações sobre o Endividamento da Alupar - Holding, favor verificar as Notas Explicativas 20 “Empréstimos e Financiamentos” e 21 “Debêntures” das demonstrações financeiras do 1T20.

Abaixo o perfil da dívida da Alupar - Holding:

Perfil da Dívida Alupar - Holding mar/20



Perfil da Dívida Alupar - Holding dez/19



Consolidado:

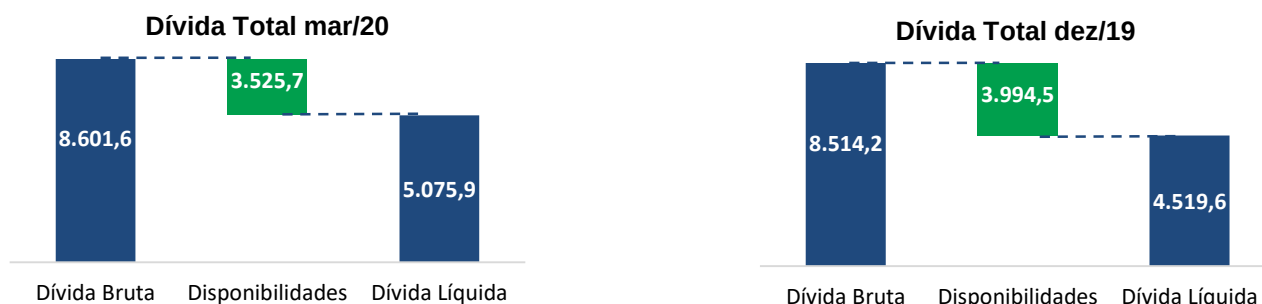
A dívida bruta consolidada da Alupar e suas subsidiárias totalizou **R\$ 8.601,6 mm** no 1T20, ante os **R\$ 8.514,2 mm** apurados em dez/19. Esta variação é explicada principalmente pela:

- (i) provisões de encargos e variações monetárias nas dívidas da Alupar - Holding, no montante de **R\$ 19,6 mm**;
- (ii) provisões de encargos e variações monetárias das subsidiárias, totalizando **R\$ 171,6 mm**;
- (iii) pagamentos dos encargos das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 136,6 mm**;
- (iv) amortização de principal das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 167,2 mm**;
- (v) aumento de **R\$ 200,1 mm**, decorrente da variação cambial nas dívidas da UHE La Virgen e da PCH Morro Azul;

As disponibilidades e investimentos de curto prazo totalizaram **R\$ 3.525,7 mm** no 1T20, ante os **R\$ 3.994,5 mm** registrados em dez/19. Esta variação de **R\$ 468,8 mm** no caixa, deve-se, principalmente ao:

- (i) redução de **R\$ 43,6 mm** na Alupar – Holding, conforme explicado anteriormente;
- (ii) redução de **R\$ 491,5 mm** no caixa das transmissoras em implantação (ETB, TPE, TCC, ESTE e TSM), decorrente dos investimentos realizados para implantação dos ativos;
- (iii) aumento de **R\$ 47,6 mm** no caixa da UHE Ferreira Gomes, principalmente pelo crescimento do faturamento do 4T19, em razão das estratégia de alocação de energia, sendo parte dele recebido no 1T20.

A dívida líquida registrada no 1T20 totalizou **R\$ 5.075,9 mm**, ante os **R\$ 4.519,6 mm** registrados em dez/19.



No 1T20 a dívida de curto prazo totalizou **R\$ 816,0 mm** (9,5% da dívida total), ante os **R\$ 867,6 mm** registrados em dez/19.

Dos 9,5% da dívida de curto prazo, 12,5% ou R\$ 102,2 mm são referentes a empréstimos ponte, com vencimentos até dezembro/2020.

Da dívida bruta consolidada:

(i) **R\$ 984,2 mm** referem-se à Alupar – Holding; (ii) **R\$ 3.354,1 mm** estão alocados nas empresas operacionais, que possuem fluxo de pagamento compatível com as respectivas gerações de caixa e; (iii) **R\$ 4.263,3 mm** referem-se aos projetos em implantação, sendo:

R\$ 663,7 mm alocados na Alupar Peru / La Virgen para implantação da UHE La Virgen;

R\$ 164,7 mm para implantação da transmissora TCE (Colômbia),

R\$ 696,4 mm na implantação da transmissora TCC;

R\$ 1.095,8 mm para implantação da transmissora TPE;

R\$ 399,9 mm para implantação da transmissora ESTE;

R\$ 509,2 mm para implantação da transmissora TSM;

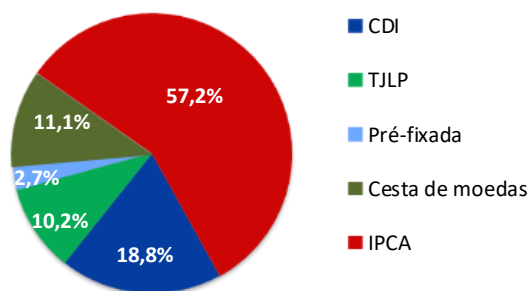
R\$ 733,6 mm para implantação da transmissora ETB.

No 1T20, as emissões de debêntures corresponderam a **R\$ 6.456,6 mm** ou 75% da dívida total. As debêntures de emissões da:

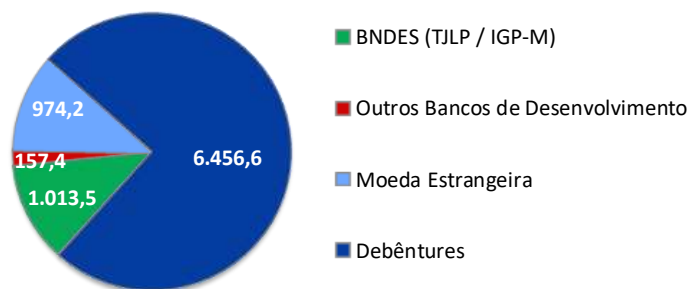
(i) Alupar - Holding representam um saldo de **R\$ 984,2 mm**; (ii) das subsidiárias em operação totalizaram **R\$ 2.037,5 mm** e; (iii) dos projetos em implantação registraram um saldo de **R\$ 3.434,9 mm**.

A dívida em moeda estrangeira totalizou **R\$ 974,2 mm** ou 11,3% 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 (%)

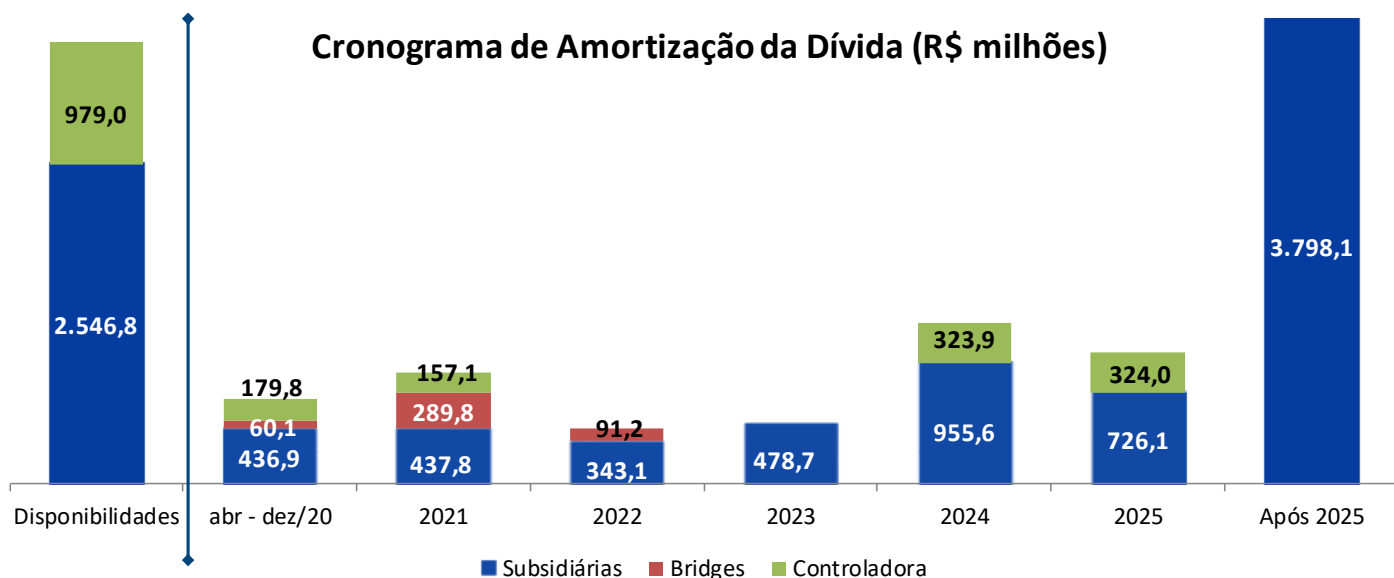


Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



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)



BRIDGES (MM)	2020	2021	2022
La Virgen / Alupar Inversiones	R\$ 53,5	R\$ 131,7	R\$ 91,2
TCE (Colômbia)	R\$ 6,7	R\$ 158,1	-
TOTAL	R\$ 60,1	R\$ 289,8	R\$ 91,2

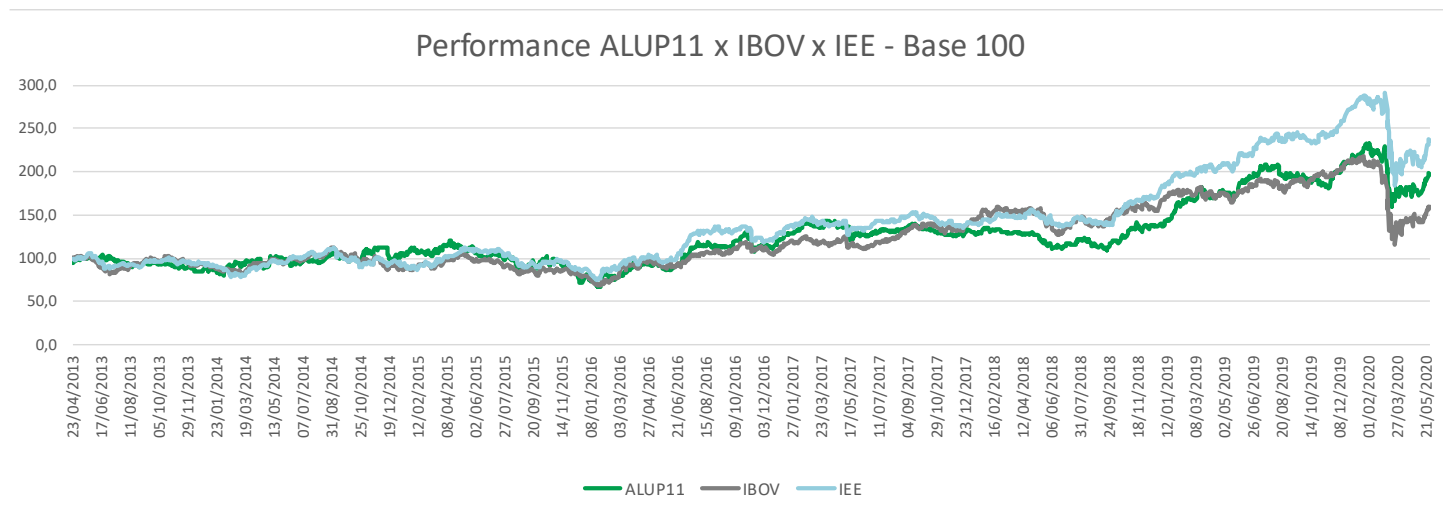
FitchRatings

✓ 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\$ 9,0 milhões. Destacamos que o volume médio diário registrado de 01/01/2020 – 01/06/2020 foi de R\$ 19,5 milhões.

No dia 01 de junho de 2020, o valor de mercado da Alupar era de R\$ 7,355 bilhões.

ANEXO 01 – SOCIETÁRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2020	31/12/2019	31/03/2020	31/12/2019
Ativo				
Circulante	1.519.467	1.475.760	4.967.965	5.441.876
Caixa e equivalentes de caixa	10.734	39.474	628.105	1.025.204
Investimentos de curto prazo	968.228	983.103	2.791.013	2.864.348
Títulos e valores mobiliários	-	-	2.730	4.470
Contas a receber de clientes	30.265	51.648	330.399	346.258
Dividendos a receber	395.234	286.469	75	75
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	37.307	38.085	100.676	97.249
Outros tributos compensáveis	1.630	105	49.235	37.714
Estoques	-	-	9.723	10.445
Despesas pagas antecipadamente	55	77	3.616	5.639
Cauções e depósitos judiciais	-	-	550	384
Ativo contratual da concessão	-	-	977.687	951.888
Outros ativos	76.014	76.799	74.156	98.202
Não circulante	4.935.171	4.784.279	14.952.515	13.927.856
<u>Realizável a longo prazo</u>	<u>222.404</u>	<u>162.308</u>	<u>9.963.396</u>	<u>9.172.874</u>
Contas a receber de clientes	-	-	14.613	12.528
Títulos e valores mobiliários	-	-	103.881	100.493
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.187	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	2.882	2.774
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	6.169	7.008
Despesas pagas antecipadamente	-	-	11.912	12.220
Cauções e depósitos judiciais	697	678	14.576	14.965
Ativo contratual da concessão	-	-	9.789.572	9.007.266
Adiantamento para futuro aumento de capital	221.707	161.630	-	-
Outros ativos	-	-	16.604	12.433
Investimentos em controladas	4.495.596	4.403.112	-	-
Investimento em controlada em conjunto	135.507	136.958	135.506	136.958
Propriedades para investimento	7.826	7.826	7.826	7.826
Imobilizado	2.081	2.381	4.652.854	4.426.026
Intangível	71.757	71.694	192.933	184.172
Total do Ativo	6.454.638	6.260.039	19.920.480	19.369.732

Passivo

Circulante

	Controladora	Controladora	Consolidado	Consolidado
	31/03/2020	31/12/2019	31/03/2020	31/12/2019
	435.377	447.314	2.048.578	2.085.695
Empréstimos e financiamentos	-	-	388.892	388.062
Debêntures	178.613	161.714	427.114	479.525
Fornecedores	48.792	77.866	342.367	401.370
Salários, férias e encargos sociais	5.151	4.929	38.585	39.978
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	38.084	60.633
Encargos regulatórios	-	-	63.651	60.073
Outros tributos a pagar	111	111	39.399	47.038
Passivo de arrendamento	486	473	6.214	6.071
Contribuições sociais e encargos regulatórios diferidos	-	-	67.521	63.105
Dividendos a pagar	202.197	202.197	492.729	384.599
Adiantamentos de clientes	-	-	6.215	5.794
Provisão para gastos ambientais	-	-	19.206	19.938
Provisões de constituição dos ativos	-	-	72.242	73.594
Provisões para contingências	-	-	798	323
Outras obrigações	27	24	45.561	55.592

Não circulante

	813.050	810.536	10.050.413	9.743.972
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.756.138	1.635.795
Debêntures	805.579	802.916	6.029.473	6.010.773
Passivo de arrendamento	1.538	1.687	27.026	27.892
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	354	381
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	1.305.556	1.229.499
Contribuições sociais e encargos regulatórios diferidos	-	-	842.708	776.022
Provisão para gastos ambientais	-	-	-	734
Provisões de constituição dos ativos	-	-	6.677	6.677
Provisões para contingências	5.933	5.933	24.408	14.844
Outras obrigações	-	-	58.073	41.355
Total do Passivo	1.248.427	1.257.850	12.098.991	11.829.667

Patrimônio líquido

	5.206.211	5.002.189	7.821.489	7.540.065
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	15.450	15.450	15.450	15.450
Reservas de lucros	2.031.442	2.031.442	2.031.442	2.031.442
Lucros acumulados	179.149	-	179.149	-
Outros resultados abrangentes	63.399	38.526	63.399	38.526
Participação dos acionistas não controladores	-	-	2.615.278	2.537.876
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	6.454.638	6.260.039	19.920.480	19.369.732

	Controladora		Consolidado	
	Período findo em		Período findo em	
	31/03/2020	31/03/2019	31/03/2020	31/03/2019
Receita operacional líquida	37.229	98.909	1.216.927	1.145.795
Energia comprada para revenda	(40.688)	(88.469)	(32.699)	(123.814)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	(7.976)	(7.269)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	(2.064)	(3.436)
Custo dos serviços prestados	(492)	(186)	(61.219)	(59.203)
Custo de infraestrutura	-	-	(500.082)	(174.703)
Custo do serviço	(41.180)	(88.655)	(604.040)	(368.425)
Lucro (prejuízo) bruto	(3.951)	10.254	612.887	777.370
Despesas e receitas operacionais				
Administrativas e gerais	(7.745)	(8.168)	(30.294)	(21.437)
Outras receitas	-	-	661	235
Outras despesas	-	(419)	(3)	(424)
Resultado de equivalência patrimonial	200.426	407.437	(1.451)	52.306
	192.681	398.850	(31.087)	30.680
Lucro antes do resultado financeiro e tributos	188.730	409.104	581.800	808.050
Despesas financeiras	(20.072)	(19.822)	(110.320)	(78.715)
Receitas financeiras	10.491	11.221	18.050	20.895
Resultado financeiro	(9.581)	(8.601)	(92.270)	(57.820)
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	179.149	400.503	489.530	750.230
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	(34.724)	(21.030)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	(77.273)	(82.279)
Tributos sobre o lucro	-	-	(111.997)	(103.309)
Lucro líquido do período	179.149	400.503	377.533	646.921
Atribuído aos acionistas controladores			179.149	400.503
Atribuído aos acionistas não controladores			198.384	246.418

ANEXO 02 – REGULATÓRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2020	31/12/2019	31/03/2020	31/12/2019
ATIVO				
CIRCULANTE	1.519.466	1.475.760	4.013.780	4.485.835
Caixa e equivalentes de caixa	10.734	39.473	628.105	1.025.203
Investimentos de curto prazo	968.228	983.103	2.791.013	2.864.348
Títulos e valores mobiliários	-	-	2.730	4.470
Contas a receber de clientes	30.265	51.648	330.399	346.258
Partes relacionadas	56.568	56.000	100	-
Dividendos a receber	395.233	286.469	74	75
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	36.870	37.648	98.239	94.813
Outros tributos compensáveis	2.067	542	49.672	38.151
Estoque	-	-	35.546	8.611
Despesas pagas antecipadamente	56	78	3.617	5.640
Serviços em curso	-	-	37.327	35.032
Outros ativos	19.445	20.799	36.958	63.234
NÃO CIRCULANTE	3.319.727	3.273.487	10.800.478	10.090.709
Contas a receber de clientes	-	-	18.151	15.212
Partes relacionadas	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	221.707	161.630	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	103.881	100.493
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.187	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	2.882	2.774
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	5.962	6.876
Adiantamento a fornecedores	-	-	11.912	12.220
Estoques	-	-	-	-
Cauções e depósitos judiciais	697	677	14.576	14.964
Outros ativos	-	-	16.604	12.433
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	147.628	147.826	147.628	147.826
Investimentos em controladas	2.871.437	2.884.381	-	-
Propriedades para investimento	7.826	7.826	7.826	7.826
Imobilizado	159	308	10.100.129	9.414.863
Intangível	70.273	70.839	367.740	352.035
ATIVO TOTAL	4.839.193	4.749.247	14.814.258	14.576.544

PASSIVO

CIRCULANTE

Empréstimos e financiamentos	-	-	388.892	388.498
Debêntures	178.613	161.715	427.115	479.526
Arrendamentos	-	-	474	-
Fornecedores	48.792	77.865	342.367	401.369
Salários, férias e encargos sociais	5.151	4.930	38.585	39.979
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	38.004	60.555
Outros tributos a pagar	112	111	40.159	47.768
Provisões de constituição dos ativos	-	-	72.242	73.594
Dividendos a pagar	202.197	202.197	492.729	384.599
Provisão para gastos ambientais	-	-	19.206	19.938
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	63.651	60.073
Provisões para contingências	-	-	798	323
Adiantamentos de clientes	-	-	19.889	28.466
Outras obrigações	31	26	46.612	55.601

NÃO CIRCULANTE

NÃO CIRCULANTE	811.512	808.850	7.966.588	7.763.472
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.756.138	1.636.802
Debêntures	805.579	802.917	6.029.472	6.010.774
Arrendamentos	-	-	1.007	-
Fornecedores	-	-	850	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	354	381
Outros tributos a pagar	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	1.331	3.175
Provisões para contingências	5.933	5.933	20.441	10.877
Adiantamentos de clientes	-	-	64.740	58.623
Provisão para gastos ambientais	-	-	-	734
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	-	-
Provisões de constituição dos ativos	-	-	6.677	6.677
Provisão para desmantelamento	-	-	10.545	-
Outras obrigações	-	-	75.033	24.884
Provisão para passivo a descoberto	-	-	-	-

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.592.785	3.493.553	3.592.785	3.493.553
Capital social subscrito e integralizado	2.981.995	2.981.995	2.981.995	2.981.995
(-) Gastos com emissão de ações	(65.225)	(65.225)	65.225	65.225
Reserva de capital	40.105	40.105	40.105	40.105
Reservas de lucros	(85.192)	498.152	85.192	498.152
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-
Lucros acumulados	657.703	-	657.703	-
Outros resultados abrangentes	63.399	38.526	63.399	38.526
Participação de acionistas não controladores	-	-	1.264.163	1.279.230

Patrimônio líquido + participação de acionistas não controladores

3.592.785	3.493.553	4.856.948	4.772.783
------------------	------------------	------------------	------------------

PASSIVO TOTAL

4.839.193	4.749.247	14.814.258	14.576.544
------------------	------------------	-------------------	-------------------

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

Sistema de transmissão de energia
Sistema de geração de energia
Prestação de serviços

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA
CUSTO DO SERVIÇO
Custo com energia elétrica

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

Custo de operação

Custo dos serviços prestados
Custo de infraestrutura
Depreciação / amortização

LUCRO BRUTO
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS

Administrativas e gerais
Equivalência patrimonial
Outras receitas
Outras despesas

LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO

Despesas financeiras
Receitas financeiras

LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS

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

LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO

Atribuído aos acionistas controladores
Atribuído aos acionistas não controladores

Controladora		Consolidado	
Período findo em		Período findo em	
31/03/2020	31/03/2019	31/03/2020	31/03/2019
-	-	343.100	271.952
40.753	105.135	179.039	230.671
-	-	-	-
40.753	105.135	522.139	502.623
(3.524)	(6.226)	(44.230)	(38.546)
37.229	98.909	477.909	464.077
(40.689)	(88.469)	(32.700)	(123.814)
-	-	(7.976)	(7.269)
-	-	(2.064)	(3.436)
(490)	(186)	(35.016)	(30.196)
-	-	-	-
-	-	(62.474)	(53.802)
(41.179)	(88.655)	(140.230)	(218.517)
(3.950)	10.254	337.679	245.560
(9.261)	(8.168)	(34.779)	(21.574)
95.142	76.382	(185)	7.414
-	-	661	244
-	(419)	(3)	(424)
85.881	67.795	(34.306)	(14.340)
81.931	78.049	303.373	231.220
(20.025)	(19.822)	(109.264)	(78.716)
10.490	11.221	18.050	20.896
(9.535)	(8.601)	(91.214)	(57.820)
72.396	69.448	212.159	173.400
-	-	(34.724)	(19.480)
-	-	673	8.034
-	-	(34.051)	(11.446)
72.396	69.448	178.108	161.954
72.396	69.448	72.396	69.448
-	-	105.712	92.506
72.396	69.448	178.108	161.954

ANEXO 03 – IFRS X REGULATÓRIO

	Trimestre findo em 31/03/2020		
	Consolidado IFRS	Consolidado Regulatório	Variação
Receita operacional bruta	1.338.224	522.139	816.085
Receita de transmissão de energia	57.750	346.304	(288.554)
Receita de infraestrutura	778.224		778.224
Remuneração do Ativo de Concessão	326.415		326.415
Suprimento de energia	179.039	179.039	-
(-) Parcela variável	(3.204)	(3.204)	-
Deduções da receita operacional bruta	(121.297)	(44.230)	(77.067)
PIS / COFINS	(30.040)	(30.040)	-
PIS / COFINS diferido	(74.949)	-	(74.949)
ICMS	(85)	(85)	-
ISS	(115)	(115)	-
IVA	(97)	(97)	-
Reserva Global de Reversão - RGR	(7.976)	(7.976)	-
Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(1.196)	-	(1.196)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.646)	(1.626)	(20)
FNDCT	(1.587)	(1.587)	-
Ministério de minas e energia - MME	(795)	(795)	-
TFSEE	(1.909)	(1.909)	-
TFSEE Diferido	(902)	-	902
Receita operacional líquida	1.216.927	477.909	739.018
Custo do serviço	(604.040)	(140.230)	(463.810)
Energia comprada para revenda	(32.699)	(32.700)	1
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(7.976)	(7.976)	-
CFURH	(2.064)	(2.064)	-
Custo dos serviços prestados	(34.825)	(35.016)	191
Custo de infraestrutura	(500.082)		(500.082)
Depreciação / Amortização	(26.262)	(62.342)	36.080
Utilização do Bem Público - UBP	(132)	(132)	-
Lucro bruto	612.887	337.679	275.208
Despesas e receitas operacionais	(31.087)	(34.306)	3.219
Administrativas e gerais	(14.365)	(15.035)	670
Pessoal	(14.359)	(14.357)	(2)
Resultado de equivalência patrimonial	(1.451)	(185)	(1.266)
Depreciação / Amortização	(1.570)	(5.387)	3.817
Outras receitas	661	661	-
Outras despesas	(3)	(3)	-
EBIT	581.800	303.373	278.427
Depreciação / Amortização	(27.964)	(67.861)	39.897
EBITDA	609.764	371.234	238.530
Despesas financeiras	(110.320)	(109.264)	(1.056)
Receitas financeiras	18.050	18.050	-
	(92.270)	(91.214)	(1.056)
EBT	489.530	212.159	277.371
IR / CSLL	(111.997)	(34.051)	(77.946)
IR / CSLL	(34.724)	(34.724)	-
IR / CSLL Diferido	(77.273)	673	(77.946)
Lucro líquido Consolidado	377.533	178.108	199.425
Participação de não controladores	(198.384)	(105.712)	(92.672)
Lucro líquido Alupar	179.149	72.396	106.753