

São Paulo, 11 de novembro de 2020 – A Alupar Investimento S.A. (B3: **ALUP11**), divulga hoje seus resultados do 3T20. 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).

3T20 Destaques do Período

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"

R\$ MM	2T20	3T20	3T19	Var.%	9M20	9M19	Var.%
Receita Líquida	1.027,0	1.491,3	1.259,0	18,5%	3.735,2	3.222,7	15,9%
EBITDA (CVM 527)	422,1	728,4	620,6	17,4%	1.760,3	1.892,8	(7,0%)
Lucro Líquido Alupar	72,1	181,2	212,5	(14,7%)	432,5	724,0	(40,3%)

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"

R\$ MM	2T20	3T20	3T19	Var.%	9M20	9M19	Var.%
Receita Líquida	426,5	445,4	437,5	1,8%	1.349,8	1.310,4	3,0%
EBITDA (CVM 527)	322,1	341,5	327,9	4,1%	1.034,8	917,7	12,8%
Lucro Líquido Alupar	50,4	56,7	72,1	(21,3%)	179,5	218,8	(17,9%)

Teleconferência 3T20 | 12/11/2020

Português	Inglês (tradução simultânea)
15h00 (Horário de Brasília)	15h00 (Horário de Brasília)
13h00 (Horário de Nova Iorque)	13h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: + 55 (11) 2188-0155	Telefone: +1 (646) 843-6054
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 11/11/2020

ALUP11: R\$ 24,21
Total de UNITS¹: 293.037.090
Market-Cap: R\$ 7,094 bilhões
(1) Units Equivalentes

Acontecimentos do Período

	Evento	
Julho 2020	Entrada em Operação da Linha de Transmissão Juazeiro III – Ourolândia II do ativo ETB	A controlada indireta ETB obteve, em 31/07/2020, autorização para início de operação comercial, a partir de 24/07/2020, do Trecho composto pela Linha de Transmissão de 500 kV Juazeiro III – Ourolândia II.
Agosto 2020	Assinatura contrato de financiamento da Transmisora Colombiana de Energia (“TCE”)	Assinado em 11 de agosto de 2020 o contrato de financiamento da sua controlada, Transmisora Colombiana de Energía (“TCE”), através da Dívida Financeira Senior (Project Finance), no montante de USD 163,5 milhões, com vencimento em julho de 2027.
Setembro	RBNI ETES	A controlada ETES recebeu, em 22/09/2020, do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o Termo de Liberação Definitivo – TLD, autorizando, a partir de 15/09/2020, o início da operação comercial do Reforço das Instalações da Subestação Verona, conforme Resolução Autorizativa ANEEL nº 7.545/2019
Outubro	RBNI ETSE	A controlada ETSE recebeu, em 12/10/2020, do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o Termo de Liberação Definitivo – TLD, autorizando, a partir de 03/10/2020, o início da operação comercial do Reforço das Instalações da Subestação Gaspar 2, antecipando em, aproximadamente, 4 meses a entrada em operação, prevista na Resolução Autorizativa ANEEL nº 7.605/2019
Outubro 2020	Entrada em Operação da Linha de Transmissão Bom Jesus da Lapa II - Gentio do Ouro II do ativo ETB	A controlada indireta ETB obteve, em 23/10/2020, o Termo de Liberação Definitivo – TLD autorizando, a partir de 16/10/2020, o início da operação comercial do Trecho composto pela Linha de Transmissão de 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Gentio do Ouro II.
Outubro 2020	Obtenção do Termo de Liberação de Receita – TLR da transmissora TPE	A controlada TPE obteve, em 30/10/2020, o Termo de Liberação de Receita – TLR, o qual autoriza o recebimento de receita a partir de 25/10/2020, devido a disponibilização das instalações de transmissão para o Sistema Interligado Nacional – SIN, antecipando o início do recebimento da RAP em aproximadamente 16 meses do cronograma da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, previsto para 09/02/2022.

Principais Indicadores Consolidados

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"								
R\$ MM	2T20	3T20	3T19	Var.%	9M20	9M19	Var.%	
Receita Líquida	1.027,0	1.491,3	1.259,0	18,5%	3.735,2	3.222,7	15,9%	
EBITDA (CVM 527)	422,1	728,4	620,6	17,4%	1.760,3	1.892,8	(7,0%)	
Margem EBITDA	41,1%	48,8%	49,3%	(0,5 p.p)	47,1%	58,7%	(11,6 p.p)	
Margem EBITDA Ajustada*	80,2%	87,0%	87,1%	(0,1 p.p)	84,6%	84,0%	0,6 p.p	
Resultado Financeiro	(69,1)	(97,1)	(71,0)	36,8%	(258,5)	(189,9)	36,1%	
Lucro Líquido consolidado	198,0	447,1	401,2	11,4%	1.022,6	1.293,0	(20,9%)	
Minoritários Subsidiárias	125,9	265,9	188,7	40,9%	590,1	569,1	3,7%	
Lucro Líquido Alupar	72,1	181,2	212,5	(14,7%)	432,5	724,0	(40,3%)	
Lucro Líquido por UNIT (R\$)**	0,25	0,62	0,73	(14,7%)	1,48	2,47	(40,3%)	
Dívida Líquida***	5.611,4	6.271,6	3.521,6	78,1%	6.271,6	3.521,6	78,1%	
Dív. Líquida / Ebitda****	3,3	2,2	1,4		2,7	1,4		

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"								
R\$ MM	2T20	3T20	3T19	Var.%	9M20	9M19	Var.%	
Receita Líquida	426,5	445,4	437,5	1,8%	1.349,8	1.310,4	3,0%	
EBITDA (CVM 527)	322,1	341,5	327,9	4,1%	1.034,8	917,7	12,8%	
Margem EBITDA	75,5%	76,7%	74,9%	1,8 p.p	76,7%	70,0%	6,7 p.p	
Resultado Financeiro	(67,0)	(96,3)	(71,0)	35,7%	(254,6)	(189,9)	34,0%	
Lucro Líquido consolidado	146,5	158,8	166,0	(4,3%)	483,5	497,1	(2,7%)	
Minoritários Subsidiárias	96,1	102,1	93,9	8,8%	303,9	278,3	9,2%	
Lucro Líquido Alupar	50,4	56,7	72,1	(21,3%)	179,5	218,8	(17,9%)	
Lucro Líquido por UNIT (R\$)**	0,17	0,19	0,25	(21,3%)	0,61	0,75	(17,9%)	
Dívida Líquida***	5.611,4	6.271,6	3.521,6	78,1%	6.271,6	3.521,6	78,1%	
Dív. Líquida / Ebitda****	4,4	4,6	2,7		4,5	2,9		

*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).

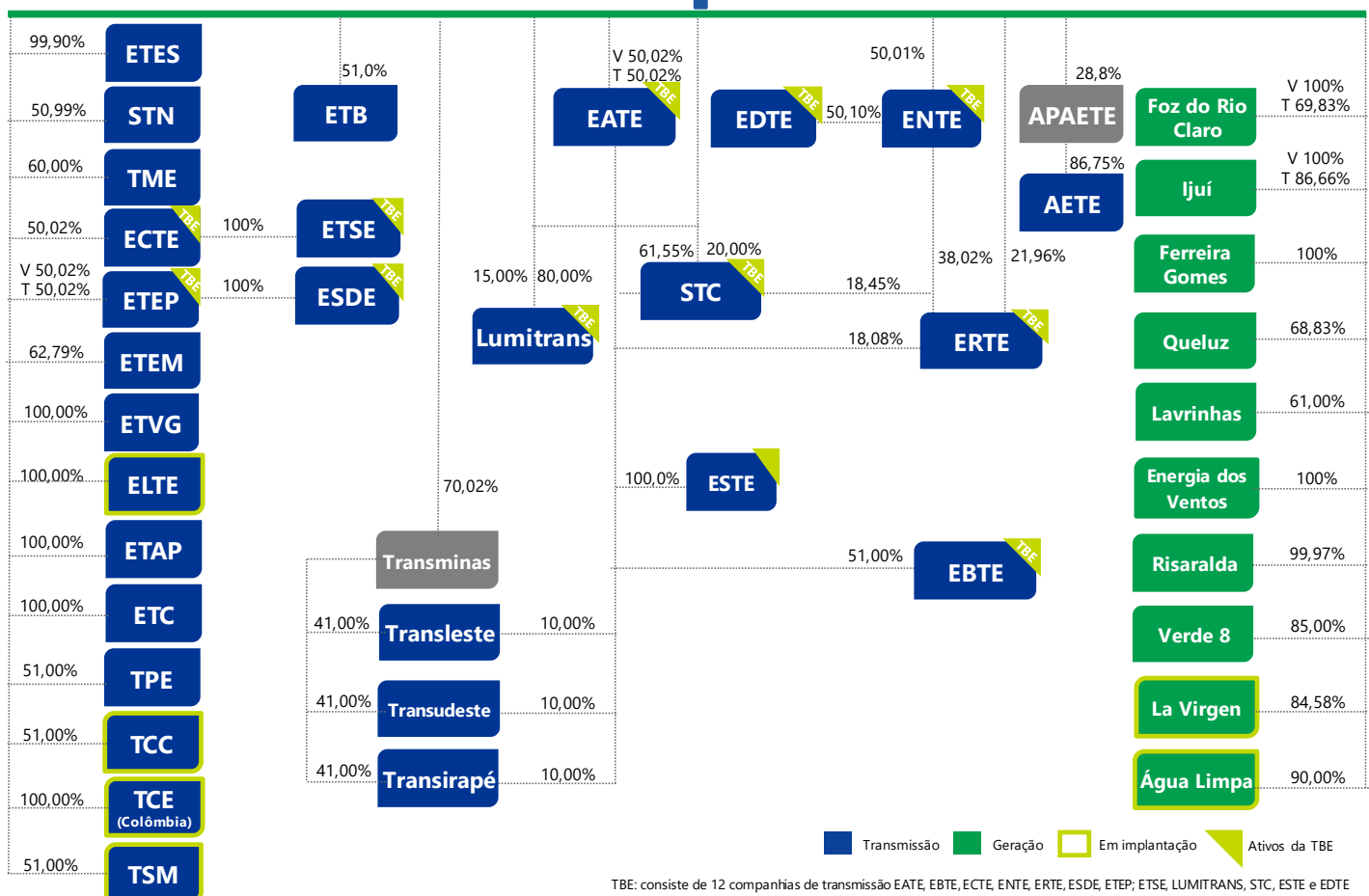
2) Conceito de "Regulatório": Refere-se aos números provenientes dos demonstrativos contábeis regulatórios das nossas subsidiárias, e cuja principal diferença é a não aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12), CPC 47 (IFRS 15) e CPC 06 – R2 (IFRS 16). O ICPC 01 e o CPC 47 tem um impacto material em relação às 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 24 operacionais e 6 em fase de implantação, que possuem cronograma de entrada em operação comercial até 2022.

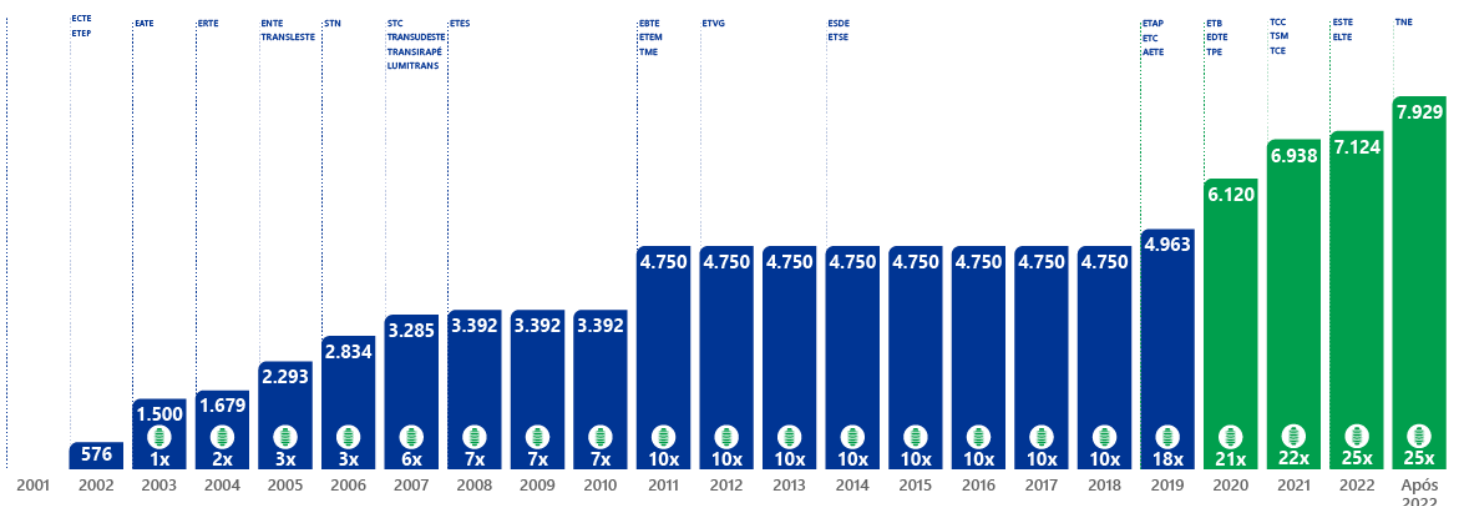
Abaixo, seguem principais características dos sistemas de transmissão da Alupar:

Empresa	Prazo da Concessão		Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2018-19)	RAP/RBNI (Ciclo 2019-20)	RAP/RBNI (Ciclo 2020-21)	Índice
	Início	Fim						
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 51,2	R\$ 55,1	58,8	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 234,7	R\$ 204,0	134,6	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 52,7	R\$ 39,0	30,6	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 227,2	R\$ 244,6	258,2	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 49,6	R\$ 53,4	56,8	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 189,2	R\$ 203,7	159,5	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 42,5	R\$ 45,8	35,7	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 26,4	R\$ 28,4	30,2	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 34,5	R\$ 37,2	41,0	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 45,2	R\$ 47,3	48,1	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 27,8	R\$ 29,9	31,8	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 14,5	R\$ 15,2	18,6	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	775 km	R\$ 48,3	R\$ 46,1	48,9	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 51,5	R\$ 53,9	54,9	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 13,5	R\$ 14,1	14,4	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 12,9	R\$ 13,5	13,8	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 11,0	R\$ 11,6	11,8	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 158,1	R\$ 165,4	168,5	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 20,2	R\$ 21,1	23,5	IPCA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+40km	R\$ 37,5	R\$ 39,2	40,0	IPCA
ETAP (Lote I)	02/09/2016	02/09/2046	06/04/2019	Subestação+20km	R\$ 53,8	R\$ 56,3	57,3	IPCA
ETC (Lote T)	02/09/2016	02/09/2046	23/09/2019	Subestação	R\$ 31,2	R\$ 32,7	33,3	IPCA
TPE (Lote 2)	10/02/2017	10/02/2047	25/10/2020	541km	R\$ 228,0	R\$ 238,6	243,4	IPCA
TCC (Lote 6)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	288km	R\$ 155,0	R\$ 162,2	165,3	IPCA
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	236km	R\$ 107,3	R\$ 112,3	114,4	IPCA
TCE (Colômbia)	22/11/2016	Perpétua	Pré-Oper.	200km	R\$ 86,8 ¹	R\$ 90,6 ²	122,1 ³	PPI
TSM (Lote 19)	11/08/2017	11/08/2047	Pré-Oper.	330 km	R\$ 104,2	R\$ 109,0	111,0	IPCA
ETB (Lote E)	27/09/2016	27/09/2046	16/10/2020	446 km	R\$ 134,8	R\$ 141,1	143,8	IPCA
EDTE (Lote M)	01/12/2016	01/12/2046	20/01/2020	170 km	R\$ 66,1	R\$ 69,1	70,4	IPCA
AETE	18/02/2004	18/02/2034	19/08/2005	193 km	R\$ 49,5	R\$ 53,2	32,2	IGP-M
TOTAL				7.929 km	R\$ 2.364,3	R\$ 2.433,6	R\$ 2.372,9	

¹USD 1,0 - BRL 3,86 ²USD 1,0 - BRL 4,03 ³USD 1,0 - BRL 5,43

Evolução das Transmissoras Alupar (em quilômetros)

 subestações próprias
  em implantação
  em operação



Geração

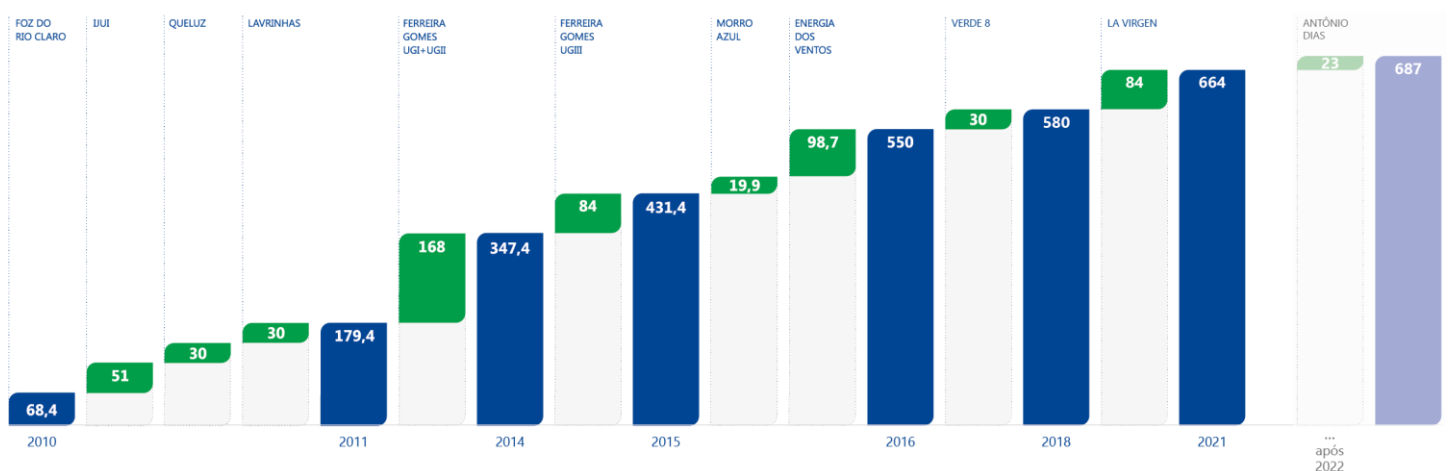
Atualmente, a Alupar atua no segmento de geração de energia elétrica por meio de UHEs, PCHs e parques eólicos, localizados no Brasil, Colômbia e Peru. O portfólio de ativos totaliza uma capacidade instalada de 580,0 MW em operação, 84,0 MW em implantação, além de um projeto (Antônio Dias) de 23 MW em 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 31** de “Informações por Segmento” das demonstrações financeiras do 3T20.

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.

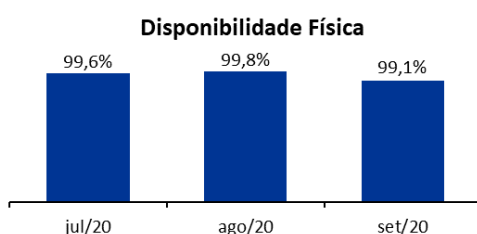
Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"							
R\$ MM	2T20	3T20	3T19	Var.%	9M20	9M19	Var.%
Receita Líquida	924,3	1.353,6	1.286,7	5,2%	3.525,3	3.106,1	13,5%
Custo dos Serviços Prestados	(25,2)	(28,7)	(27,4)	4,7%	(75,8)	(71,2)	6,5%
Custo de Infraestrutura	(501,0)	(654,1)	(664,1)	(1,5%)	(1.852,4)	(1.215,3)	52,4%
Depreciação / Amortização	(1,3)	(1,3)	(0,6)	109,1%	(3,9)	(1,9)	112,5%
Despesas Operacionais	(10,1)	(8,5)	(13,4)	(36,6%)	(30,8)	(34,4)	(10,5%)
EBITDA (CVM 527)	388,0	662,3	581,8	13,8%	1.566,3	1.785,2	(12,3%)
Margem EBITDA	42,0%	48,9%	45,2%	3,7 p.p	44,4%	57,5%	(13,1 p.p)
Margem EBITDA Ajustada*	91,7%	94,7%	93,5%	1,2 p.p	93,6%	94,4%	(0,8 p.p)
Resultado Financeiro	(14,4)	(37,6)	(18,9)	99,0%	(74,1)	(59,4)	24,7%
Lucro Líquido	267,5	468,8	436,6	7,4%	1.122,5	1.372,0	(18,2%)
Dívida Líquida**	3.700,0	4.468,9	1.936,2	130,8%	4.468,9	1.936,2	130,8%
Div. Líquida / EBITDA***	2,4	1,7	0,8		2,1	0,8	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"							
R\$ MM	2T20	3T20	3T19	Var.%	9M20	9M19	Var.%
Receita Líquida	320,0	307,1	300,5	2,2%	943,0	862,0	9,4%
Custos Operacionais	(23,0)	(22,8)	(26,5)	(13,8%)	(67,8)	(66,3)	2,2%
Depreciação / Amortização	(37,7)	(37,6)	(35,5)	5,9%	(113,5)	(99,9)	13,6%
Despesas Operacionais	(10,8)	(8,4)	(13,1)	(35,7%)	(31,8)	(34,1)	(6,7%)
EBITDA (CVM 527)	286,2	275,9	261,0	5,7%	843,4	761,6	10,7%
Margem EBITDA	89,4%	89,8%	86,9%	2,9 p.p	89,4%	88,4%	1,0 p.p
Resultado Financeiro	(12,6)	(36,9)	(18,9)	95,5%	(70,7)	(59,4)	19,0%
Lucro Líquido	215,2	181,6	182,4	(0,4%)	588,9	540,0	9,1%
Dívida Líquida**	3.700,0	4.468,9	1.936,2	130,8%	4.468,9	1.936,2	130,8%
Div. Líquida / EBITDA***	3,2	4,0	1,9		4,0	1,9	

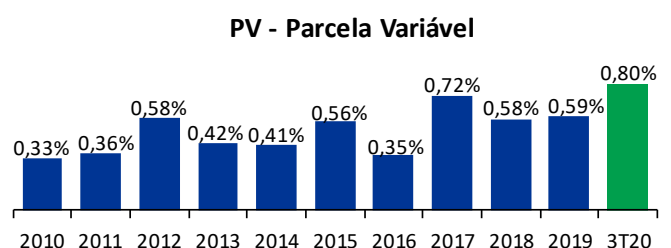
*Subtraído da Receita Líquida o Capex realizado (Custo de Infraestrutura) / ** Considera TVM do Ativo Não Circulante / *** Ebitda Anualizado

As transmissoras da Companhia apresentaram um desempenho operacional consistente ao longo do 3T20, 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.



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



Análise do Desempenho Combinado de Transmissão - Regulatório

Receita Líquida

No 3T20 a receita líquida totalizou **R\$ 307,1 mm**, 2,2% superior aos **R\$ 300,5 mm** apurados no 3T19.

Este aumento de **R\$ 6,6 mm** deve-se, principalmente ao:

- (i) crescimento de **R\$ 5,5 mm** na receita da transmissora ETC, devido à sua entrada em operação comercial (set/19);
- (ii) aumento de **R\$ 19,4 mm** no faturamento da transmissora EDTE, em função da sua entrada em operação comercial (jan/20);
- (iii) crescimento de **R\$ 11,8 mm** na receita da transmissora ETB, devido à entrada em operação comercial do trecho I - Juazeiro III – Ourolândia II (jul/19);
- (iv) reduções de **R\$ 15,0 mm** no faturamento da transmissora ENTE, de **R\$ 3,6 mm** na transmissora ERTE, de **R\$ 2,6 mm** na transmissora Transleste e de **R\$ 7,4 mm** na transmissora STN, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP para o ciclo 2020/2021, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (ERTE: set/19; ENTE: fev/20; Transleste: dez/20; STN: jan/21);
- (v) redução de **R\$ 27,6 mm** na receita da transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019. Esta diferença foi revertida no 4T19.
- (vi) aumento de **R\$ 24,7 mm** no faturamento das demais transmissoras, impactadas principalmente pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.725 de 14 de julho de 2020 que estabeleceu reajuste de 1,88% para os contratos indexados em IPCA e 6,51% para os contratos indexados em IGP-M. Para mais informações vide tabela da seção “Transmissão” (pag.5).

Custo do Serviço

Totalizou **R\$ 59,9 mm** no 3T20, 2,2% inferior aos **R\$ 61,2 mm** registrados no 3T19.

A conta **Custo dos Serviços Prestados**, apresentou uma redução de **R\$ 3,7 mm**, sendo:

- (i) aumento de **R\$ 1,3 mm** nas transmissoras ETC, EDTE e ETB (trecho I), decorrente das respectivas entradas em operação comercial;
- (ii) redução de **R\$ 3,1 mm** na transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019 e;
- (iii) queda de **R\$ 1,4 mm** nas transmissoras EATE, EBTE e ENTE, em razão da redução de gastos com consultoria técnica e limpeza de faixa de servidão (neste ano alguns serviços foram realizados no 2T, enquanto em 2019 foram realizados no 3T);

Na conta **Depreciação/Amortização**, foi registrado aumento de **R\$ 2,3 mm**, principalmente, pelo:

- (i) aumento de **R\$ 3,8 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras ETC (set/19) e EDTE (jan/20), que impactaram esta conta em R\$ 1,1 mm e R\$ 2,7 mm, respectivamente e;
- (ii) redução de **R\$ 1,4 mm** na transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019.

Despesas Operacionais

Totalizaram **R\$ 8,9 mm** no 3T20, 35,6% inferior aos **R\$ 13,8 mm** apurados no 3T19.

A conta **Administrativas e Gerais** apresentou uma redução de **R\$ 2,0 mm**, principalmente pela:

- (i) queda de **R\$ 0,5 mm** na transmissora TNE, em razão da redução de gastos com viagens e assessoria jurídica, decorrente das tratativas da viabilização do empreendimento;
- (ii) redução de **R\$ 1,5 mm** na transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019;
- (iii) queda de **R\$ 0,6 mm** na transmissora EATE, em função da redução de gastos com consultoria jurídica e contábil;
- (iv) aumento de **R\$ 0,6 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras ETC (set/19); EDTE (jan/20) e ETB – Trecho 1 (jul/20).

A conta **Pessoal e Administradores**, registrou redução de **R\$ 1,2 mm**, principalmente pela:

- (i) redução de **R\$ 0,5 mm** na transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019 e;
- (ii) queda de **R\$ 0,6 mm** na Transmissora ENTE, decorrente da otimização da estrutura administrativa.

A conta **Outras Receitas / Despesas** apresentou uma redução de **R\$ 1,5 mm** principalmente pelo crescimento de R\$ 2,1 mm na linha "Outras Receitas" das transmissoras ERTE, ETSE e EDTE, decorrente dos ressarcimentos, por parte dos acessantes, previstos nos contratos de compartilhamento de instalações – CCI.

EBITDA e Margem EBITDA

Totalizou **R\$ 275,9 mm** no 3T20, 5,7% superior aos **R\$ 261,0 mm** apurados no 3T19.

A margem EBITDA ficou em **89,8%**, 2,9 p.p superior aos **86,9%** registrados no 3T19

Esta variação deve-se:

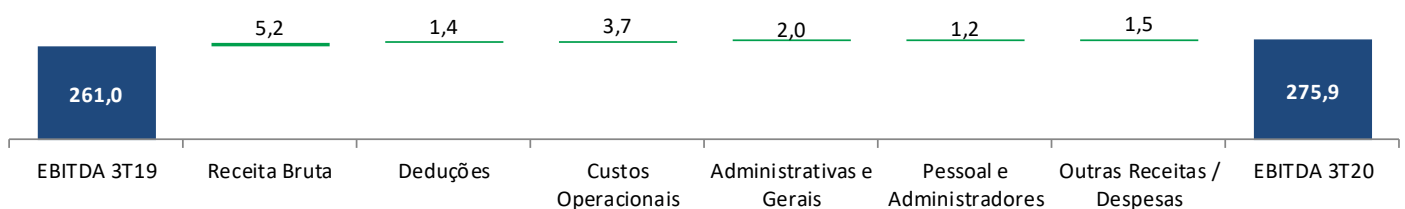
(a) aumento de **R\$ 5,2 mm** na **Receita Bruta**, principalmente, em razão do:

- (i) crescimento de **R\$ 36,7 mm** na receita das transmissoras ETC, EDTE e ETB (Trecho I), devido as respectivas entradas em operação comercial;
- (ii) aumento de **R\$ 24,7 mm** no faturamento das demais transmissoras, impactadas principalmente pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.725 de 14 de julho de 2020;
- (iii) redução de **R\$ 28,6 mm** no faturamento das transmissoras ENTE, ERTE, STN e Transleste, em razão da queda de 50% da RAP para o ciclo 2020/2021, decorrente dos respectivos aniversários de 15 anos de suas entradas em operação e;
- (iv) redução de **R\$ 27,6 mm** na receita da transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019. Esta diferença foi revertida no 4T19.

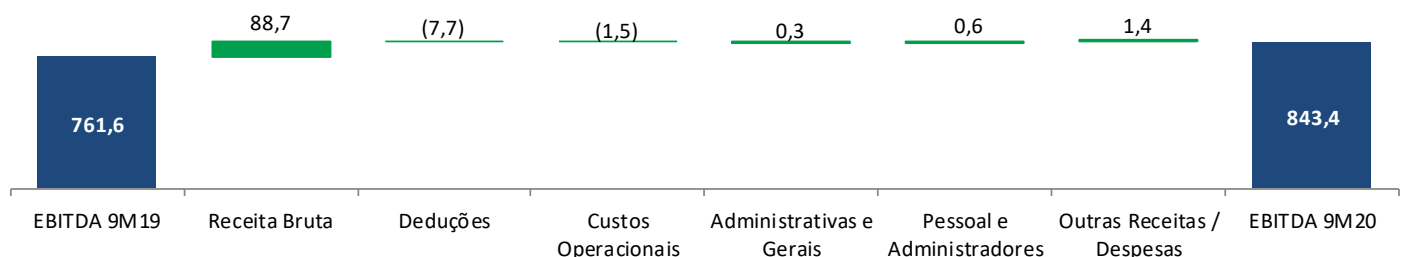
(b) redução de **R\$ 3,7 mm** nos **Custos Operacionais**, principalmente pela redução de **R\$ 3,1 mm** na transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019

(c) redução de **R\$ 2,0 mm** na conta **Administrativas e Gerais**, **R\$ 1,2 mm** na linha **Pessoal e Administradores** e **R\$ 1,5 mm** na rubrica **Outras Receitas / Despesas**, conforme detalhado na seção acima "Despesas Operacionais".

Formação do EBITDA 3T20 (R\$ MM)



Formação do EBITDA 9M20 (R\$ MM)



Lucro Líquido

Totalizou **R\$ 181,6 mm** no 3T20, ante os **R\$ 182,4 mm** apurados no 3T19.

O lucro foi impactado principalmente pelo:

(a) aumento de **R\$ 15,0 mm** no **EBITDA**, conforme explicado na seção “EBITDA e Margem EBITDA” anteriormente.

(b) crescimento de **R\$ 2,1 mm** na conta **Depreciação / Amortização**:

(i) aumento de **R\$ 3,8 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras ETC (set/19) e EDTE (jan/20), que impactaram esta conta em R\$ 1,1 mm e R\$ 2,7 mm, respectivamente e;

(ii) redução de **R\$ 1,5 mm** na transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019.

(c) aumento de **R\$ 18,0 mm** no **Resultado Financeiro**:

(i) aumento de **R\$ 9,7 mm** nas **Despesas Financeiras**:

(i.i) aumento de **R\$ 15,4 mm** nas transmissoras ETC, EDTE e ETB (trecho I), devido às respectivas entradas em operação comercial, em set/19, jan/20 e jul/20;

(i.ii) aumento de **R\$ 2,8 mm** na transmissora TCE, devido a variação cambial entre os períodos (efeito não caixa);

(i.iii) redução de **R\$ 8,6 mm** nas transmissoras operacionais (desconsiderando as transmissoras ETC, EDTE e ETB), decorrente da redução no saldo das dívidas, pelas amortizações ao longo dos últimos 12 meses;

(i.iv) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 0,50% no acumulado do 3T20, ante os 1,52% no acumulado do 3T19 e;

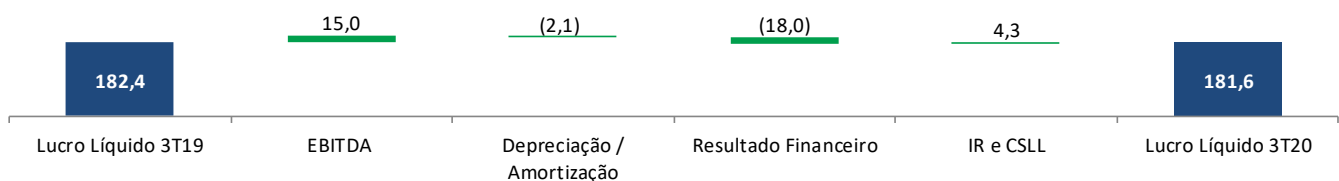
(ii) redução de **R\$ 8,3 mm** nas **Receitas Financeiras**, basicamente pela queda da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 0,50% no acumulado do 3T20, ante os 1,52% no acumulado do 3T19.

(d) redução de **R\$ 4,3 mm** na conta **IR / CSLL**:

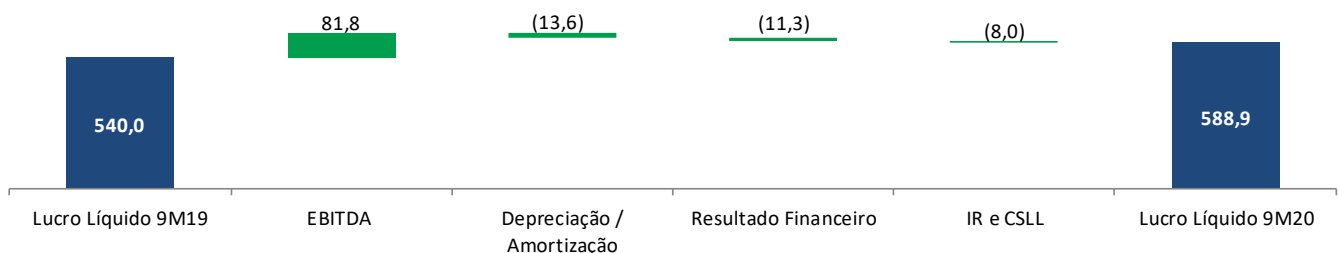
(i) queda de **R\$ 6,1 mm**, nas transmissoras ENTE, STN e Transleste, decorrente do menor resultado neste trimestre, em função da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP, para o ciclo 2020/2021;

(ii) aumento de **R\$ 0,6 mm** na transmissora ETC, devida a entrada em operação do ativo, em set/19.

Formação do Lucro 3T20 (R\$ MM)



Formação do Lucro 9M20 (R\$ MM)



Consolidação de Resultado - Transmissão Regulatório

	Trimestre findo em 30/09/2020				Período findo em 30/09/2020			
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Transmissão Consolidado	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Transmissão Consolidado
		TNE	Equivalência Patrimonial			TNE	Equivalência Patrimonial	
Receita operacional bruta	336.053	1.581	-	334.472	1.029.497	4.492		1.025.005
Receita de transmissão de energia	337.981	1.581		336.400	1.036.439	4.492		1.031.947
(-) Parcela variável	(1.928)	-		(1.928)	(6.942)	-		(6.942)
Deduções da receita operacional bruta	(28.916)	(79)	-	(28.837)	(86.545)	(590)		(85.955)
PIS	(3.053)	(3)		(3.050)	(8.846)	(74)		(8.772)
COFINS	(14.097)	(14)		(14.083)	(40.829)	(341)		(40.488)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(7.372)	(41)		(7.331)	(23.357)	(117)		(23.240)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.195)	(6)		(1.189)	(3.764)	(16)		(3.748)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.237)	(6)		(1.231)	(3.767)	(16)		(3.751)
Ministério de minas e energia - MME	(619)	(3)		(616)	(1.884)	(8)		(1.876)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(1.343)	(6)		(1.337)	(4.098)	(18)		(4.080)
Receita operacional líquida	307.137	1.502	-	305.635	942.952	3.902		939.050
Custo de operação	(59.867)	(1.304)	-	(58.563)	(179.689)	(4.244)		(175.445)
Custo dos serviços prestados	(22.795)	(416)		(22.379)	(67.827)	(1.581)		(66.246)
Depreciação / Amortização	(37.072)	(888)		(36.184)	(111.862)	(2.663)		(109.199)
Lucro bruto	247.270	198	-	247.072	763.263	(342)		763.605
Despesas e receitas operacionais	(8.912)	(59)	62	(8.791)	(33.358)	(249)	(205)	(33.314)
Administrativas e gerais	(4.206)	(35)		(4.171)	(12.446)	(174)		(12.272)
Pessoal	(6.151)	(24)		(6.127)	(21.165)	(75)		(21.090)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	62	62	-	-	(205)	(205)
Depreciação / Amortização	(515)	-		(515)	(1.591)	-		(1.591)
Outras receitas	1.986	-		1.986	2.123	-		2.123
Outras despesas	(26)	-		(26)	(279)	-		(279)
EBIT	238.358	139	62	238.281	729.905	(591)	(205)	730.291
Depreciação / Amortização	(37.587)	(888)	-	(36.699)	(113.453)	(2.663)	-	(110.790)
EBITDA	275.945	1.027	62	274.980	843.358	2.072	(205)	841.081
Despesas financeiras	(40.190)	(1)	-	(40.189)	(86.454)	(14)	-	(86.440)
Encargos de dívidas	(31.474)	-		(31.474)	(76.356)	-		(76.356)
Variações cambiais	(29)	-		(29)	1.400	-		1.400
Outras	(8.687)	(1)		(8.686)	(11.498)	(14)		(11.484)
Receitas financeiras	3.282	30	-	3.252	15.731	296	-	15.435
Receitas de aplicações financeiras	2.622	25		2.597	10.190	60		10.130
Outras	660	5		655	5.541	236		5.305
	(36.908)	29	-	(36.937)	(70.723)	282	-	(71.005)
EBT	201.450	168	62	201.344	659.182	(309)	(205)	659.286
IR / CSLL	(19.833)	(46)	-	(19.787)	(70.236)	(93)	-	(70.143)
Imposto de renda	(5.866)	(33)		(5.833)	(29.389)	(64)		(29.325)
Contribuição social	(13.967)	(13)		(13.954)	(40.854)	(29)		(40.825)
Imposto de renda diferido	-	-		-	(16)	-		(16)
CSLL diferido	-	-		-	23	-		23
Lucro líquido Consolidado	181.617	122	62	181.557	588.946	(402)	(205)	589.143
Participação de não controladores				(85.429)				(269.086)
Lucro líquido Alupar				96.128				320.057

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 30/06/2020 (Projetos em Operação)	Ativo Contratual em 30/06/2020 (Projetos Fase de Construção)
+	+
Receita de Infraestrutura entre 01/07/2020 e 30/09/2020	Receita de Infraestrutura entre 01/07/2020 e 30/09/2020
+	=
Correção monetária ativo contratual entre 01/07/2020 e 30/09/2020	Ativo Contratual em 30/09/2020
+	
Remuneração do Ativo Contratual entre 01/07/2020 e 30/09/2020	
+	
Receita de Transmissão de Energia entre 01/07/2020 e 30/09/2020	
-	
RAP entre 01/07/2020 e 30/09/2020	
-	
Caso exista, Valor Residual recebido entre 01/07/2020 e 30/09/2020	
=	
Ativo Contratual em 30/09/2020	

Receita Líquida - IFRS

Totalizou **R\$ 1.353,6 mm** no 3T20, 5,2% superior aos **R\$ 1.286,7 mm** apurados no 3T19. As principais variações foram:

(a) aumento de **R\$ 76,1 mm** na receita bruta:

(i) aumento de **R\$ 274,4 mm** na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que registrou **R\$ 425,3 mm** neste trimestre ante os **R\$ 150,9 mm** contabilizados no 3T19. Esta variação decorre principalmente do reconhecimento das receitas das transmissoras EDTE e ETB – Trecho I, em razão da respectivas entradas em operação comercial.

(ii) redução de **R\$ 215,5 mm** na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou **R\$ 980,6 mm** no 3T20, ante os **R\$ 1.196,1 mm** registrados do 3T19, principalmente pela redução dos investimentos nos projetos ETC, EDTE, ETB e TPE, os quais foram concluídos.

Segue abaixo as principais variações:

Transmissoras										
Receita de Infraestrutura	ETSE	ETES	ETC	ETB	EDTE	TPE	TCC	ESTE	TSM	Total
3T20	11,0	23,2	-	181,4	-	171,2	227,5	131,8	228,5	974,7
3T19	-	0,3	103,6	183,7	251,3	423,4	194,2	7,8	30,5	1.194,7
Variações	11,0	22,9	(103,6)	(2,3)	(251,3)	(252,2)	33,4	124,0	198,0	(220,0)

(iii) aumento de **R\$ 17,2 mm** na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou **R\$ 81,3 mm** neste trimestre, ante os **R\$ 64,1 mm** registrados no 3T19. As principais variações decorreram da entrada em operação das transmissoras ETB, EDTE e ETC, que juntas impactaram esta conta em **R\$ 9,1 mm**.

(b) aumento de **R\$ 9,3 mm** nas **Deduções**, que totalizaram **R\$ 133,7 mm** neste trimestre ante os **R\$ 124,4 mm** apurados no mesmo período do ano passado. Esta variação decorre principalmente do crescimento de **R\$ 10,7 mm** nas deduções de impostos e encargos diferidos, basicamente pelo aumento da receita, em razão dos investimentos realizados nos ativos de transmissão em implantação no Brasil.

EBITDA e Margem EBITDA - IFRS

Totalizou R\$ 662,3 mm no 3T20, 13,8% superior aos R\$ 581,8 mm apurados no 3T19.

A Margem EBITDA Ajustada atingiu 94,7%, 1,2 p.p superior aos 93,5% registrados no mesmo período do ano passado.

Os principais impactos nesta conta foram:

(a) aumento de R\$ 76,1 mm na **Receita Bruta – IFRS**, sendo:

(i) aumento de R\$ 274,4 mm na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que registrou R\$ 425,3 mm neste trimestre ante os R\$ 150,9 mm contabilizados no 3T19;

(ii) aumento de R\$ 17,2 mm na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou R\$ 81,3 mm neste trimestre, ante os R\$ 64,1 mm registrados no 3T19;

(iii) redução de R\$ 215,5 mm na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou R\$ 980,6 mm no 3T20, ante os R\$ 1.196,1 mm registrados do 3T19. Para mais informações sobre as variações na Receita, favor verificar a seção anterior “Receita Líquida - IFRS”.

(b) aumento de R\$ 9,3 mm nas **Deduções**, em razão do crescimento de R\$ 10,7 mm nas deduções de impostos e encargos diferidos, basicamente pelo aumento da receita, em razão dos investimentos realizados nos ativos de transmissão em implantação no Brasil.

(c) redução de R\$ 10,0 mm no **Custo de Infraestrutura**, basicamente pelos investimentos realizados nas transmissoras em implantação no Brasil. Abaixo as principais variações:

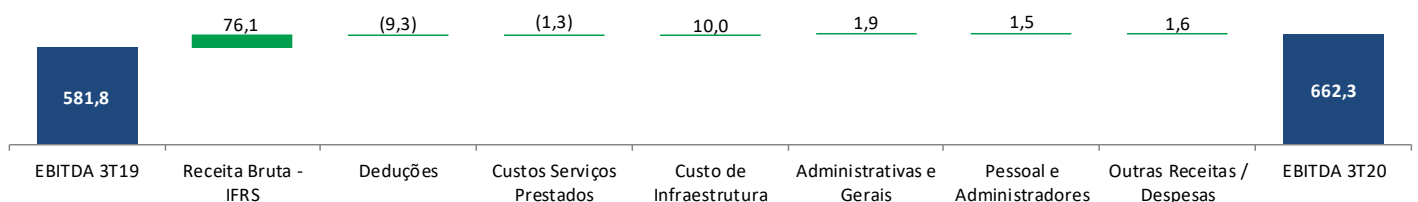
Custo de Infraestrutura	Transmissoras									Total
	ETSE	ETES	ETC	ETB	EDTE	TPE	TCC	ESTE	TSM	
3T20	(8,6)	(12,5)	-	(142,4)	-	(149,2)	(129,3)	(64,8)	(143,7)	(650,6)
3T19	-	(0,1)	(26,2)	(116,3)	(149,5)	(256,5)	(97,9)	(3,6)	(11,4)	(661,5)
Variações	(8,6)	(12,4)	26,2	(26,1)	149,5	107,3	(31,4)	(61,2)	(132,3)	10,9

(d) redução de R\$ 1,9 mm na conta Administrativas e Gerais, principalmente pela:

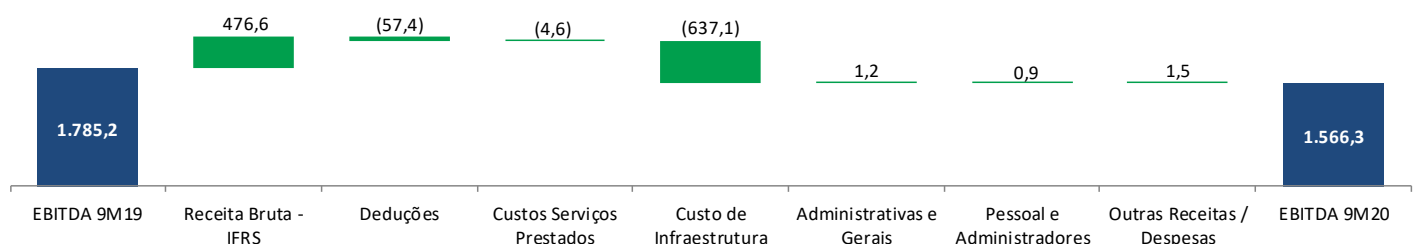
(i) queda de R\$ 1,5 mm na transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019 e;

(ii) redução de R\$ 0,5 mm na transmissora TNE, em razão da redução de gastos com viagens e assessoria jurídica, decorrente das tratativas da viabilização do empreendimento.

Formação do EBITDA - 3T20 (R\$ MM)



Formação do EBITDA - 9M20 (R\$ MM)



Lucro Líquido - IFRS

Totalizou **R\$ 468,8 mm** no 3T20, 7,4% superior aos ante os **R\$ 436,6 mm** apurados no 3T19.

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

(a) aumento de **R\$ 80,5 mm** no **EBITDA**, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA e Margem EBITDA – IFRS”;

(b) redução de **R\$ 18,7 mm** no **Resultado Financeiro**:

(i) aumento de **R\$ 10,4 mm** nas **Despesas Financeiras**:

(i.i) aumento de **R\$ 15,5 mm** nas transmissoras ETC, EDTE e ETB (trecho I), devido às respectivas entradas em operação comercial, em set/19, jan/20 e jul/20;

(i.ii) aumento de **R\$ 2,8 mm** na transmissora TCE, devido à variação cambial entre os períodos (efeito não caixa);

(i.iii) redução de **R\$ 7,9 mm** nas transmissoras operacionais (desconsiderando as transmissoras ETC, EDTE e ETB), decorrente da redução no saldo das dívidas, pelas amortizações ao longo dos últimos 12 meses;

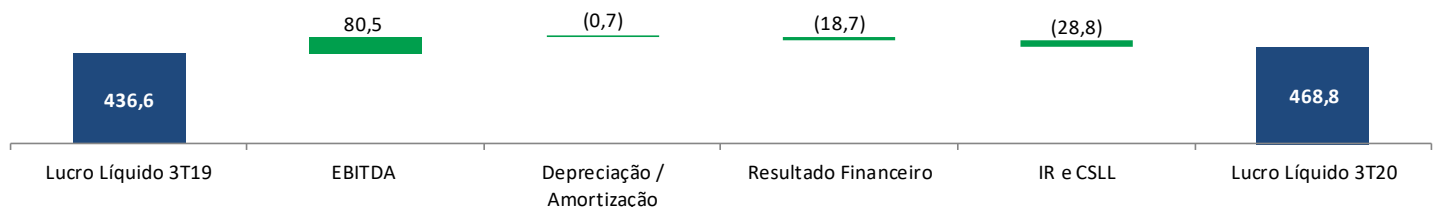
(i.iv) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 0,50% no acumulado do 3T20, ante os 1,52% no acumulado do 3T19 e;

OBS: A diferença de **R\$ 0,7 mm** em relação aos números regulatórios, deve-se a aplicação do CPC 06 – R2 “Arrendamento”, que impacta principalmente a transmissora ETEP, em razão do correção monetária do contrato de aluguel da subestação Tucuruí (direito de uso) e;

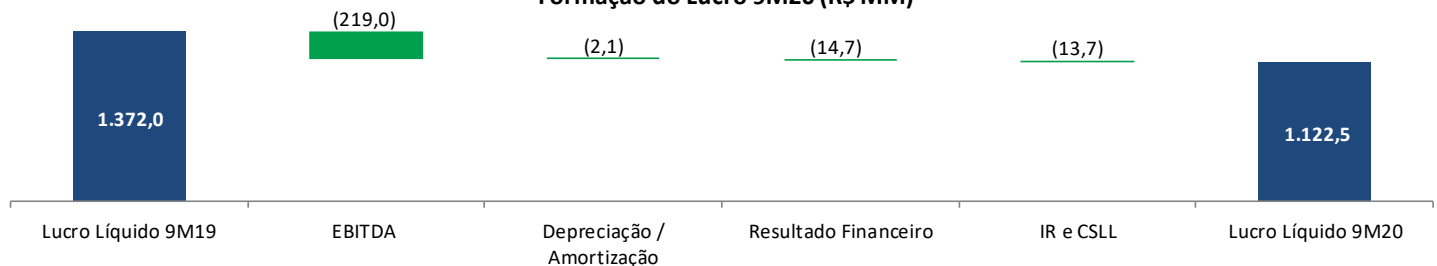
(ii) redução de **R\$ 8,3 mm** nas **Receitas Financeiras**, basicamente pela queda da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 0,50% no acumulado do 3T20, ante os 1,52% no acumulado do 3T19.

(c) aumento de **R\$ 28,8 mm** no **IRPJ/CSLL**, principalmente pelo crescimento de **R\$ 33,2 mm** no **IRPJ/CSLL Diferido**, em razão da variação positiva no resultado das transmissoras em implantação, decorrente dos investimentos realizados no período.

Formação do Lucro 3T20 (R\$ MM)



Formação do Lucro 9M20 (R\$ MM)



Consolidação de Resultado - Transmissão Societário (IFRS)

	Trimestre findo em 30/09/2020			Período findo em 30/09/2020				
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Transmissão Consolidado	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Transmissão Consolidado
		TNE	Equivalência Patrimonial			TNE	Equivalência Patrimonial	
Receita operacional bruta	1.487.235	2.139		1.485.096	3.885.275	228.873		3.656.402
Receita de transmissão de energia	83.220	298		82.922	221.925	691		221.234
Receita de infraestrutura	980.596	363		980.233	2.698.864	224.131		2.474.733
Remuneração do Ativo de Concessão (-) Parcela variável	425.347	1.478		423.869	971.428	4.051		967.377
	(1.928)	-		(1.928)	(6.942)	-		(6.942)
Deduções da receita operacional bruta	(133.672)	(147)		(133.525)	(359.982)	(28.076)		(331.906)
PIS	(3.053)	(3)		(3.050)	(8.846)	(74)		(8.772)
COFINS	(14.097)	(14)		(14.083)	(40.829)	(341)		(40.488)
PIS diferido	(17.601)	(9)		(17.592)	(46.183)	(3.702)		(42.481)
COFINS diferido	(81.092)	(43)		(81.049)	(212.741)	(17.053)		(195.688)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(7.372)	(41)		(7.331)	(23.357)	(117)		(23.240)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(4.751)	(14)		(4.737)	(11.041)	(5.834)		(5.207)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.237)	(6)		(1.231)	(3.826)	(16)		(3.810)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.237)	(6)		(1.231)	(3.767)	(16)		(3.751)
Ministério de minas e energia - MME	(619)	(3)		(616)	(1.884)	(8)		(1.876)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(1.343)	(6)		(1.337)	(4.098)	(18)		(4.080)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE diferido	(1.270)	(2)		(1.268)	(3.410)	(897)		(2.513)
Receita operacional líquida	1.353.563	1.992		1.351.571	3.525.293	200.797		3.324.496
Custo de operação	(683.541)	(737)		(682.804)	(1.930.337)	(199.567)		(1.730.770)
Custo dos serviços prestados	(28.679)	(402)		(28.277)	(75.815)	(1.540)		(74.275)
Custo de infraestrutura	(654.122)	(323)		(653.799)	(1.852.419)	(197.991)		(1.654.428)
Depreciação / Amortização	(740)	(12)		(728)	(2.103)	(36)		(2.067)
Lucro bruto	670.022	1.255		668.767	1.594.956	1.230		1.593.726
Despesas e receitas operacionais	(9.077)	(59)	427	(8.591)	(32.645)	(249)	(86)	(32.482)
Administrativas e gerais	(4.294)	(35)		(4.259)	(11.480)	(174)		(11.306)
Pessoal	(6.151)	(24)		(6.127)	(21.165)	(75)		(21.090)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	427	427	-	-	(86)	(86)
Depreciação / Amortização	(592)	-		(592)	(1.844)	-		(1.844)
Outras receitas	1.986	-		1.986	2.123	-		2.123
Outras despesas	(26)	-		(26)	(279)	-		(279)
EBIT	660.945	1.196	427	660.176	1.562.311	981	(86)	1.561.244
Depreciação / Amortização	(1.332)	(12)		(1.320)	(3.947)	(36)		(3.911)
EBITDA	662.277	1.208	427	661.496	1.566.258	1.017	(86)	1.565.155
Despesas financeiras	(40.851)	(3)		(40.848)	(89.845)	(20)		(89.825)
Encargos de dívidas	(32.135)	(2)		(32.133)	(79.743)	(6)		(79.737)
Variações cambiais	(29)	-		(29)	1.400	-		1.400
Outras	(8.687)	(1)		(8.686)	(11.502)	(14)		(11.488)
Receitas financeiras	3.282	30		3.252	15.731	296		15.435
Receitas de aplicações financeiras	2.622	25		2.597	10.190	60		10.130
Outras	660	5		655	5.541	236		5.305
	(37.569)	27		(37.596)	(74.114)	276		(74.390)
EBT	623.376	1.223	427	622.580	1.488.197	1.257	(86)	1.486.854
IR / CSLL	(154.536)	(387)		(154.149)	(365.678)	(1.426)		(364.252)
Imposto de renda	(5.866)	(33)		(5.833)	(29.407)	(82)		(29.325)
Contribuição social	(13.967)	(13)		(13.954)	(40.861)	(36)		(40.825)
Imposto de renda diferido	(94.688)	(251)		(94.437)	(209.914)	(962)		(208.952)
CSLL diferido	(40.015)	(90)		(39.925)	(85.496)	(346)		(85.150)
Lucro líquido Consolidado	468.840	836	427	468.431	1.122.519	(169)	(86)	1.122.602
Participação de não controladores				(240.919)				(546.274)
Lucro líquido Alupar				227.512				576.328

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\$ 168,5	R\$ 1.544,9 ⁽⁵⁾	R\$ 285,5	2015	-
ELTE	40	R\$ 40,0	R\$ 262,0	R\$ 15,2	2017	-
TCC ⁽⁶⁾	288	R\$ 165,3	R\$ 698,8	R\$ 640,4	2022	2021
ESTE ⁽⁷⁾	236	R\$ 114,4	R\$ 485,8	R\$ 192,6	2022	2022
TCE	200	US\$ 22,5	US\$ 130,0	US\$ 37,7 ⁽⁸⁾	2021	2021
TSM ⁽⁶⁾	330	R\$ 111,0	R\$ 889,0	R\$ 267,0	2022	2021

⁽¹⁾ Ciclo 2020/2021

⁽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\$ 5,64 (Base 30/09/2020)

Projetos em fase de Licenciamento Ambiental

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 ao 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 ao licenciamento ambiental. Embora a ELTE venha envidando seus melhores esforços para a 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, conseqüentemente, arquivou, de forma oficial, o processo, pela inviabilidade ambiental dessa parte do empreendimento. Adicionalmente, a emissão da Licença Prévia da subestação Manoel da Nóbrega 230/88 kV, e sua respectiva linha de transmissão, também prevista para outubro de 2015, foi emitida apenas em 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 conseqüentemente 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. Mediante esta decisão, a ELTE, em 10/06/2020, apresentou à Agência o recurso de pedido de reconsideração ao Despacho ANEEL nº 1485/2020.

Status dos Projetos:

Transmissoras em Implantação	Assinatura do Contrato de Concessão	Estado	Licenciamento Ambiental	Enquadramento REIDI		Projeto Prioritário
				MME	RFB	MME
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
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 - Ourulândia 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.

A Linha de Transmissão Juazeiro III - Ourulândia II entrou em operação comercial em 24/07/2020 e a Linha de Transmissão Bom Jesus da Lapa II - Gentio do Ouro II entrou em operação em 16/10/2020.

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. A TPE obteve, em 30/10/2020, o Termo de Liberação de Receita – TLR, o qual autorizou o recebimento de receita a partir de 25/10/2020, devido a disponibilização das instalações de transmissão para o Sistema Interligado Nacional – SIN, antecipando o início do recebimento da RAP em aproximadamente 16 meses do cronograma da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, previsto para 09/02/2022;

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.

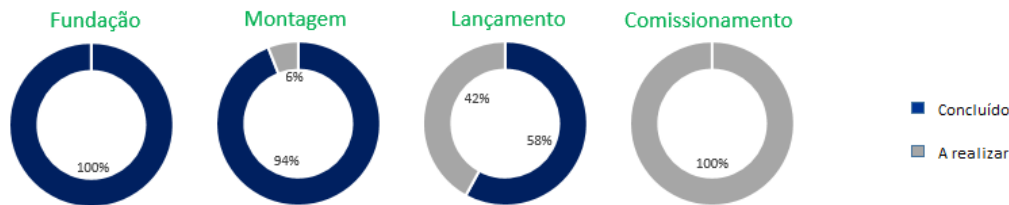
No 3T20 houve continuidade: (i) no processo de licenciamento ambiental e das negociações fundiárias e; (ii) no processo de fabricação das estruturas metálicas. Foi finalizada as atividades arqueológicas da Subestação Nueva Esperanza.

Marcos do Projeto:

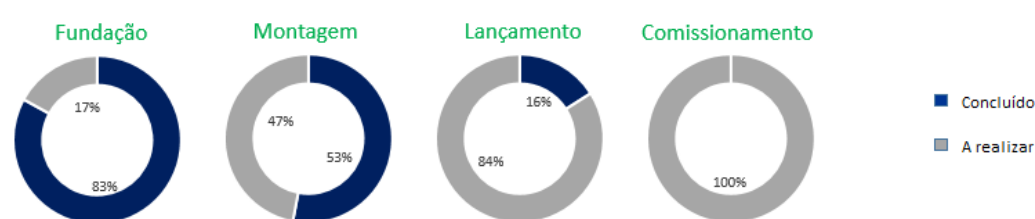
- ✓ Evolução Fundiária: 78%.

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.

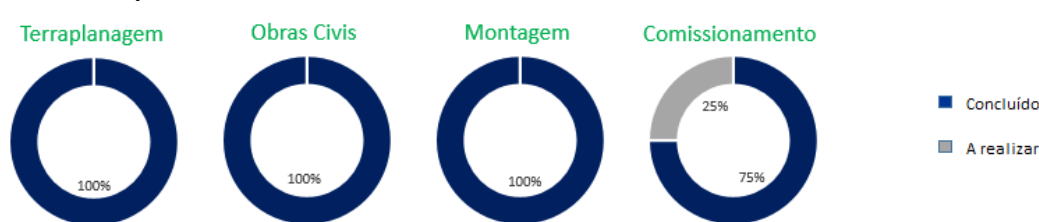
LT Governador Valadares 6 – Mutum



LT Mutum - Rio Novo do Sul

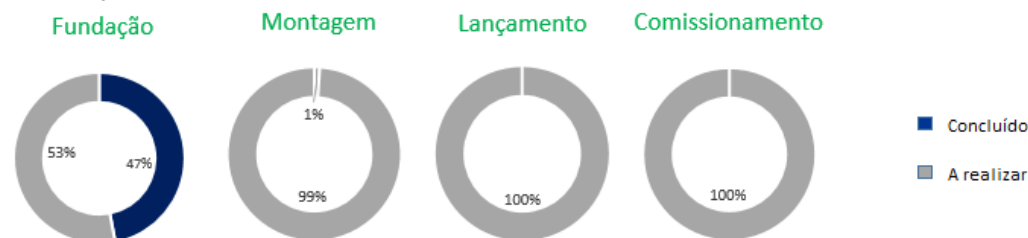


SE Mutum / Rio Novo do Sul

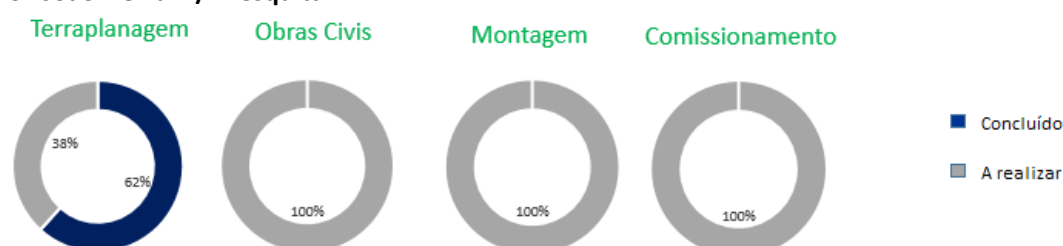


ESTE: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da linha de transmissão de 500 kV Mesquita - João Neiva 2, com 236 km de extensão e a subestação João Neiva 2, 500/345 kV. Localizada entre os municípios de Santana do Paraíso e João Neiva, nos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

LT Mesquita – João Neiva 2

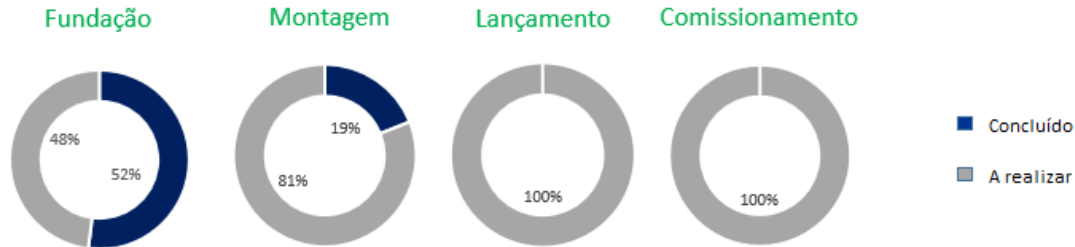


SE João Neiva 2 / Mesquita

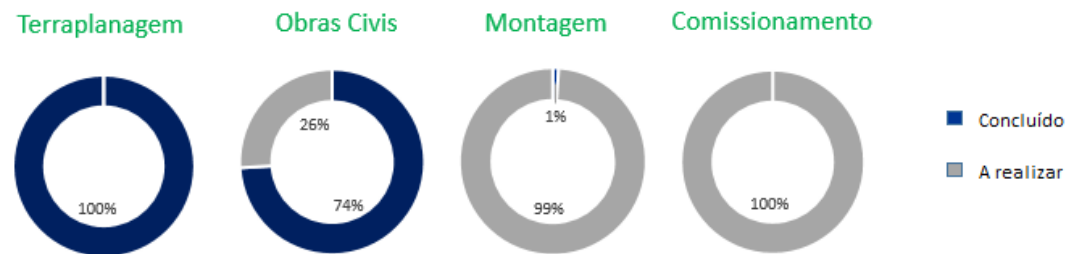


TSM: É uma SPE para exploração da concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica através da linha de transmissão de 500kV Fernão Dias – Terminal Rio, com 330 km de extensão. O empreendimento visa atender os reforços necessários na região Sudeste, que possibilitará o recebimento do excedente 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.

LT Fernão Dias – Terminal Rio



SE Fernão Dias / Terminal Rio



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 31** de "Informações por Segmento" das demonstrações financeiras do 3T20.

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	2T20	3T20	3T19	Var.%	9M20	9M19	Var.%
Receita Líquida	121,2	134,9	131,6	2,6%	411,1	435,4	(5,6%)
Custos Operacionais	(25,8)	(25,9)	(23,9)	8,4%	(75,9)	(74,1)	2,3%
Depreciação / Amortização	(46,5)	(26,9)	(26,3)	2,4%	(99,4)	(77,7)	28,0%
Compra de Energia	(17,4)	(19,5)	(9,7)	101,2%	(57,5)	(124,1)	(53,7%)
Despesas Operacionais	(2,7)	(5,3)	(6,7)	(21,3%)	(15,8)	(16,6)	(4,8%)
EBITDA (CVM 527)	75,3	84,3	91,3	(7,7%)	261,9	220,6	18,7%
Margem EBITDA	62,1%	62,5%	69,4%	(6,9 p.p)	63,7%	50,7%	13,0 p.p
Resultado Financeiro	(37,3)	(39,7)	(37,1)	7,1%	(122,0)	(94,8)	28,8%
Lucro Líquido / Prejuízo	(10,9)	16,1	20,3	(20,6%)	32,3	48,6	(33,6%)
Dívida Líquida*	1.526,9	1.493,4	1.539,6	(3,0%)	1.493,4	1.539,6	(3,0%)
Dívida Líquida / EBITDA**	5,1	4,4	4,2		4,3	5,2	

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

Receita Líquida

Totalizou **R\$ 134,9 mm** no 3T20, 2,6% superior aos **R\$ 131,6 mm** apurados no 3T19.

Esta variação deve-se, principalmente à redução de R\$ 3,5 mm no faturamento, sendo os principais impactos:

- (a) (+) R\$ 6,1 mm na PCH Morro Azul;
- (b) (+) R\$ 2,0 mm na UHE Ijuí;
- (c) (-) R\$ 2,0 mm na UHE Ferreira Gomes;
- (d) (-) R\$ 1,6 mm na PCH Queluz;
- (e) (-) R\$ 2,5 mm na PCH Lavrinhas.

Faturamento	UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			UHE Ferreira Gomes			PCH Morro Azul			Total		
	3T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Valor
Contrato Bilateral ACR	64.264	242,31	15.572								224.854	119,05	26.768				289.118	42.340
Contrato Bilateral ACL				23.184	322,98	7.488	23.184	322,98	7.488	88.099	200,55	17.668	31.932	302,14	9.648		166.399	42.292
Comercialização				15.372	123,99	1.906	15.372	123,99	1.906	29.760	88,41	2.631					60.504	6.443
Reclassificação												(190)						(190)
CCEE/Ajustes			849			3.133			2.251		1.826							8.059
Impostos			1.094															1.094
Total			17.515			12.527			11.645		48.703			9.648			100.038	

Faturamento	UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			UHE Ferreira Gomes			PCH Morro Azul			Total		
	3T19	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Valor
Contrato Bilateral ACR	64.171	238,47	15.303								227.507	115,82	26.349				291.678	41.652
Contrato Bilateral ACL				46.368	302,71	14.036	46.368	302,71	14.036	88.099	195,44	17.218	14.671	238,50	3.499		195.506	48.789
Comercialização										10.800	216,39	2.337					10.800	2.337
CCEE/Ajustes			207			80			138		4.843							5.268
Total			15.510			14.116			14.174		50.747			3.499			98.046	
Variações			2.005			(1.589)			(2.529)		(2.044)			6.149			1.992	

Segue abaixo abertura do Faturamento das geradoras:

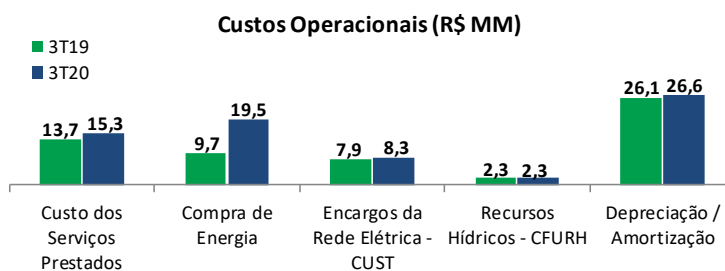
Faturamento Geradoras / Comercialização	Energia Faturada (MWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Receita Bruta (R\$ milhões)
1. Longo Prazo - Faturamento de Contratos Bilaterais	727.408	184,99	134,6
1.1 ACR	460.761	165,64	76,3
1.2 ACL	206.143	252,20	52,0
1.3 ACL - Comercialização	60.504	106,49	6,4
1.4 Reclassificação			(0,2)
2. SPOT / CCEE			9,0
3. IMPOSTOS (ICMS) / Outros Ajustes			1,1
4. TOTAL GERAÇÃO BRUTO			144,7
5. COMERCIALIZAÇÃO ALUPAR			27,9
6. TOTAL GERAÇÃO / COMERCIALIZAÇÃO			172,6
7. ELIMINAÇÕES			(20,2)
8. GERAÇÃO CONSOLIDADO			152,4

Custo do Serviço

Totalizou R\$ 72,0 mm no 3T20, ante os R\$ 59,7 mm registrados no 3T19. Esta variação é explicada principalmente pelo:

(a) aumento de R\$ 1,6 mm na linha **Custo dos Serviços Prestados**, principalmente pelo crescimento de R\$ 1,3 mm registrado na PCH Morro Azul, em razão do aumento dos encargos setoriais que são atrelados à geração de energia, a qual foi de 31.932 MWh neste trimestre, 117,7% superior aos 14.671 MWh gerados no 3T19 e;

(b) aumento de R\$ 0,5 mm nos **Encargos da Rede Elétrica – CUST**, devido aos reajustes das TUSTs para o ciclo 2020-2021 (Resoluções Homologatórias Aneel nº 2.726 de 14/07/2020 e nº 2.697 de 17/06/2020);



(c) aumento de R\$ 9,8 mm na **Compra de Energia**. Segue abaixo as principais variações:

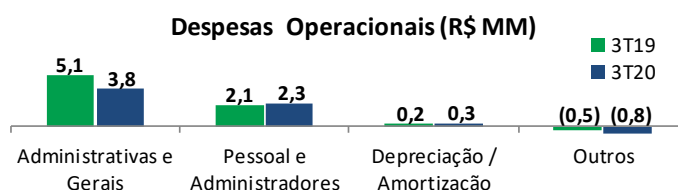
Compra de Energia	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			Geração Combinado	
	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	Valor
3T20																				
Comercialização	(1.512)	100,69	(152)	(612)	101,31	(62)	(29.292)	89,21	(2.613)	(29.292)	89,21	(2.613)	(39.744)	200,01	(7.949)	(46.858)	87,90	(4.119)	(147.310)	(17.508)
Partes Relacionadas	(595)	89,05	(53)				(6.288)	171,76	(1.080)	(6.288)	260,96	(1.080)				(3.456)	100,98	(349)	(16.627)	(2.562)
CCEE/ Ajustes			(368)			127			(90)			(97)		123				(390)		(695)
Reclassificação						190														190
Impostos														704				400		1.104
Total			(573)			255			(3.783)			(3.790)			(7.122)			(4.458)		(19.471)
3T19																				
Comercialização							(3.312)	279,89	(927)	(3.312)	279,89	(927)							(6.624)	(1.854)
CCEE/ Ajustes			(2.253)			(514)			(1.772)			(1.758)		(1.560)				35		(7.822)
Total			(2.253)			(514)			(2.699)			(2.685)			(1.560)			35		(9.676)
Variações			1.680			769			(1.084)			(1.105)			(5.562)			(4.493)		(9.795)

Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ 5,6 mm no 3T20, 19,0% inferior aos R\$ 6,9 mm apurados no 3T19. Esta redução de R\$ 1,3 mm deve-se basicamente a queda de R\$ 1,3 mm na conta **Administrativas e Gerais**, sendo:

(i) redução de R\$ 2,3 mm na UHE La Virgen, dado que no 3T19 houveram gastos extraordinários com assessoria jurídica;

(ii) aumento de R\$ 0,4 mm na PCH Lavrinhas e R\$ 0,6 mm na PCH Queluz, decorrente de gastos com consultoria jurídica, referente à liminar do GSF, e consultoria de informática (sistemas).



EBITDA

No 3T20, o EBITDA totalizou **R\$ 84,3 mm**, ante os **R\$ 91,3 mm** registrados no 3T19.

O EBITDA foi impactado principalmente pelo:

(a) aumento de **R\$ 3,5 mm** na **Receita Bruta**, conforme abaixo:

Faturamento	UHE Foz do Rio Claro		UHE Ijuí		PCH Queluz		PCH Lavrinhas		PCH Verde 08		UHE Ferreira Gomes		EÓLICA EDVs		PCH Morro Azul		Geração Combinado	
3T20	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor
Contrato Bilateral ACR	83.544	18.887	64.264	15.572							224.854	26.768	88.099	15.092			460.761	76.319
Contrato Bilateral ACL					23.184	7.488	23.184	7.488	39.744	9.697	88.099	17.668			31.932	9.648	206.143	51.989
Comercialização					15.372	1.906	15.372	1.906			29.760	2.631					60.504	6.443
Reclassificação												(190)						(190)
CCEE/Ajustes		489		849		3.133		2.251		461		1.826		18				9.027
Impostos				1.094														1.094
Total		19.376		17.515		12.527		11.645		10.158		48.703		15.110		9.648		144.682

Faturamento	UHE Foz do Rio Claro		UHE Ijuí		PCH Queluz		PCH Lavrinhas		PCH Verde 08		UHE Ferreira Gomes		ICA Energia dos Ven		PCH Morro Azul		Geração Combinado	
3T19	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor	MWh	Valor
Contrato Bilateral ACR	84.332	18.561	64.171	15.303							227.507	26.349	88.100	14.508			464.110	74.721
Contrato Bilateral ACL					46.368	14.036	46.368	14.036			88.099	17.218			14.671	3.499	195.506	48.789
Comercialização									39.744	9.639	10.800	2.337					50.544	11.976
CCEE/Ajustes		297		207		80		138		83		4.843		3				5.651
Total		18.858		15.510		14.116		14.174		9.722		50.747		14.511		3.499		141.137
Variações		518		2.005		(1.589)		(2.529)		436		(2.044)		599		6.149		3.545

(b) aumento de **R\$ 2,0 mm** nos **Custos Operacionais**, principalmente pelo crescimento de **R\$ 1,3 mm** nos custos dos serviços prestados na PCH Morro Azul, conforme detalhado anteriormente na seção “Custos do Serviço”;

(c) aumento de **R\$ 9,8 mm** na **Compra de Energia**, conforme abertura abaixo:

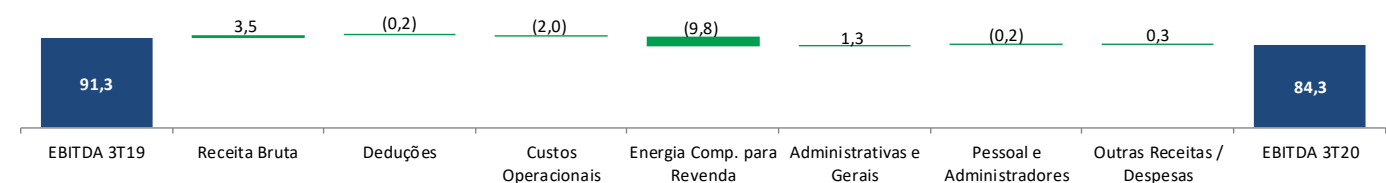
Compra de Energia	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			Geração Combinado	
3T20	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	Valor
Comercialização	(1.512)	100,69	(152)	(612)	101,31	(62)	(29.292)	89,21	(2.613)	(29.292)	89,21	(2.613)	(39.744)	200,01	(7.949)	(46.858)	87,90	(4.119)	(147.310)	(17.508)
Partes Relacionadas	(595)	89,05	(53)				(6.288)	171,76	(1.080)	(6.288)	260,96	(1.080)				(3.456)	100,98	(349)	(16.627)	(2.562)
CCEE/ Ajustes			(368)			127			(90)			(97)			123			(390)		(695)
Reclassificação						190														190
Impostos															704			400		1.104
Total			(573)			255			(3.783)			(3.790)			(7.122)			(4.458)		(19.471)

Compra de Energia	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			Geração Combinado	
3T19	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	Valor
Comercialização							(3.312)	279,89	(927)	(3.312)	279,89	(927)							(6.624)	(1.854)
CCEE/ Ajustes			(2.253)			(514)			(1.772)			(1.758)			(1.560)				35	(7.822)
Total			(2.253)			(514)			(2.699)			(2.685)			(1.560)				35	(9.676)
Variações			1.680			769			(1.084)			(1.105)			(5.562)				(4.493)	(9.795)

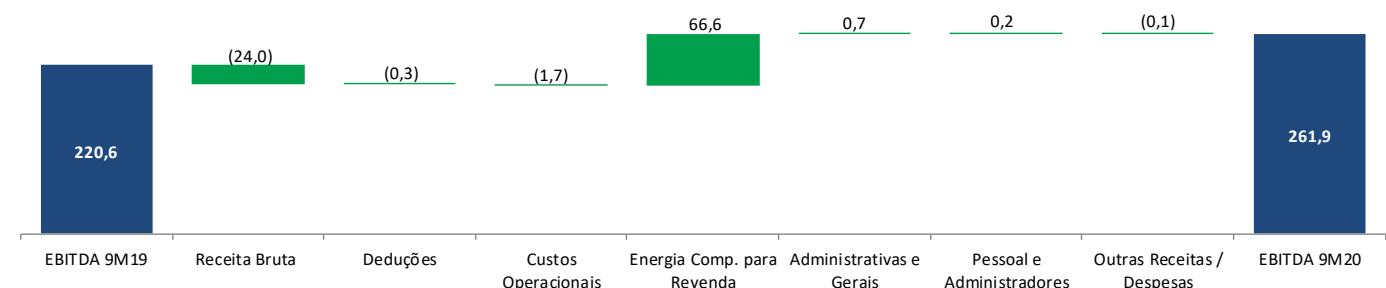
(d) redução de **R\$ 1,3 mm** na conta **Administrativas e Gerais**, conforme explicado acima na seção “Despesas Operacionais”.

Segue abaixo a formação do EBITDA:

Formação do EBITDA - 3T20 (R\$ MM)



Formação do EBITDA - 9M20 (R\$ MM)



Lucro Líquido

No 3T20, o segmento de geração registrou um lucro de **R\$ 16,1 mm**, ante os **R\$ 20,3 mm** registrados no 3T19.

Este resultado é explicado:

(a) redução de **R\$ 7,0 mm** no **EBITDA**, conforme explicado anteriormente na seção “EBITDA”.

(b) aumento de **R\$ 2,6 mm** no **Resultado Financeiro**:

(i) redução de **R\$ 4,1 mm** nas receitas financeiras, principalmente pela queda da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 0,50% no acumulado do 3T20, ante os 1,52% no acumulado do 3T19.

(ii) queda de **R\$ 1,5 mm** nas despesas financeiras, explicado pelo:

(ii.i) redução de **R\$ 1,8 mm** na UHE La Virgen e de **R\$ 0,4 mm** na PCH Morro Azul, decorrente da variação cambial entre os períodos;

(ii.ii) redução de **R\$ 1,6 mm** nas usinas Foz do Rio Claro, Ijuí, Queluz, Lavrinhas e Energia dos Ventos, em razão e da redução da taxa de juros de longo prazo (“TJLP”), que estava em 5,95% a.a. ao longo do 3T19 para 4,91% a.a ao longo do 3T20 e;

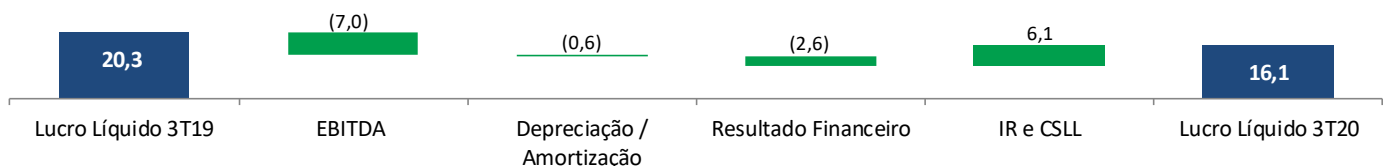
(ii.iii) aumento de **R\$ 1,5 mm** na PCH Verde 8 e de **R\$ 0,8 mm** na UHE Ferreira Gomes, em razão do aumento do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”), que registrou no acumulado do 3T20, 1,24% ante os 0,26% no acumulado do 3T19.

(c) redução de **R\$ 6,1 mm** no **IR/CSLL**, principalmente pela queda de **R\$ 5,1 mm** no **IR/CSLL Diferido**:

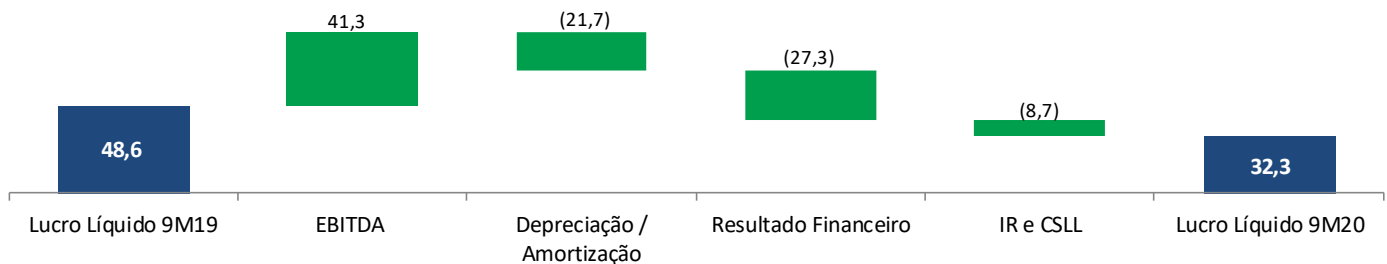
(i) queda de **R\$ 2,4 mm** na PCH Verde 8, que contabilizou valor positivo (reversão) de R\$ 1,7 mm neste trimestre, decorrente da constituição do imposto diferido, referente ao prejuízo fiscal apurado e;

(ii) redução de **R\$ 3,7 mm** na UHE Ferreira Gomes, em razão do menor lucro fiscal apurado neste trimestre quando comparado ao 3T19.

Formação do Lucro 3T20 (R\$ MM)



Formação do Lucro 9M20 (R\$ MM)

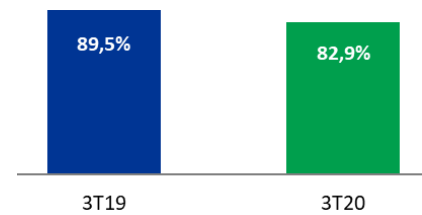


Indicadores Operacionais – Geração

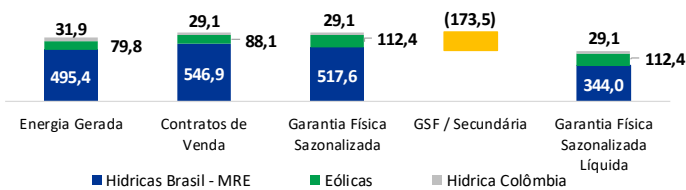
A disponibilidade inferior a 100% é resultado dos desligamentos para manutenções preventivas anuais dos equipamentos e manutenções contratuais programadas com o fornecedor.

O balanço energético da Companhia abaixo demonstra o impacto do GSF de 173,5 GWh no 3T20, além de uma exposição negativa na CCEE de 202,9 GWh, devido à estratégia de sazonalização adotada pela Companhia.

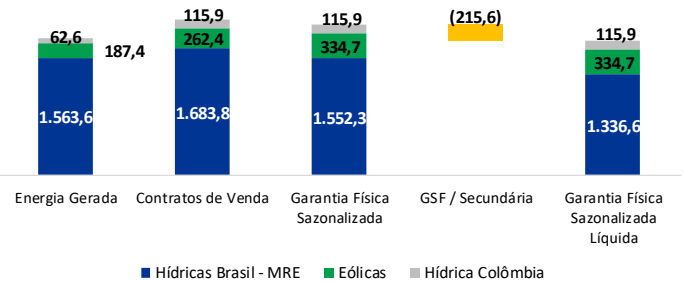
Disponibilidade Geradoras Considerando paradas programadas



Contratos de Venda x Energia Gerada (GWh) 3T20



Contratos de Venda x Energia Gerada (GWh) - 9M20



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

Comercialização

As **compras** totalizaram **R\$ 35,8 mm** neste trimestre ante os **R\$ 44,2 mm** apurados no 3T19.

- (i) compra de 39,9 MW da UHE Ferreira Gomes pela comercializadora da Alupar no submercado norte, totalizando R\$ 17,7 mm;
- (ii) compra de 42,0 MW no Mecanismo de Venda de Excedentes de energia (MVE), ao preço médio de R\$ 207,69/MWh, totalizando R\$ 19,3 mm;
- (iii) compra de 3,0 MW no mercado, ao preço médio de R\$ 246,00/MWh, totalizando R\$ 1,6 mm (repasso PCHs Queluz / Lavrinhas);
- (iv) compra de 4,1 MW no mercado, ao preço médio de R\$ 94,66/MWh, totalizando R\$ 0,8 mm;
- (v) Créditos de PIS/Cofins no montante de R\$ (3,6) mm.

A comercializadora Alupar registrou um **faturamento de R\$ 27,9 mm** no 3T20, ante os **R\$ 42,2 mm** registrados no 3T19.

- (i) venda de 3,0 MW ao preço médio de R\$ 246,00/MWh, totalizando R\$ 1,6 mm para as PCHs Queluz e Lavrinhas;
- (ii) venda de 81,9 MW para o mercado, totalizando R\$ 24,7 mm. Esta energia refere-se aos 42 MW comprados no Mecanismo de Venda de Excedentes de energia (MVE) - item (ii) em compras e aos 39,9 MW comprados da UHE Ferreira Gomes – item (i) compra
- (iii) venda de 4,1 MW, totalizando R\$ 0,9 mm, sendo: (a) 1,6 MW para UHE Ferreira Gomes; (b) 0,3 MW para UHE Foz do Rio Claro; (c) 1,35 MW para a PCH Lavrinhas e; (d) 0,8 MW para o mercado. Esta energia refere-se a totalidade dos 4,1 MW – item (iv) em compras;
- (iii) liquidação positiva na CCEE, totalizando R\$ 0,7 mm.

Eliminações

No 3T20 as eliminações entre operações “intercompany” totalizaram R\$ 20,2 milhões, conforme detalhado abaixo:

Empresas	Valores (Milhões de R\$)
Ferreira Gomes ↔ Alupar	17,7
Alupar ↔ Ferreira Gomes	0,3
Alupar ↔ Lavrinhas	1,0
Alupar ↔ Foz do Rio Claro	0,1
Alupar ↔ Queluz	0,8
Ferreira Gomes ↔ Queluz	0,3
Total	20,2

Consolidação de Resultado – Geração

	Trimestre findo em 30/09/2020				Período findo em 30/09/2020					
	Geração Combinado	Comercialização	AF Energia + ACE	Eliminações Intercompany	Geração Consolidado	Geração Combinado	Comercialização	AF Energia + ACE	Eliminações Intercompany	Geração Consolidado
Receita operacional bruta	144.682	27.949	2.258	(22.487)	152.402	442.901	80.267	6.758	(79.270)	450.656
Suprimento de Energia	144.682	27.949	-	(20.229)	152.402	442.901	80.267	-	(72.512)	450.656
Consultoria e assessoramento na área regulatória	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de operação e manutenção	-	-	2.258	(2.258)	-	-	-	6.758	(6.758)	-
Deduções da receita operacional bruta	(9.764)	(2.586)	(300)	-	(12.650)	(31.830)	(7.174)	(922)	-	(39.926)
PIS	(1.528)	(462)	(38)	-	(2.028)	(4.777)	(1.280)	(112)	-	(6.169)
COFINS	(7.040)	(2.124)	(172)	-	(9.336)	(22.044)	(5.894)	(514)	-	(28.452)
ICMS	(294)	-	-	-	(294)	(1.337)	-	-	-	(1.337)
ISS	-	-	(90)	-	(90)	-	-	(296)	-	(296)
IVA	284	-	-	-	284	-	-	-	-	-
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(303)	-	-	-	(303)	(943)	-	-	-	(943)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(303)	-	-	-	(303)	(943)	-	-	-	(943)
Ministério de minas e energia - MME	(153)	-	-	-	(153)	(472)	-	-	-	(472)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(427)	-	-	-	(427)	(1.314)	-	-	-	(1.314)
Receita operacional líquida	134.918	25.363	1.958	(22.487)	139.752	411.071	73.093	5.836	(79.270)	410.730
Despesas e receitas operacionais	(72.007)	(36.099)	(1.238)	22.487	(86.857)	(231.901)	(109.889)	(3.510)	79.270	(266.030)
Compra de Energia	(19.471)	(35.820)	-	20.229	(35.062)	(57.500)	(108.872)	-	72.512	(93.860)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(8.319)	-	-	-	(8.319)	(24.307)	-	-	-	(24.307)
Compensação fin. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	(2.261)	-	-	-	(2.261)	(7.300)	-	-	-	(7.300)
Custo dos serviços prestados	(15.321)	(279)	(1.219)	2.258	(14.561)	(44.257)	(1.017)	(3.459)	6.758	(41.975)
Depreciação/Amortização	(26.504)	-	(19)	-	(26.523)	(98.137)	-	(51)	-	(98.188)
Utilização do Bem Público - UBP	(131)	-	-	-	(131)	(400)	-	-	-	(400)
Lucro bruto	62.911	(10.736)	720	-	52.895	179.170	(36.796)	2.326	-	144.700
Despesas e receitas operacionais	(5.600)	-	-	-	(5.600)	(16.688)	-	-	-	(16.688)
Administrativas e gerais	(3.801)	-	-	-	(3.801)	(11.505)	-	-	-	(11.505)
Depreciação / Amortização	(311)	-	-	-	(311)	(901)	-	-	-	(901)
Pessoal	(2.288)	-	-	-	(2.288)	(6.157)	-	-	-	(6.157)
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas	426	-	-	-	426	1.501	-	-	-	1.501
Outras despesas	374	-	-	-	374	374	-	-	-	374
EBIT	57.311	(10.736)	720	-	47.295	162.482	(36.796)	2.326	-	128.012
Depreciação / Amortização	(26.946)	-	(19)	-	(26.965)	(99.438)	-	(51)	-	(99.489)
EBITDA	84.257	(10.736)	739	-	74.260	261.920	(36.796)	2.377	-	227.501
Despesa Financeira	(41.076)	-	(98)	-	(41.174)	(128.913)	-	(311)	-	(129.224)
Encargos de dívidas	(31.370)	-	(97)	-	(31.467)	(87.476)	-	(302)	-	(87.778)
Variações cambiais	(8.142)	-	-	-	(8.142)	(35.612)	-	-	-	(35.612)
Outras	(1.564)	-	(1)	-	(1.565)	(5.825)	-	(9)	-	(5.834)
Receitas financeiras	1.369	-	105	-	1.474	6.869	-	333	-	7.202
Receitas de aplicações financeiras	1.198	-	5	-	1.203	6.424	-	19	-	6.443
Outras	171	-	100	-	271	445	-	314	-	759
EBT	17.604	(10.736)	727	-	7.595	40.438	(36.796)	2.348	-	5.990
IR / CSLL	(1.467)	-	(118)	-	(1.585)	(8.154)	-	(406)	-	(8.560)
Imposto de renda	(1.223)	-	(85)	-	(1.308)	(5.703)	-	(292)	-	(5.995)
Contribuição social	(1.051)	-	(33)	-	(1.084)	(3.957)	-	(114)	-	(4.071)
Imposto de renda diferido	674	-	-	-	674	1.753	-	-	-	1.753
CSLL diferido	133	-	-	-	133	(247)	-	-	-	(247)
Lucro líquido Consolidado	16.137	(10.736)	609	-	6.010	32.284	(36.796)	1.942	-	(2.570)
Participação de não controladores	-	-	-	-	(12.483)	-	-	-	-	(14.168)
Lucro líquido Alupar	-	-	-	-	(6.473)	-	-	-	-	(16.738)

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\$ 152,7 ⁽³⁾	N/A	2021

⁽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\$ 5,64 (Base 30/09/2020)

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 período, houve continuidade dos 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\$ 1.491,3 mm no 3T20, 18,5% superior aos R\$ 1.259,0 mm registrados no mesmo período do ano passado.

	Receita Líquida (R\$ MM)				9M20	9M19	Var.%
	2T20	3T20	3T19	Var.%			
Receita de Transmissão de Energia	78,8	81,0	61,0	32,7%	214,3	401,0	(46,6%)
Receita de Infraestrutura	716,3	980,2	1.012,4	(3,2%)	2.474,7	2.323,1	6,5%
Receita de Remuneração do Ativo de Concessão	217,1	423,9	139,0	-	967,4	270,2	-
Receita de Suprimento de Energia	119,2	152,4	164,8	(7,5%)	450,7	535,0	(15,8%)
Receita Bruta – IFRS	1.131,3	1.637,5	1.377,3	18,9%	4.107,1	3.529,4	16,4%
Deduções	104,4	146,2	118,2	23,6%	371,8	306,7	21,2%
Receita Líquida IFRS	1.027,0	1.491,3	1.259,0	18,5%	3.735,2	3.222,7	15,9%

O crescimento de R\$ 232,3 mm na **Receita Líquida** é explicado, principalmente, pelo:

(a) aumento de R\$ 272,6 mm no faturamento das transmissoras, basicamente pelo crescimento de R\$ 236,2 mm, em razão das consolidações das transmissoras TME e ETB a partir do 4T19 e;

(b) redução de R\$ 12,4 mm na **Receita de Suprimento de Energia**, conforme tabela abaixo:

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	3T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR		460.761	165,64	76.319							460.761	165,64	76.319
Contrato Bilateral ACL		206.143	252,20	51.989				(88.099)	200,55	(17.668)	118.044	290,75	34.321
Comercialização		60.504	106,49	6.443	182.736	136,46	24.936	(2.976)	89,04	(265)	240.264	129,50	31.114
Partes Relacionadas					13.651	168,19	2.296	(13.651)	168,19	(2.296)			
Reclassificação				(190)									(190)
CCEE/Ajustes				9.027			717						9.744
Impostos				1.094									1.094
Total				144.682			27.949			(20.229)			152.402

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	3T19	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR		464.110	161,00	74.721							464.110	161,00	74.721
Contrato Bilateral ACL		195.506	249,55	48.789				(88.099)	195,44	(17.218)	107.407	293,94	31.571
Comercialização		50.544	236,94	11.976	187.103	182,48	34.143	(6.624)	209,69	(1.389)	231.023	193,62	44.730
CCEE/Ajustes				5.651			8.090						13.741
Total				141.137			42.233			(18.607)			164.763
Variações				3.545			(14.284)			(1.622)			(12.361)

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

Custos dos Serviços - IFRS

No 3T20, os Custos dos Serviços totalizaram **R\$ 769,7 mm**, ante os **R\$ 657,7 mm** apurados no 3T19.

Segue abaixo as principais variações nesse grupo de contas:

(a) crescimento de **R\$ 107,5 mm** nos **Custos de Infraestrutura**. Abaixo as principais variações:

Custo de Infraestrutura	Transmissoras									
	ETSE	ETES	ETC	ETB	EDTE	TPE	TCC	ESTE	TSM	Total
3T20	(8,6)	(12,5)	-	(142,4)	-	(149,2)	(129,3)	(64,8)	(143,7)	(650,6)
3T19	-	(0,1)	(26,2)	Não Consolidado	(149,5)	(256,5)	(97,9)	(3,6)	(11,4)	(545,2)
Variações	(8,6)	(12,4)	26,2	(142,4)	149,5	107,3	(31,4)	(61,2)	(132,3)	(105,4)

(b) aumento de **R\$ 3,1 mm** nos **Custos dos Serviços Prestados**. Abaixo as principais variações:

(+) R\$ 1,3 mm registrados na PCH Morro Azul, em razão do aumento dos encargos setoriais que são atrelados à geração de energia, a qual foi de 31.932 MWh neste trimestre, 117,7% superior aos 14.671 MWh gerados no 3T19;

(+) R\$ 4,4 mm nas transmissoras ETC, EDTE e ETB, decorrente das respectivas entradas em operação comercial;

(+) R\$ 1,4 mm na transmissora TME, dado que este ativo não era consolidado no 3T19 e;

(-) R\$ 3,1 mm na transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019.

(c) redução de **R\$ 0,2 mm** na **Energia Comprada para Revenda**, conforme tabela abaixo:

Compra de Energia	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	3T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	(147.310)	118,85	(17.508)	(108.288)	200,71	(21.735)					(255.598)	153,54	(39.243)
CCEE/Ajustes			(695)			(1)							(696)
Partes Relacionadas	(16.627)	154,05	(2.562)	(88.099)	200,54	(17.668)	104.726	193,16	20.229				(0)
Reclassificação			190										190,0
Impostos			1.104			3.584							4.688
Total			(19.471)			(35.820)			20.229				(35.062)

Compra de Energia	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	3T19	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	(6.624)	279,89	(1.854)	(123.648)	233,96	(28.929)					(130.272)	236,30	(30.783)
CCEE/Ajustes			(7.822)			(640)							(8.462)
Partes Relacionadas				(94.724)	196,44	(18.608)	94.724	196,43	18.607				
Impostos						3.978							3.978
Total			(9.676)			(44.199)			18.607				(35.268)
Variações			(9.795)			8.379			1.622				206

(c) aumento de **R\$ 0,5 mm** nos **Encargos da Rede Elétrica – CUST**, devido aos reajustes das TUSTs para o ciclo 2020-2021 (Resoluções Homologatórias Aneel nº 2.726 de 14/07/2020 e nº 2.697 de 17/06/2020).

O custo caixa, excluindo o custo de infraestrutura (Capex) e a depreciação/amortização, totalizou **R\$ 88,5 mm** (5,9% da Receita Líquida), ante os **R\$ 85,2 mm** (6,8% da Receita Líquida) registrados no mesmo período do ano passado.

Custo dos Serviços	Custo dos Serviços R\$ (MM)						
	2T20	3T20	3T19	Var.%	9M20	9M19	Var.%
Custo dos Serviços Prestados	38,6	42,8	39,8	7,7%	116,3	107,9	7,7%
Energia Comprada para Revenda	26,1	35,1	35,3	(0,6%)	93,9	188,3	(50,2%)
Encargos da Rede Elétrica - CUST	8,0	8,3	7,9	6,0%	24,3	22,6	7,7%
Recursos Hídricos - CFURH	3,0	2,3	2,3	-	7,3	9,3	(21,6%)
Custo de Infraestrutura	500,5	653,8	546,3	19,7%	1.654,4	968,3	70,9%
Depreciação / Amortização	46,9	27,4	26,1	4,8%	100,7	77,0	30,6%
Total	623,1	769,7	657,7	17,0%	1.996,8	1.373,5	45,4%

Despesas Operacionais - IFRS

No 3T20, as Despesas Operacionais totalizaram **R\$ 21,7 mm**, ante os **R\$ 8,1 mm** apurados no 3T19.

O aumento de **R\$ 13,6 mm** neste grupo de contas deve-se a:

(a) redução de **R\$ 4,6 mm** na conta **Administrativas e Gerais**:

(i) queda de **R\$ 1,3 mm** na Alupar - Holding, dado que no 3T19 foram contabilizadas despesas com assessoria jurídica, decorrente do pagamento de "Success FEE" em ações que a Companhia obteve êxito;

(ii) redução de **R\$ 1,5 mm** na transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019 e;

(iii) queda de **R\$ 2,3 mm** na UHE La Virgen, dado que no 3T19 houveram gastos extraordinários com assessoria jurídica.

(b) variação de **R\$ 3,3 mm** na conta **Outras Despesas / Receitas**:

(i) redução de **R\$ 1,4 mm** na rubrica "Outras Despesas", principalmente pela queda de R\$ 1,0 mm na Alupar – Holding, que não apresentou valor neste trimestre. No 3T19 foi contabilizado o montante de R\$ 1,0 mm a título de provisões de contingências de processos trabalhistas;

(ii) aumento de **R\$ 1,9 mm** na linha Outras Receitas, basicamente pelo crescimento de R\$ 2,1 mm nas transmissoras ERTE, ETSE e EDTE, decorrente dos ressarcimentos, por parte dos acessantes, previstos nos contratos de compartilhamento de instalações – CCI.

(d) redução de **R\$ 21,4 mm** na **Equivalência Patrimonial**, que totalizou **R\$ 0,4 mm** neste trimestre, ante os **R\$ 21,9 mm** apurada no 3T19. Este resultado registrado no 3T19 é explicado pela contabilização da equivalência patrimonial das transmissoras TME (R\$ 3,4 mm), ETB (R\$ 18,8 mm) e TNE (R\$ -0,3 mm). Já neste trimestre, o saldo de **R\$ 0,4 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	Despesas Operacionais R\$ (MM)				9M20	9M19	Var.%
	2T20	3T20	3T19	Var.%			
Despesas Operacionais	13,8	9,6	14,1	(32,3%)	37,7	34,3	9,9%
Administrativas e Gerais	13,8	9,6	14,1	(32,3%)	37,7	34,3	9,9%
Pessoal e Administradores	16,1	14,2	14,0	1,5%	44,7	43,9	1,8%
Equivalência Patrimonial	(0,9)	(0,4)	(21,9)	(98,0%)	0,1	(44,8)	-
Outros	(0,3)	(2,7)	0,6	-	(3,7)	0,0	-
Depreciação / Amortização	3,1	1,1	1,3	(14,6%)	5,8	3,8	50,7%
Total	31,7	21,7	8,1	167,5%	84,5	37,3	126,9%

EBITDA - IFRS

No 3T20 o EBITDA totalizou **R\$ 728,4 mm**, 17,4% superior aos **R\$ 620,6 mm** registrados no 3T19. A Margem EBITDA Ajustada atingiu 87,0%, ante os 87,1% apurados no 3T19. A variação no EBITDA deve-se:

(a) aumento de **R\$ 260,2 mm** no **Faturamento**, em razão do: (i) crescimento de **R\$ 272,6 mm** na **Receita do Segmento de Transmissão de Energia** e; (ii) redução de **R\$ 12,4 mm** na **Receita de Suprimento de Energia**. Para mais informações sobre as variações na Receita, favor verificar a seção “Receita Operacional Líquida - IFRS”;

(b) crescimento de **R\$ 107,5 mm** nos **Custos de Infraestrutura**:

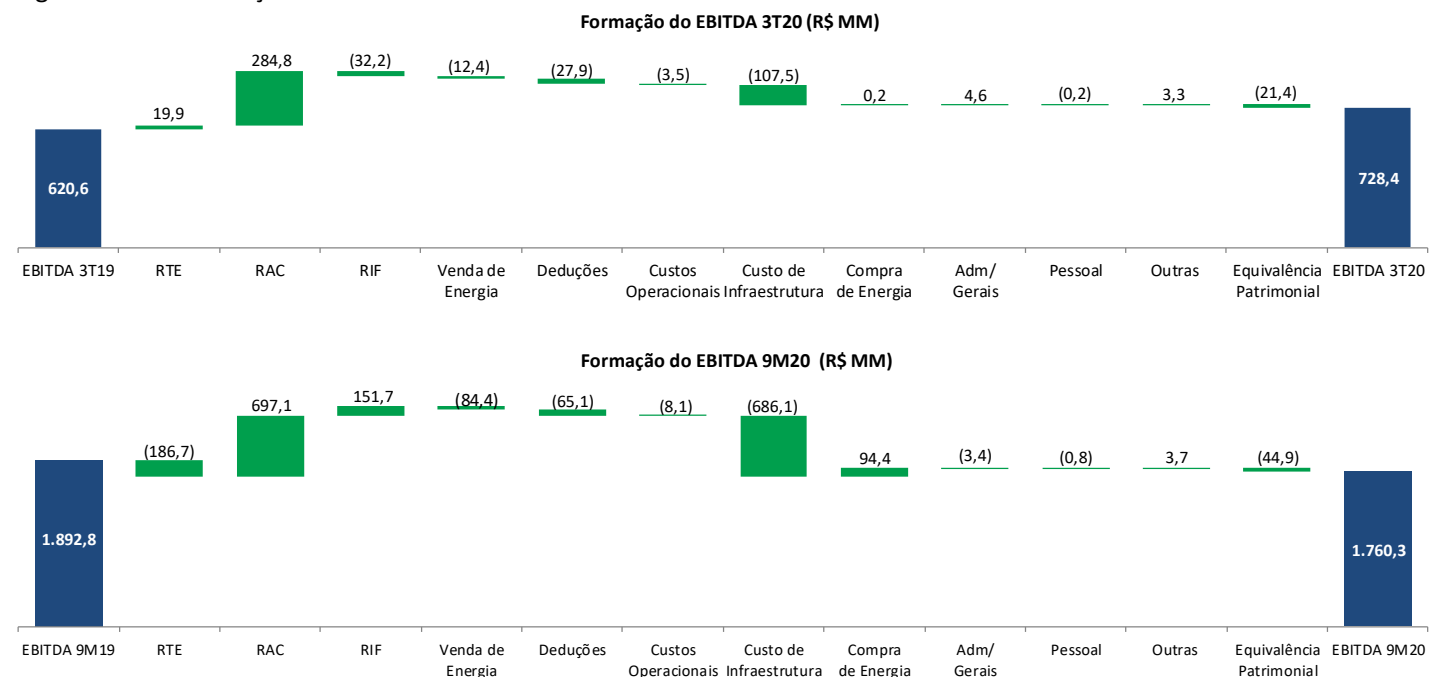
Transmissoras										
Custo de Infraestrutura	ETSE	ETES	ETC	ETB	EDTE	TPE	TCC	ESTE	TSM	Total
3T20	(8,6)	(12,5)	-	(142,4)	-	(149,2)	(129,3)	(64,8)	(143,7)	(650,6)
3T19	-	(0,1)	(26,2)	Não Consolidado	(149,5)	(256,5)	(97,9)	(3,6)	(11,4)	(545,2)
Variações	(8,6)	(12,4)	26,2	(142,4)	149,5	107,3	(31,4)	(61,2)	(132,3)	(105,4)

(c) redução de **R\$ 21,4 mm** na **Equivalência Patrimonial**, que totalizou **R\$ 0,4 mm** neste trimestre, ante os **R\$ 21,9 mm** apurada no 3T19. Este resultado registrado no 3T19 é explicado pela contabilização da equivalência patrimonial das transmissoras TME (R\$ 3,4 mm), ETB (R\$ 18,8 mm) e TNE (R\$ -0,3 mm). Já neste trimestre, o saldo de **R\$ 0,4 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)					9M20	9M19	Var.%
	2T20	3T20	3T19	Var.%				
Receita Líquida - IFRS	1.027,0	1.491,3	1.259,0	18,5%	3.735,2	3.222,7	15,9%	
Custos Operacionais	(49,6)	(53,4)	(49,9)	6,9%	(147,9)	(139,8)	5,8%	
Custo de Infraestrutura	(500,5)	(653,8)	(546,3)	19,7%	(1.654,4)	(968,3)	70,9%	
Compra de Energia	(26,1)	(35,1)	(35,3)	(0,6%)	(93,9)	(188,3)	(50,2%)	
Despesas Operacionais	(29,6)	(21,1)	(28,7)	(26,7%)	(78,7)	(78,3)	0,5%	
Equivalência Patrimonial	0,9	0,4	21,9	(98,0%)	(0,1)	44,8	-	
EBITDA	422,1	728,4	620,6	17,4%	1.760,3	1.892,8	(7,0%)	
Margem EBITDA	41,1%	48,8%	49,3%	(0,5 p.p)	47,1%	58,7%	(11,6 p.p)	
Margem EBITDA Ajustada*	80,2%	87,0%	87,1%	(0,1 p.p)	84,6%	84,0%	0,6 p.p	

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

Segue abaixo a formação do EBITDA:



Notas: RTE – Receita de Transmissão de Energia / RAC – Receita de Remuneração do Ativo da Concessão / RIF – Receita de Infraestrutura

EBITDA - Regulatório

No 3T20 o EBITDA totalizou **R\$ 341,5 mm**, 4,1% superior aos **R\$ 327,9 mm** registrados no 3T19.

A Margem EBITDA atingiu 76,7%, 1,8 p.p. superior aos 74,9% registrados no mesmo período do ano anterior.

A variação no EBITDA deve-se:

(a) aumento de **R\$ 7,6 mm** no **Faturamento**, em razão do:

(i) crescimento de **R\$ 20,0 mm** na **Receita do Segmento de Transmissão de Energia**, sendo:

(i.i) aumento de **R\$ 5,5 mm** no faturamento da transmissora ETC, de **R\$ 19,4 mm** na transmissora EDTE e de **R\$ 11,8 mm** na transmissora ETB – Trecho I, em razão das respectivas entradas em operação comercial (set/19; jan/20 e jul/20);

(i.ii) crescimento de **R\$ 15,5 mm** na transmissora TME, em função da sua consolidação a partir do 4T19;

(i.iii) redução de **R\$ 27,6 mm** na receita da transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019. Esta diferença foi revertida no 4T19;

(i.iv) reduções de **R\$ 15,0 mm** no faturamento da transmissora ENTE, de **R\$ 3,6 mm** na transmissora ERTE, de **R\$ 2,6 mm** na transmissora Transleste e de **R\$ 7,4 mm** na transmissora STN, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP para o ciclo 2020/2021, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (ERTE: set/19; ENTE: fev/20; Transleste: dez/20; STN: jan/21);

(i.v) aumento de **R\$ 24,0 mm** no faturamento das demais transmissoras, impactadas principalmente pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.725 de 14 de julho de 2020 que estabeleceu reajuste de 1,88% para os contratos indexados em IPCA e 6,51% para os contratos indexados em IGP-M.

(ii) redução de **R\$ 12,4 mm** na **Receita de Suprimento de Energia**, conforme detalhado abaixo:

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	3T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	460.761	165,64	76.319								460.761	165,64	76.319
Contrato Bilateral ACL	206.143	252,20	51.989				(88.099)	200,55	(17.668)		118.044	290,75	34.321
Comercialização	60.504	106,49	6.443	182.736	136,46	24.936	(2.976)	89,04	(265)		240.264	129,50	31.114
Partes Relacionadas				13.651	168,19	2.296	(13.651)	168,19	(2.296)				
Reclassificação			(190)										(190)
CCEE/Ajustes			9.027			717							9.744
Impostos			1.094										1.094
Total			144.682			27.949			(20.229)				152.402

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	3T19	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	464.110	161,00	74.721								464.110	161,00	74.721
Contrato Bilateral ACL	195.506	249,55	48.789				(88.099)	195,44	(17.218)		107.407	293,94	31.571
Comercialização	50.544	236,94	11.976	187.103	182,48	34.143	(6.624)	209,69	(1.389)		231.023	193,62	44.730
CCEE/Ajustes			5.651			8.090							13.741
Total			141.137			42.233			(18.607)				164.763
Variações			3.545			(14.284)			(1.622)				(12.361)

Faturamento	UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			UHE Ferreira Gomes			PCH Morro Azul			Total		
	3T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Valor
Contrato Bilateral ACR	64.264	242,31	15.572								224.854	119,05	26.768				289.118	42.340
Contrato Bilateral ACL				23.184	322,98	7.488	23.184	322,98	7.488	88.099	200,55	17.668	31.932	302,14	9.648		166.399	42.292
Comercialização				15.372	123,99	1.906	15.372	123,99	1.906	29.760	88,41	2.631					60.504	6.443
Reclassificação												(190)						(190)
CCEE/Ajustes			849			3.133			2.251			1.826						8.059
Impostos			1.094															1.094
Total			17.515			12.527			11.645			48.703			9.648		100.038	

Faturamento	UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			UHE Ferreira Gomes			PCH Morro Azul			Total		
	3T19	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Valor
Contrato Bilateral ACR	64.171	238,47	15.303								227.507	115,82	26.349				291.678	41.652
Contrato Bilateral ACL				46.368	302,71	14.036	46.368	302,71	14.036	88.099	195,44	17.218	14.671	238,50	3.499		195.506	48.789
Comercialização										10.800	216,39	2.337					10.800	2.337
CCEE/Ajustes			207			80			138			4.843						5.268
Total			15.510			14.116			14.174			50.747			3.499		98.046	
Variações			2.005			(1.589)			(2.529)			(2.044)			6.149		1.992	

(b) redução de **R\$ 4,3 mm** nas despesas **Administrativas e Gerais**. Abaixo as principais variações:

(i) queda de **R\$ 1,1 mm** na Alupar - Holding, dado que no 3T19 foram contabilizadas despesas com assessoria jurídica, decorrente do pagamento de "Success FEE" em ações que a Companhia obteve êxito;

(ii) redução de **R\$ 1,5 mm** na transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019 e;

(iii) queda de **R\$ 2,3 mm** na UHE La Virgen, dado que no 3T19 houveram gastos extraordinários com assessoria jurídica.

(c) redução de **R\$ 3,3 mm** na conta **Outras Receitas / Despesas**:

(i) redução de **R\$ 1,4 mm** na rubrica "Outras Despesas", principalmente pela queda de R\$ 1,0 mm na Alupar – Holding, que não apresentou valor neste trimestre. No 3T19 foi contabilizado o montante de R\$ 1,0 mm a título de provisões de contingências de processos trabalhistas;

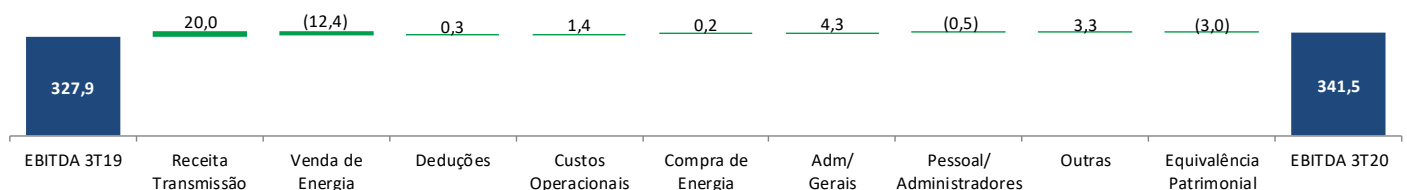
(ii) aumento de **R\$ 1,9 mm** na linha "Outras Receitas", basicamente pelo crescimento de R\$ 2,1 mm na nas transmissoras ERTE, ETSE e EDTE, decorrente dos ressarcimentos, por parte dos acessantes, previstos nos contratos de compartilhamento de instalações – CCI.

(d) redução de **R\$ 3,0 mm** na **Equivalência Patrimonial**, que totalizou **R\$ 0,1 mm** neste trimestre, ante os **R\$ 3,0 mm** apurada no 3T19. Este resultado registrado no 3T19 é explicado pela contabilização da equivalência patrimonial das transmissoras TME (R\$ 3,2 mm) e TNE (R\$ -0,2 mm). Já neste trimestre, o saldo de **R\$ 0,1 mm** refere-se exclusivamente a equivalência patrimonial da transmissora TNE, dado que a transmissora TME passou a ser consolidada a partir do 4T19.

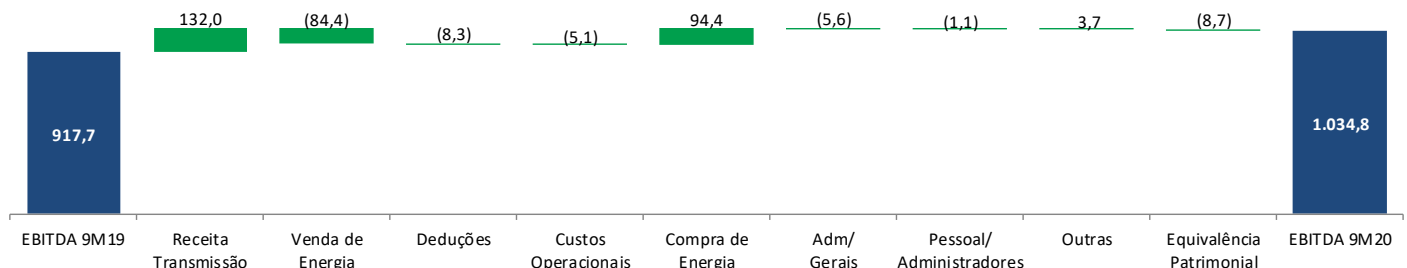
	EBITDA - Regulatório (R\$ MM)					9M20	9M19	Var.%
	2T20	3T20	3T19	Var.%				
Receita Líquida	426,5	445,4	437,5	1,8%	1.349,8	1.310,4	3,0%	
Custos Operacionais	(47,4)	(47,6)	(49,0)	(2,9%)	(140,1)	(134,9)	3,8%	
Compra de Energia	(26,1)	(35,1)	(35,3)	(0,6%)	(93,9)	(188,3)	(50,2%)	
Despesas Operacionais	(30,8)	(21,3)	(28,4)	(24,8%)	(80,9)	(77,9)	3,8%	
Equivalência Patrimonial	(0,1)	0,1	3,0	(97,9%)	(0,2)	8,5	-	
EBITDA	322,1	341,5	327,9	4,1%	1.034,8	917,7	12,8%	
Margem EBITDA	75,5%	76,7%	74,9%	1,8 p.p	76,7%	70,0%	6,7 p.p	

Segue abaixo a formação do EBITDA:

Formação do EBITDA 3T20 (R\$ MM)



Formação do EBITDA 9M20 (R\$ MM)



Resultado Financeiro

Totalizou **R\$ (97,1) mm** no 3T20, ante os **R\$ (71,0) mm** registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no resultado financeiro é explicada principalmente pela:

(a) redução de **R\$ 15,1 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 0,50% no acumulado do 3T20, ante os 1,52% no acumulado do 3T19. O principal impacto foi na Alupar – Holding, que apresentou queda de R\$ 7,6 mm e;

(b) aumento de **R\$ 11,0 mm** nas Despesas Financeiras, sendo os principais impactos:

(i) aumento de **R\$ 15,5 mm** nas transmissoras ETC, EDTE e ETB (trecho I), devido às respectivas entradas em operação comercial, em set/19, jan/20 e jul/20;

(ii) aumento de **R\$ 2,8 mm** na transmissora TCE, devido à variação cambial entre os períodos (efeito não caixa);

(iii) aumento de **R\$ 1,5 mm** na PCH Verde 8 e de **R\$ 0,8 mm** na UHE Ferreira Gomes, em razão do aumento do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”), que registrou no acumulado do 3T20, 1,24% ante os 0,26% no acumulado do 3T19 e;

(iv) redução nos demais ativos, em razão da: (i) queda da taxa de juros de longo prazo (“TJLP”), que estava em 5,95% a.a, ao longo do 3T19 para 4,91% a.a ao longo do 3T20 e; (ii) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 0,50% no acumulado do 3T20, ante os 1,52% no acumulado do 3T19.

Lucro Líquido – IFRS

No 3T20, o lucro líquido totalizou **R\$ 181,2 mm**, ante os **R\$ 212,5 mm** registrados no 3T19.

Essa variação é resultado:

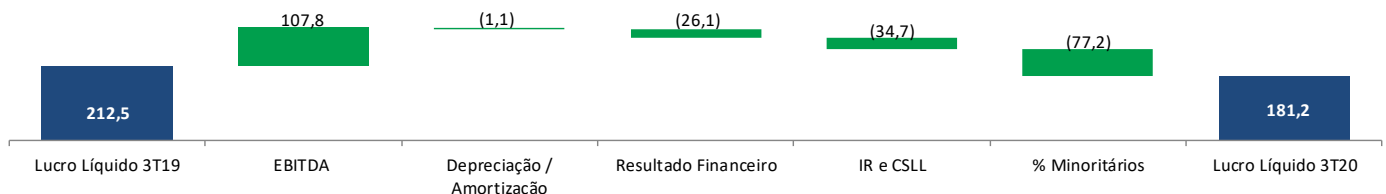
(a) aumento de **R\$ 107,8 mm** no **EBITDA**, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA – IFRS”;

(b) aumento de **R\$ 26,1 mm** no **Resultado financeiro**, conforme detalhado na seção acima;

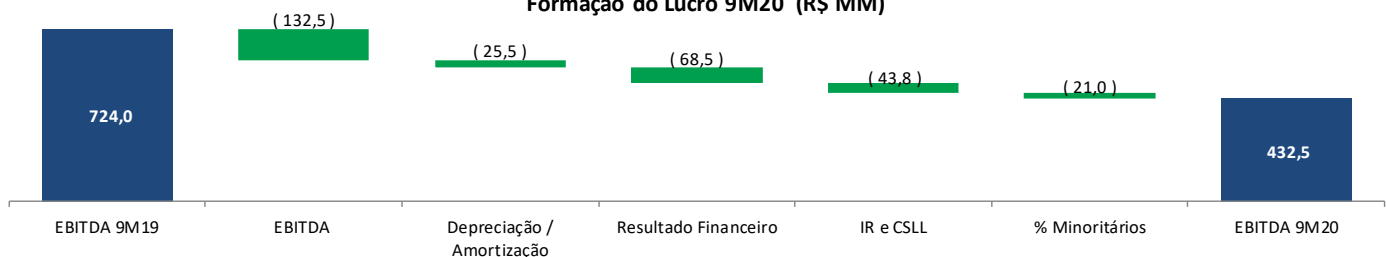
(c) aumento de **R\$ 34,7 mm** no **IR/CSLL**, principalmente pelo crescimento de **R\$ 39,9 mm** no **IRPJ/CSLL Diferido**. Os principais impactos nesta conta foram: (i) aumento de R\$ 20,1 mm nas transmissoras ETB e TME dado que estes ativos não eram consolidados no 3T19; (ii) queda de R\$ 6,1 mm na PCH Verde 8 e na UHE Ferreira Gomes, conforme detalhado na seção “Lucro Líquido” do Segmento de Geração e; (iii) aumento nas transmissoras em implantação, decorrente dos investimentos realizados no período e;

(d) aumento de **R\$ 77,2 mm** na **% Minoritários**, sendo os principais impactos: (i) aumento de R\$ 19,6 mm nas transmissoras ETB e TME, dado que estes ativos não eram consolidadas no 3T19 e (ii) aumento decorrente das transmissoras em implantação, em razão dos investimentos realizados no 3T20.

Formação do Lucro 3T20 (R\$ MM)



Formação do Lucro 9M20 (R\$ MM)

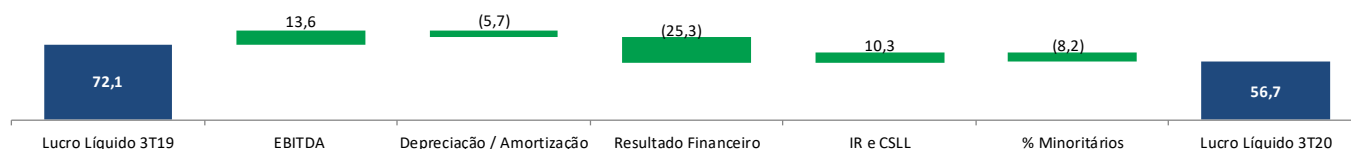


Lucro Líquido – Regulatório

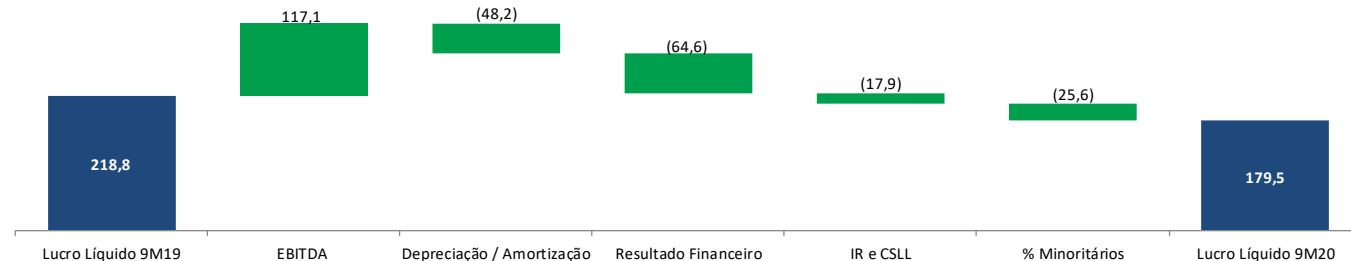
No 3T20, o lucro líquido totalizou **R\$ 56,7 mm**, ante os **R\$ 72,1 mm** registrados no 3T19. Essa variação é resultado do:

- (a) aumento de **R\$ 13,6 mm** no **EBITDA**, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA – Regulatório”;
- (b) aumento de **R\$ 5,7 mm** na **Depreciação/Amortização**, principalmente pelo:
 - (i) aumento de **R\$ 3,8 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras ETC (set/19) e EDTE (jan/20), que impactaram esta conta em R\$ 1,1 mm e R\$ 2,7 mm, respectivamente e;
 - (ii) crescimento de **R\$ 2,1 mm** na transmissora TME, dado que este ativo passou a ser consolidado no 4T19
- (c) aumento de **R\$ 25,3 mm** no resultado financeiro, conforme detalhado na seção “Resultado Financeiro”. A diferença de **R\$ 0,8 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) redução de **R\$ 10,3 mm** no **IRPJ/CSLL**, principalmente pela:
 - (i) queda de **R\$ 6,1 mm** na PCH Verde 8 e na UHE Ferreira Gomes, conforme detalhado na seção “Lucro Líquido” do Segmento de Geração e;
 - (ii) redução de **R\$ 1,0 mm** na transmissora AETE, dado que no 3T19 fora contabilizado o valor integral, referente aos nove primeiros meses de 2019
- (e) aumento de **R\$ 8,2 mm** na **% Minoritários**, sendo os principais impactos:
 - (i) aumento de **R\$ 5,2 mm** nas transmissoras TME e ETB, dado que estas empresas não eram consolidadas no 3T19 e;
 - (ii) aumento de **R\$ 4,3 mm** na transmissora EDTE decorrente da sua entrada em operação comercial em janeiro de 2020.

Formação do Lucro 3T20 (R\$ MM)



Formação do Lucro 9M20 (R\$ MM)



Consolidação de Resultado – Societário (IFRS)

	Trimestre findo em 30/09/2020					Período findo em 30/09/2019				
	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete / Reunidas	Consolidado	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete / Reunidas	Consolidado
Receita operacional bruta	1.485.096	152.402			1.637.498	3.656.402	450.656			4.107.058
Receita de transmissão de energia	82.922				82.922	221.234				221.234
Receita de infraestrutura	980.233				980.233	2.474.733				2.474.733
Remuneração do Ativo de Concessão	423.869				423.869	967.377				967.377
Suprimento de energia	-	152.402			152.402	-	450.656			450.656
(-) Parcela variável	(1.928)				(1.928)	(6.942)				(6.942)
Deduções da receita operacional bruta	(133.525)	(12.650)			(146.175)	(331.906)	(39.926)			(371.832)
PIS	(3.050)	(2.028)			(5.078)	(8.772)	(6.169)			(14.941)
COFINS	(14.083)	(9.336)			(23.419)	(40.488)	(28.452)			(68.940)
PIS diferido	(17.592)				(17.592)	(42.481)	-			(42.481)
COFINS diferido	(81.049)				(81.049)	(195.688)	-			(195.688)
ICMS		(294)			(294)	-	(1.337)			(1.337)
ISS		(90)			(90)	-	(296)			(296)
IVA		284			284	-	-			-
Reserva Global de Reversão - RGR	(7.331)	-			(7.331)	(23.240)	-			(23.240)
Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(4.737)	-			(4.737)	(5.207)	-			(5.207)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.231)	(303)			(1.534)	(3.810)	(943)			(4.753)
FNDCT	(1.231)	(303)			(1.534)	(3.751)	(943)			(4.694)
Ministério de minas e energia - MME	(616)	(153)			(769)	(1.876)	(472)			(2.348)
TFSEE	(1.337)	(427)			(1.764)	(4.080)	(1.314)			(5.394)
TFSEE Diferido	(1.268)	-			(1.268)	(2.513)	-			(2.513)
Receita operacional líquida	1.351.571	139.752			1.491.323	3.324.496	410.730			3.735.226
Custo do serviço	(682.804)	(86.857)			(769.661)	(1.730.770)	(266.030)			(1.996.800)
Energia comprada para revenda		(35.062)			(35.062)		(93.860)			(93.860)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(8.319)			(8.319)		(24.307)			(24.307)
CFURH		(2.261)			(2.261)		(7.300)			(7.300)
Custo dos serviços prestados	(28.277)	(14.561)			(42.838)	(74.275)	(41.975)			(116.250)
Custo de infraestrutura	(653.799)				(653.799)	(1.654.428)				(1.654.428)
Depreciação / Amortização	(728)	(26.523)			(27.251)	(2.067)	(98.188)			(100.255)
Utilização do Bem Público - UBP		(131)			(131)		(400)			(400)
Lucro bruto	668.767	52.895			721.662	1.593.726	144.700			1.738.426
Despesas e receitas operacionais	(8.591)	(5.600)	(6.793)	(728)	(21.712)	(32.482)	(16.688)	(32.578)	(2.795)	(84.543)
Administrativas e gerais	(4.259)	(3.801)	(1.194)	(323)	(9.577)	(11.306)	(11.505)	(13.156)	(1.730)	(37.697)
Pessoal	(6.127)	(2.288)	(5.618)	(197)	(14.230)	(21.090)	(6.157)	(16.984)	(478)	(44.709)
Resultado de equivalência patrimonial	427				427	(86)				(86)
Depreciação / Amortização	(592)	(311)	39	(209)	(1.073)	(1.844)	(901)	(2.418)	(588)	(5.751)
Outras receitas	1.986	426	(20)	1	2.393	2.123	1.501	(20)	1	3.605
Outras despesas	(26)	374	-	-	348	(279)	374	-	-	95
EBIT	660.176	47.295	(6.793)	(728)	699.950	1.561.244	128.012	(32.578)	(2.795)	1.653.883
Depreciação / Amortização	(1.320)	(26.965)	39	(209)	(28.455)	(3.911)	(99.489)	(2.418)	(588)	(106.406)
EBITDA	661.496	74.260	(6.832)	(519)	728.405	1.565.155	227.501	(30.160)	(2.207)	1.760.289
Despesas financeiras	(40.848)	(41.174)	(11.254)	(11.892)	(104.796)	(89.825)	(129.224)	(40.677)	(42.154)	(299.548)
Encargos de dívidas	(32.133)	(31.467)	(11.000)	(6.896)	(81.496)	(79.737)	(87.778)	(39.746)	(18.528)	(225.789)
Variações cambiais	(29)	(8.142)	6	(5.066)	(13.231)	1.400	(35.612)	59	(23.077)	(57.230)
Outras	(8.686)	(1.565)	(260)	70	(10.069)	(11.488)	(5.834)	(990)	(549)	(16.529)
Receitas financeiras	3.252	1.474	3.070	258	7.682	15.435	7.202	19.990	798	41.093
Receitas de aplicações financeiras	2.597	1.203	2.537	258	6.595	10.130	6.443	16.845	787	34.205
Outras	655	271	533	-	1.087	5.305	759	3.145	11	6.888
EBT	(37.596)	(39.700)	(8.184)	(11.634)	(97.114)	(74.390)	(122.022)	(20.687)	(41.356)	(258.455)
IR / CSLL	622.580	7.595	(14.977)	(12.362)	602.836	1.486.854	5.990	(53.265)	(44.151)	1.395.428
IR / CSLL	(154.149)	(1.585)	-	(20)	(155.754)	(364.252)	(8.560)	-	(24)	(372.836)
Imposto de renda	(5.833)	(1.308)		(12)	(7.153)	(29.325)	(5.995)		(16)	(35.336)
Contribuição social	(13.954)	(1.084)		(8)	(15.046)	(40.825)	(4.071)		(8)	(44.904)
Imposto de renda diferido	(94.437)	674		-	(93.763)	(208.952)	1.753		-	(207.199)
CSLL diferido	(39.925)	133		-	(39.792)	(85.150)	(247)		-	(85.397)
Lucro líquido Consolidado	468.431	6.010	(14.977)	(12.382)	447.082	1.122.602	(2.570)	(53.265)	(44.175)	1.022.592
Participação de não controladores					(265.868)					(590.120)
Lucro líquido Alupar					181.214					432.472

Consolidação de Resultado – Regulatório

	Trimestre findo em 30/09/2020					Período findo em 30/09/2019				
	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transmínas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete / Reunidas	Consolidado	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transmínas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete / Reunidas	Consolidado
Receita operacional bruta	334.472	152.402			486.874	1.025.005	450.656			1.475.661
Receita de transmissão de energia	336.400				336.400	1.031.947				1.031.947
(-) Parcela variável	(1.928)				(1.928)	(6.942)				(6.942)
Suprimento de energia		152.402			152.402		450.656			450.656
Deduções da receita operacional bruta	(28.837)	(12.650)			(41.487)	(85.955)	(39.926)			(125.881)
PIS	(3.050)	(2.028)			(5.078)	(8.772)	(6.169)			(14.941)
COFINS	(14.083)	(9.336)			(23.419)	(40.488)	(28.452)			(68.940)
ICMS		(294)			(294)		(1.337)			(1.337)
ISS		(90)			(90)		(296)			(296)
IVA		284			284		-			-
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(7.331)	-			(7.331)	(23.240)	-			(23.240)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.189)	(303)			(1.492)	(3.748)	(943)			(4.691)
FNDCT	(1.231)	(303)			(1.534)	(3.751)	(943)			(4.694)
Ministério de minas e energia - MME	(616)	(153)			(769)	(1.876)	(472)			(2.348)
TFSEE	(1.337)	(427)			(1.764)	(4.080)	(1.314)			(5.394)
Receita operacional líquida	305.635	139.752			445.387	939.050	410.730			1.349.780
Custo do serviço	(58.563)	(86.914)			(145.477)	(175.445)	(266.198)			(441.643)
Energia comprada para revenda		(35.062)			(35.062)		(93.860)			(93.860)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(8.319)			(8.319)		(24.307)			(24.307)
CFURH		(2.261)			(2.261)		(7.300)			(7.300)
Custo dos serviços prestados	(22.379)	(14.638)			(37.017)	(66.246)	(42.202)			(108.448)
Depreciação / Amortização	(36.184)	(26.503)			(62.687)	(109.199)	(98.129)			(207.328)
Utilização do Bem Público - UBP		(131)			(131)		(400)			(400)
Lucro bruto	247.072	52.838			299.910	763.605	144.532			908.137
Despesas e receitas operacionais	(8.791)	(5.643)	(7.187)	(1.754)	(23.375)	(33.314)	(16.807)	(33.690)	(7.585)	(91.396)
Administrativas e gerais	(4.171)	(4.017)	(1.354)	(23)	(9.865)	(12.272)	(12.137)	(13.732)	(1.730)	(39.871)
Pessoal	(6.127)	(2.288)	(5.622)	(197)	(14.234)	(21.090)	(6.157)	(16.986)	(478)	(44.711)
Resultado de equivalência patrimonial	62	-	-	-	62	(205)	-	-	-	(205)
Depreciação / Amortização	(515)	(138)	(211)	(1.235)	(2.099)	(1.591)	(388)	(2.972)	(5.378)	(10.329)
Outras receitas	1.986	426	-	1	2.413	2.123	1.501	-	1	3.625
Outras despesas	(26)	374	-	-	348	(279)	374	-	-	95
EBIT	238.281	47.195	(7.187)	(1.754)	276.535	730.291	127.725	(33.690)	(7.585)	816.741
Depreciação / Amortização	(36.699)	(26.772)	(211)	(1.235)	(64.917)	(110.790)	(98.917)	(2.972)	(5.378)	(218.057)
EBITDA	274.980	73.967	(6.976)	(519)	341.452	841.081	226.642	(30.718)	(2.207)	1.034.798
Despesas financeiras	(40.189)	(40.958)	(11.217)	(11.892)	(103.884)	(86.440)	(128.550)	(40.532)	(42.154)	(295.344)
Encargos de dívidas	(31.474)	(31.251)	(10.965)	(6.896)	(80.586)	(76.356)	(87.104)	(39.603)	(18.528)	(221.591)
Variações cambiais	(29)	(8.142)	6	(5.066)	(13.231)	1.400	(35.612)	59	(23.077)	(57.230)
Outras	(8.686)	(1.565)	(258)	70	(10.067)	(11.484)	(5.834)	(988)	(549)	(16.523)
Receitas financeiras	3.252	1.377	3.069	258	7.584	15.435	6.900	19.990	798	40.791
Receitas de aplicações financeiras	2.597	1.203	2.537	258	6.595	10.130	6.443	16.845	787	34.205
Outras	655	174	532	-	989	5.305	457	3.145	11	6.586
EBT	201.344	7.614	(15.335)	(13.388)	180.235	659.286	6.075	(54.232)	(48.941)	562.188
IR / CSLL	(19.787)	(1.585)		(20)	(21.392)	(70.143)	(8.560)		(24)	(78.727)
Imposto de renda	(5.833)	(1.308)	-	(12)	(7.153)	(29.325)	(5.995)	-	-	(35.320)
Contribuição social	(13.954)	(1.084)	-	(8)	(15.046)	(40.825)	(4.071)	-	(16)	(44.912)
Imposto de renda diferido	-	674	-	-	674	(16)	1.753	-	(8)	1.729
CSLL diferido	-	133	-	-	133	23	(247)	-	-	(224)
Lucro líquido Consolidado	181.557	6.029	(15.335)	(13.408)	158.843	589.143	(2.485)	(54.232)	(48.965)	483.461
Participação de não controladores					(102.139)					(303.912)
Lucro líquido Alupar					56.704					179.549

Investimentos

No 3T20 foram realizados investimentos totais da ordem de **R\$ 659,6 mm** em nossas empresas, sendo R\$ 655,3 mm investidos no segmento de transmissão, R\$ 3,9 mm no segmento de geração, e R\$ 0,4 mm no desenvolvimento de novos negócios, ante os **R\$ 671,6 mm** registrados no 3T19, quando R\$ 578,7 mm foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 68,5 mm foram investidos no segmento de geração e R\$ 0,2 mm no desenvolvimento de novos negócios.

O volume de investimentos realizados no 3T20 reflete, principalmente, a implantação dos ativos de transmissão TPE, TCC, TCE, ETB, ESTE e TSM que juntos totalizaram **R\$ 630,9 mm** neste trimestre ante os **R\$ 401,7 mm** registrados no 3T19.

	Investimentos (R\$ MM)			
	3T20	3T19	9M20	9M19
Transmissão*	655,3	578,7	1.712,2	1.001,1
ELTE	1,1	1,1	1,5	3,9
ETAP	-	-	-	67,4
ETC	-	26,2	-	84,1
TCC	129,3	97,9	327,7	143,7
TPE	149,2	256,5	523,5	381,0
TCE	1,5	32,4	57,7	32,8
ESTE	64,8	3,6	169,3	6,4
TSM	143,7	11,4	209,4	23,0
EDTE	-	149,5	40,9	258,5
ETB ¹	142,4	-	351,5	-
ETES	12,5	-	18,3	-
ETSE	8,6	-	10,2	-
Outros	2,1	0,1	2,1	0,3
Geração	3,9	68,5	43,8	80,9
Energia dos Ventos	0,2	3,0	0,3	7,2
La Virgen	(0,5)	64,1	26,9	64,1
Eol. Agreste Potiguar	-	-	1,4	-
Outros	4,2	1,3	15,2	9,6
 Holding	0,4	0,2	0,7	1,0
Ágio**		24,2		24,2
Total	659,6	671,6	1.756,7	1.107,2

*Com exceção da TCE o valor do investimento das transmissoras é exatamente o valor contabilizado como custo de infraestrutura. **Ágio gerado na aquisição da AETE pela APAETE.

¹A transmissora ETB passou a ser contabilizada no 4T19.

Endividamento

Alupar – Holding:

No 3T20, a dívida bruta da Alupar – Holding totalizou **R\$ 821,8 mm**, 14,8% inferior aos **R\$ 964,6 mm** registrados em dez/19.

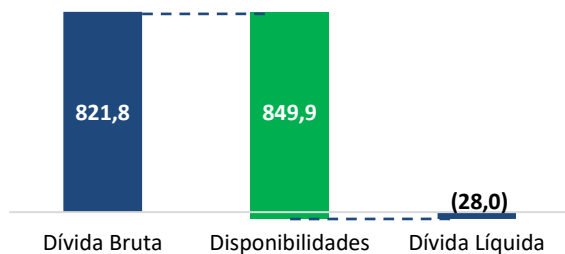
Esta variação é explicada pela:

- (i) provisão de encargos, totalizando **R\$ 17,4 mm**;
- (ii) provisão de variação monetária, no montante de **R\$ 22,2 mm**;
- (iii) amortização de principal da VI emissão de debêntures no total de **R\$ 158,6 mm** e;
- (iv) amortização de encargos da VI e VII emissão de debêntures, totalizando **R\$ 23,7 mm**.

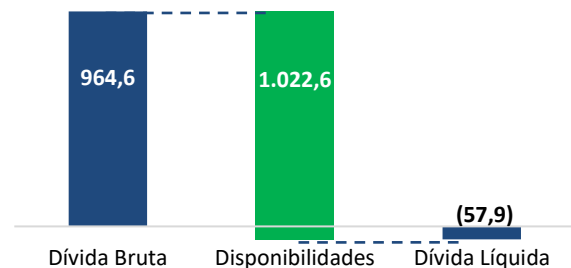
As disponibilidades e investimentos de curto prazo da Alupar - Holding totalizaram **R\$ 849,9 mm**, R\$ 172,7 mm inferior aos **R\$ 1.022,6 mm** registrados em dez/19. Esta variação é explicada principalmente pelo:

- (i) recebimento de dividendos das subsidiárias no montante de **R\$ 345,9 mm**;
- (ii) aportes de **R\$ 185,5 mm** realizados nos projetos em implantação, sendo os principais:
 - (ii.i) **R\$ 64,3 mm** na transmissora TPE;
 - (ii.ii) **R\$ 16,9 mm** na transmissora TCE;
 - (ii.iii) **R\$ 12,0 mm** na transmissora ETB e;
 - (ii.iv) **R\$ 77,2 mm** para Alupar Peru, responsável pela implantação da UHE La Virgen;
- (iii) amortização de principal da VI emissão de debêntures, totalizando **R\$ 158,6 mm**;
- (iv) amortização de encargos da VI e VI emissão de debêntures, no montante de **R\$ 23,7 mm** e;
- (v) pagamento de dividendos no total de **R\$ 96,7 mm**;

Dívida Total set/20



Dívida Total dez/19



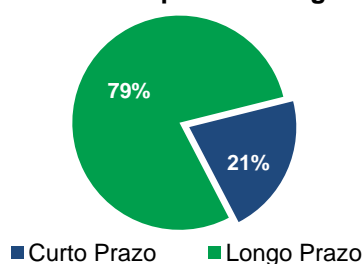
A dívida bruta da Alupar – Holding consiste 100% em emissões de debêntures, sendo indexadas por IPCA e CDI, com um perfil bem alongado, sendo aproximadamente 79% dos vencimentos alocados entre 2024 e 2025.

A dívida de curto prazo totalizou **R\$ 174,7 mm**, ante os **R\$ 161,7 mm** contabilizados em dez/19. Este montante refere-se a 2ª parcela da VI emissão de debêntures, com vencimento em 15 de abril de 2021.

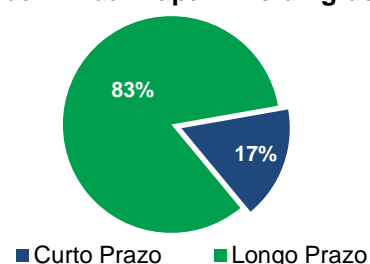
Para mais informações sobre o Endividamento da Alupar - Holding, favor verificar as Notas Explicativas 19 “Empréstimos e Financiamentos” e 20 “Debêntures” das demonstrações financeiras do 3T20.

Abaixo o perfil da dívida da Alupar – Holding:

Perfil da Dívida Alupar - Holding set/20



Perfil da Dívida Alupar - Holding dez/19



Consolidado:

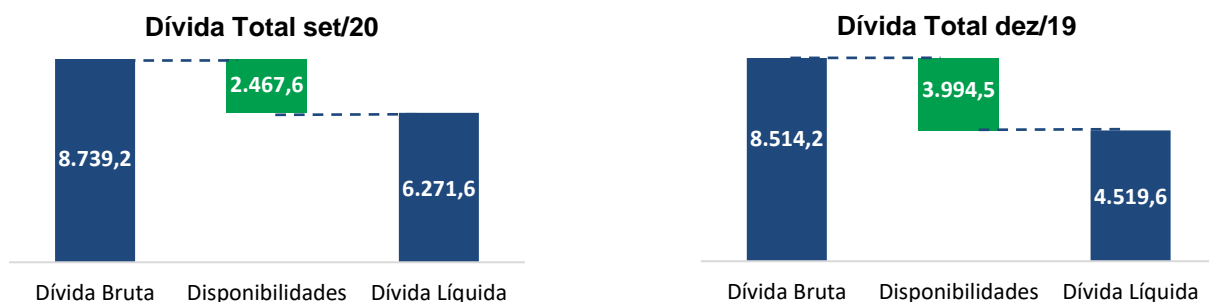
A dívida bruta consolidada da Alupar e suas subsidiárias totalizou **R\$ 8.739,2 mm** no 3T20, ante os **R\$ R\$ 8.514,2 mm** apurados em dez/19. Esta variação é explicada principalmente pela:

- (i) redução de **R\$ 142,8 mm** na Alupar - Holding, conforme explicado anteriormente;
- (ii) provisões de encargos e variações monetárias das subsidiárias, totalizando **R\$ 420,7 mm**;
- (iii) pagamentos dos encargos das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 316,5 mm**;
- (iv) amortização de principal das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 521,8 mm**;
- (v) aumento de **R\$ 294,4 mm**, decorrente da variação cambial nas dívidas da UHE La Virgen e da PCH Morro Azul e;
- (vi) novas captações, no montante de **R\$ 491,1 mm**, sendo as principais nas transmissoras TME (R\$ 200,0 mm), ECTE (R\$ 79,3 mm), ENTE (R\$ 100,0 mm) e ETEP (R\$ 89,2 mm).

As disponibilidades (caixa equivalente de caixa / investimentos de curto prazo / títulos e valores mobiliários) totalizaram **R\$ 2.467,6 mm** no 3T20, ante os **R\$ 3.994,5 mm** registrados em dez/19. Esta variação de **R\$ 1.526,9 mm** no caixa, deve-se, principalmente:

- (i) redução de **R\$ 172,7 mm** na Alupar – Holding, conforme explicado anteriormente e;
- (ii) redução de **R\$ 1.422,5 mm** no caixa das transmissoras (EDTE, ETB, TPE, TCC, ESTE, TSM e TCE), decorrente dos investimentos realizados para implantação dos ativos.

A dívida líquida registrada no 3T20 totalizou **R\$ 6.271,6 mm**, ante os **R\$ 4.519,6 mm** registrados em dez/19.



No 3T20 a dívida de curto prazo totalizou **R\$ 882,7 mm** (10,1% da dívida total), ante os **R\$ 867,6 mm** registrados em dez/19.

Dos 10,1% da dívida de curto prazo, 32,5% ou R\$ 286,9 mm são referentes a empréstimos ponte, com vencimentos até setembro/2021.

Da dívida bruta consolidada: (i) **R\$ 821,8 mm** referem-se à Alupar – Holding; (ii) **R\$ 4.280,8 mm** estão alocados nas empresas operacionais, que possuem fluxo de pagamento compatível com as respectivas gerações de caixa e; (iii) **R\$ 3.636,6 mm** referem-se aos projetos que estavam em implantação no 3T20, sendo:

R\$ 720,9 mm alocados na Alupar Peru / La Virgen para implantação da UHE La Virgen;

R\$ 176,2 mm para implantação da transmissora TCE (Colômbia);

R\$ 700,7 mm na implantação da transmissora TCC;

R\$ 1.102,7 mm para implantação da transmissora TPE;

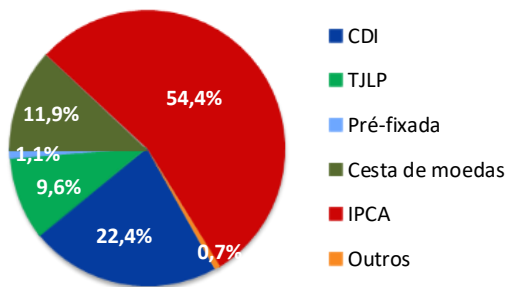
R\$ 411,6 mm para implantação da transmissora ESTE;

R\$ 524,4 mm para implantação da transmissora TSM;

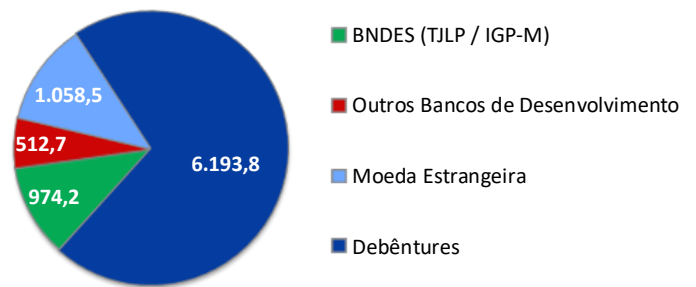
No 3T20, as emissões de debêntures corresponderam a **R\$ 6.193,8 mm** ou 71% da dívida total. As debêntures de emissões da: (i) Alupar - Holding representam um saldo de **R\$ 821,8 mm**; (ii) das subsidiárias em operação totalizaram **R\$ 2.632,5 mm** e; (iii) dos projetos que estavam em implantação no 3T20 registraram um saldo de **R\$ 2.739,5 mm**.

A dívida em moeda estrangeira totalizou **R\$ 1.058,5 mm** ou 11,9% 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 (%)

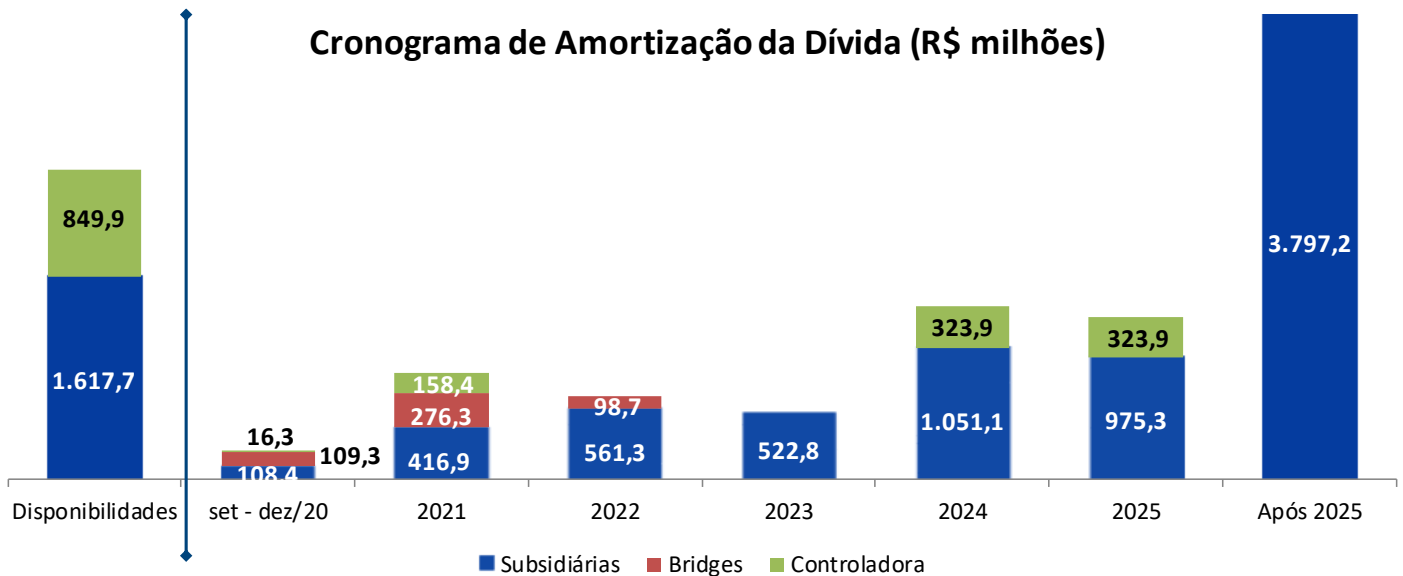


Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



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)



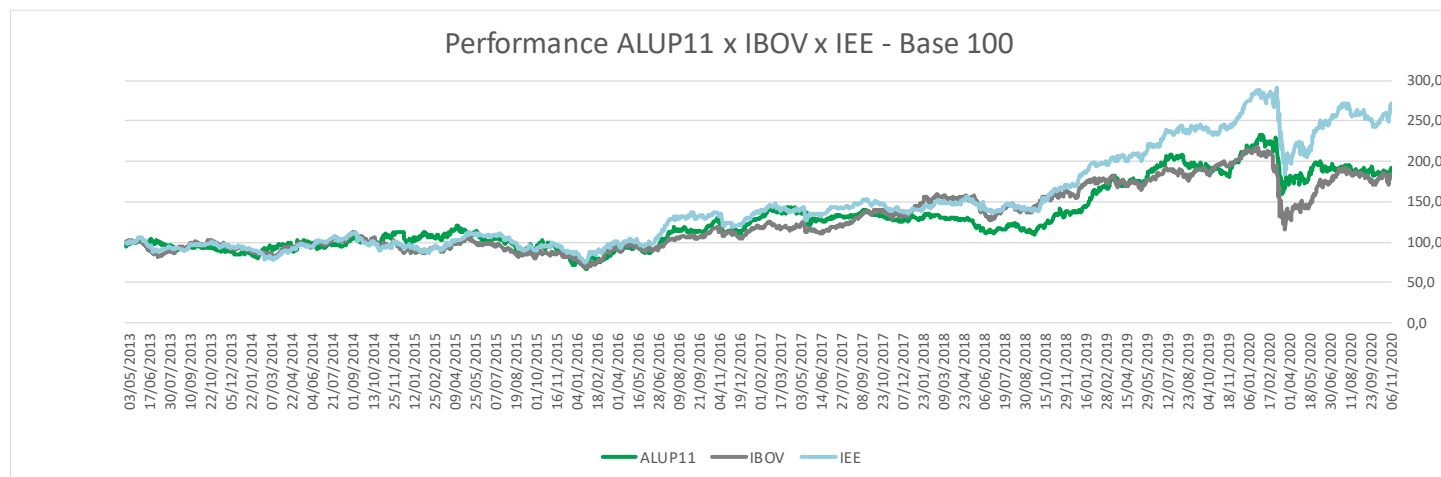
BRIDGES (MM)	2020	2021	2022
La Virgen / Alupar Inversiones	R\$ 107,5	R\$ 101,9	R\$ 98,7
TCE (Colômbia)	R\$ 1,8	R\$ 174,5	
TOTAL	R\$ 109,3	R\$ 276,8	R\$ 98,7

Fitch Ratings

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

Mercado de Capitais

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



Em todos os pregões desde nossa listagem, as Units da Alupar tiveram negociação, apresentando um volume médio diário de R\$ 9,6 milhões. Destacamos que o volume médio diário registrado de 01/01/2020 – 11/11/2020 foi de R\$ 19,8 milhões.

No dia 11 de novembro de 2020, o valor de mercado da Alupar era de R\$ 7,094 bilhões.

Informações Ambientais, Sociais e de Governança (“ESG”)

Compromisso

A Alupar possui compromisso com o desenvolvimento sustentável sendo sua missão transmitir e gerar energia com responsabilidade empresarial, social e ambiental, gerando valor para os acionistas, trazendo desenvolvimento econômico e bem-estar das pessoas. Além disso, está pautado em sua estratégia o compromisso com o crescimento sustentável através do desenvolvimento de sistemas de transmissão e projetos de geração (PCHS, parques eólicos e centrais fotovoltaicas).

Meio ambiente

Alinhada ao compromisso do desenvolvimento sustentável nas regiões onde atua, todas as operações da Alupar atendem à legislação ambiental conforme os instrumentos e ritos do processo de Licenciamento Ambiental, seguindo as resoluções do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA). Cada empreendimento tem características únicas que são respeitadas e consideradas nas avaliações ambientais de viabilidade dos empreendimentos, a fim de gerar o plano de ação mais eficiente para cada localidade.

Programas Ambientais

- Programa de Proteção da Área de Preservação Permanente e Reposição Florestal
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas
- Monitoramento e Manejo de Fauna e Flora
- Plano de Compensação Ambiental
- Monitoramento e Controle de Processos Erosivos
- Educação Ambiental e Comunicação Social
- Gerenciamento das Ações Ambientais

Preservação Ambiental

Os empreendimentos hidrelétricos em operação mantêm e conservam mais de 3 mil hectares de Área de Preservação Permanente (APP) e executaram até o momento o plantio de mais de 1,9 milhão de mudas de espécies nativas para a recuperação de suas margens e formação de novas áreas de proteção ambiental.

Créditos de Carbono

Uma ação que corrobora com a sustentabilidade dos empreendimentos de geração de energia da Alupar é o registro dos projetos para gerar créditos de carbono, negociados no mercado internacional.

Projeto Aves de São Francisco Xavier

Patrocínio do livro das “Aves de São Francisco Xavier” elaborado durante a implantação do projeto TSM – Transmissora Serra Mantiqueira S.A. Esta iniciativa sinaliza a consciência da Alupar sobre a biodiversidade na Serra da Mantiqueira, seu compromisso em conservá-la.

Social

Responsabilidade Social Covid - 19

Seguimos engajados em apoiar às comunidades onde atuamos e neste momento de pandemia promovemos um recente Programa de Voluntariado com a participação dos colaboradores da Alupar, que resultou na ajuda a 4 projetos, dentre distribuição de cestas básicas, ajuda à gestantes em condições de vulnerabilidade social, ajuda a fundo de saúde e ONG que produz máscaras para a comunidade local.

A Companhia tem realizado frequentemente, nas localidades onde atua, doações de: cestas básicas, álcool gel, kits de higiene, EPIs (Equipamentos de Proteção Individual) e máscaras;

E, em parceria com outras instituições, apoiamos o projeto para contratação de anestesistas para o Hospital das Clínicas em São Paulo e realizamos a doação de máscaras nas estações da CPTM de trem/metro em São Paulo.

Governança e Compliance

A Alupar pauta o desenvolvimento de suas atividades em elevados padrões de governança corporativa, seguindo todas as práticas utilizadas pelas companhias listadas no segmento de governança Nível 2 da B3.

- Contratação de auditores independentes para análise de balanços e demonstrativos financeiros, sendo contratados somente para este fim;
- Tag along de 100% para detentores de ações ON e PN;
- Acionistas preferencialistas votam em pautas específicas da Assembleia Geral de Acionistas;
- Conselho de Administração contendo dois Conselheiros Independentes;
- Existência de Comitê de Governança, Sucessão e ; Comitê de Finanças, e Contratação de Partes Relacionadas, bem como Comitê de Auditoria;
- Previsão no Estatuto Social de instalação de Conselho Fiscal;
- Código de Conduta, Ética & Compliance, que pauta a conduta responsável da Companhia, disponível no website;
- Programa de Integridade
- Compliance Officer
- Canal de Denúncias

Seguimos com o compromisso de gerar valor à sociedade e aos acionistas, investindo em competência técnica, forte disciplina financeira e responsabilidade social para continuar com o seu crescimento sustentável.

ANEXO 01 – SOCIETÁRIO

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2020	31/12/2019	30/09/2020	31/12/2019
Ativo				
Circulante	1.199.546	1.475.760	4.060.016	5.441.876
Caixa e equivalentes de caixa	191.751	39.474	632.296	1.025.204
Investimentos de curto prazo	658.121	983.103	1.727.186	2.864.348
Títulos e valores mobiliários	-	-	2.805	4.470
Contas a receber de clientes	37.319	51.648	365.380	346.258
Dividendos a receber	241.473	286.469	75	75
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	38.512	38.085	112.743	97.249
Outros tributos compensáveis	5.080	105	60.093	37.714
Estoques	-	-	8.244	10.445
Despesas pagas antecipadamente	37	77	6.391	5.639
Cauções e depósitos judiciais	-	-	384	384
Ativo contratual da concessão	-	-	1.033.622	951.888
Outros ativos	27.253	76.799	110.797	98.202
Não circulante	5.275.049	4.784.279	16.769.395	13.927.856
<u>Realizável a longo prazo</u>	<u>120.072</u>	<u>162.308</u>	<u>11.719.924</u>	<u>9.172.874</u>
Contas a receber de clientes	-	-	20.186	12.528
Títulos e valores mobiliários	-	-	105.285	100.493
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.187	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	3.362	2.774
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	7.832	7.008
Despesas pagas antecipadamente	-	-	11.268	12.220
Cauções e depósitos judiciais	758	678	14.854	14.965
Ativo contratual da concessão	-	-	11.538.140	9.007.266
Adiantamento para futuro aumento de capital	119.233	161.630	-	-
Outros ativos	81	-	15.810	12.433
Investimentos em controladas	4.954.532	4.403.112	-	-
Investimento em controlada em conjunto	136.872	136.958	136.872	136.958
Propriedades para investimento	7.731	7.826	7.731	7.826
Imobilizado	2.336	2.381	4.712.887	4.426.026
Intangível	53.506	71.694	191.981	184.172
Total do Ativo	6.474.595	6.260.039	20.829.411	19.369.732

Passivo

Circulante

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2020	31/12/2019	30/09/2020	31/12/2019
Circulante	317.721	447.314	1.932.509	2.085.695
Empréstimos e financiamentos	-	-	472.967	388.062
Debêntures	174.663	161.714	409.762	479.525
Fornecedores	31.335	77.866	366.682	401.370
Salários, férias e encargos sociais	5.624	4.929	35.269	39.978
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	64.300	60.633
Encargos regulatórios	-	-	63.467	60.073
Outros tributos a pagar	72	111	49.172	47.038
Passivo de arrendamento	502	473	8.066	6.071
Contribuições sociais e encargos regulatórios diferidos	-	-	77.331	63.105
Dividendos a pagar	105.495	202.197	251.907	384.599
Adiantamentos de clientes	-	-	245	5.794
Provisão para gastos ambientais	-	-	13.607	19.938
Provisões para constituição dos ativos	-	-	90.778	73.594
Provisões para contingências	-	-	305	323
Outras obrigações	30	24	28.651	55.592

Não circulante

Não circulante	655.142	810.536	10.490.629	9.743.972
Empréstimos e financiamentos	-	-	2.072.481	1.635.795
Debêntures	647.169	802.916	5.783.996	6.010.773
Passivo de arrendamento	1.270	1.687	29.220	27.892
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	341	381
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	1.522.844	1.229.499
Contribuições sociais e encargos regulatórios diferidos	-	-	1.001.742	776.022
Provisão para gastos ambientais	-	-	18.482	734
Provisões para constituição dos ativos	-	-	6.677	6.677
Provisões para contingências	6.703	5.933	16.402	14.844
Outras obrigações	-	-	38.444	41.355

Total do Passivo

Total do Passivo	972.863	1.257.850	12.423.138	11.829.667
-------------------------	----------------	------------------	-------------------	-------------------

Patrimônio líquido

Patrimônio líquido	5.501.732	5.002.189	8.406.273	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	19.481	15.450	19.481	15.450
Reservas de lucros	2.031.442	2.031.442	2.031.442	2.031.442
Lucros acumulados	432.472	-	432.472	-
Outros resultados abrangentes	101.566	38.526	101.566	38.526

Participação dos acionistas não controladores	-	-	2.904.541	2.537.876
---	---	---	-----------	-----------

Total do Passivo e Patrimônio Líquido

Total do Passivo e Patrimônio Líquido	6.474.595	6.260.039	20.829.411	19.369.732
--	------------------	------------------	-------------------	-------------------

	Controladora				Consolidado			
	Trimestre findo em		Período findo em		Trimestre findo em		Período findo em	
	30/09/2020	30/09/2019	30/09/2020	30/09/2019	30/09/2020	30/09/2019	30/09/2020	30/09/2019
Receita operacional líquida	25.363	38.385	73.093	159.886	1.491.323	1.259.026	3.735.226	3.222.687
Energia comprada para revenda	(35.820)	(44.199)	(108.872)	(168.599)	(35.062)	(35.268)	(93.860)	(188.308)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	-	-	(8.319)	(7.851)	(24.307)	(22.578)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	-	-	(2.261)	(2.326)	(7.300)	(9.306)
Custo dos serviços prestados	(279)	(404)	(1.017)	(791)	(70.220)	(65.889)	(216.905)	(184.944)
Custo de infraestrutura	-	-	-	-	(653.799)	(546.338)	(1.654.428)	(968.328)
Custo do serviço	(36.099)	(44.603)	(109.889)	(169.390)	(769.661)	(657.672)	(1.996.800)	(1.373.464)
Lucro (prejuízo) bruto	(10.736)	(6.218)	(36.796)	(9.504)	721.662	601.354	1.738.426	1.849.223
Despesas e receitas operacionais								
Administrativas e gerais	(6.773)	(7.210)	(32.558)	(25.433)	(24.880)	(29.427)	(88.157)	(82.054)
Outras receitas	(20)	-	(20)	-	2.393	535	3.605	1.994
Outras despesas	-	(1.024)	-	(1.961)	348	(1.091)	95	(2.041)
Resultado de equivalência patrimonial	206.927	232.054	522.533	785.230	427	21.867	(86)	44.846
	200.134	223.820	489.955	757.836	(21.712)	(8.116)	(84.543)	(37.255)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos	189.398	217.602	453.159	748.332	699.950	593.238	1.653.883	1.811.968
Despesas financeiras	(11.254)	(15.682)	(40.677)	(58.264)	(104.796)	(93.803)	(299.548)	(257.585)
Receitas financeiras	3.070	10.625	19.990	33.893	7.682	22.832	41.093	67.660
Resultado financeiro	(8.184)	(5.057)	(20.687)	(24.371)	(97.114)	(70.971)	(258.455)	(189.925)
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	181.214	212.545	432.472	723.961	602.836	522.267	1.395.428	1.622.043
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	-	-	(22.199)	(27.386)	(80.240)	(73.366)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	(133.555)	(93.637)	(292.596)	(255.640)
Tributos sobre o lucro	-	-	-	-	(155.754)	(121.023)	(372.836)	(329.006)
Lucro líquido do período	181.214	212.545	432.472	723.961	447.082	401.244	1.022.592	1.293.037
Atribuído aos acionistas controladores					181.214	212.545	432.472	723.961
Atribuído aos acionistas não controladores					265.868	188.699	590.120	569.076

ANEXO 02 – REGULATÓRIO

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2020	31/12/2019	30/09/2020	31/12/2019
ATIVO				
CIRCULANTE	1.199.545	1.475.760	3.022.631	4.485.835
Caixa e equivalentes de caixa	191.751	39.473	632.296	1.025.203
Investimentos de curto prazo	658.121	983.103	1.727.186	2.864.348
Títulos e valores mobiliários	-	-	2.805	4.470
Contas a receber de clientes	37.319	51.648	365.380	346.258
Partes relacionadas	-	56.000	-	-
Dividendos a receber	241.474	286.469	76	75
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	38.075	37.648	110.306	94.813
Outros tributos compensáveis	5.517	542	60.530	38.151
Estoque	-	-	8.244	8.611
Despesas pagas antecipadamente	37	78	6.391	5.640
Serviços em curso	-	-	39.772	35.032
Outros ativos	27.251	20.799	69.645	63.234
NÃO CIRCULANTE	3.510.456	3.273.487	11.976.640	10.090.709
Contas a receber de clientes	-	-	22.313	15.212
Partes relacionadas	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	119.233	161.630	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	105.285	100.493
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.187	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	3.362	2.774
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	6.803	6.876
Adiantamento a fornecedores	-	-	11.268	12.220
Estoques	-	-	-	-
Cauções e depósitos judiciais	757	677	14.853	14.964
Outros ativos	81	-	13.106	12.433
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	147.608	147.826	147.608	147.826
Investimentos em controladas	3.183.606	2.884.381	-	-
Propriedades para investimento	7.731	7.826	7.731	7.826
Imobilizado	687	308	11.273.356	9.414.863
Intangível	50.753	70.839	367.768	352.035
ATIVO TOTAL	4.710.001	4.749.247	14.999.271	14.576.544

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2020	31/12/2019	30/09/2020	31/12/2019
PASSIVO				
CIRCULANTE	317.196	446.844	1.872.881	2.040.289
Empréstimos e financiamentos	-	-	472.967	388.498
Debêntures	174.663	161.715	409.762	479.526
Arrendamentos	-	-	559	-
Fornecedores	31.335	77.865	366.682	401.369
Salários, férias e encargos sociais	5.626	4.930	35.271	39.979
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	64.220	60.555
Outros tributos a pagar	72	111	49.933	47.768
Provisões de constituição dos ativos	-	-	90.778	73.594
Dividendos a pagar	105.495	202.197	251.907	384.599
Provisão para gastos ambientais	-	-	13.607	19.938
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	63.467	60.073
Provisões para contingências	-	-	305	323
Adiantamentos de clientes	-	-	22.670	28.466
Outras obrigações	5	26	30.753	55.601
NÃO CIRCULANTE	653.872	808.850	8.026.966	7.763.472
Empréstimos e financiamentos	-	-	2.072.481	1.636.802
Debêntures	647.169	802.917	5.783.996	6.010.774
Arrendamentos	-	-	795	-
Fornecedores	-	-	850	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	341	381
Outros tributos a pagar	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	1.632	3.175
Provisões para contingências	6.703	5.933	12.438	10.877
Adiantamentos de clientes	-	-	60.756	58.623
Provisão para gastos ambientais	-	-	18.482	734
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	-	-
Provisões de constituição dos ativos	-	-	6.677	6.677
Provisão para desmantelamento	-	-	10.545	-
Outras obrigações	-	-	57.973	24.884
Provisão para passivo a descoberto	-	-	-	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.738.933	3.493.553	3.738.933	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	43.519	40.105	43.519	40.105
Reservas de lucros	497.529	498.152	497.529	498.152
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-
Lucros acumulados	179.549	-	179.549	-
Outros resultados abrangentes	101.566	38.526	101.566	38.526
Participação de acionistas não controladores	-	-	1.360.491	1.279.230
Patrimônio líquido + participação de acionistas não controlado	3.738.933	3.493.553	5.099.424	4.772.783
PASSIVO TOTAL	4.710.001	4.749.247	14.999.271	14.576.544

	Controladora				Consolidado			
	Trimestre findo em		Período findo em		Trimestre findo em		Período findo em	
	30/09/2020	30/09/2019	30/09/2020	30/09/2019	30/09/2020	30/09/2019	30/09/2020	30/09/2019
RECEITA OPERACIONAL BRUTA								
Sistema de transmissão de energia	-	-	-	-	334.472	314.511	1.025.005	892.966
Sistema de geração de energia	27.949	42.233	80.267	172.451	152.402	164.763	450.656	535.025
Prestação de serviços	-	-	-	-	-	-	-	-
	27.949	42.233	80.267	172.451	486.874	479.274	1.475.661	1.427.991
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	(2.586)	(3.848)	(7.174)	(12.565)	(41.487)	(41.762)	(125.881)	(117.591)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	25.363	38.385	73.093	159.886	445.387	437.512	1.349.780	1.310.400
CUSTO DO SERVIÇO								
Custo com energia elétrica								
Energia comprada para revenda	(35.820)	(44.199)	(108.872)	(168.599)	(35.062)	(35.268)	(93.860)	(188.308)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	-	-	(8.319)	(7.851)	(24.307)	(22.578)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	-	-	(2.261)	(2.326)	(7.300)	(9.306)
Custo de operação								
Custo dos serviços prestados	(279)	(404)	(1.017)	(791)	(37.017)	(38.844)	(108.448)	(103.048)
Custo de infraestrutura	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação / amortização	-	-	-	-	(62.818)	(57.840)	(207.728)	(165.611)
	(36.099)	(44.603)	(109.889)	(169.390)	(145.477)	(142.129)	(441.643)	(488.851)
LUCRO BRUTO	(10.736)	(6.218)	(36.796)	(9.504)	299.910	295.383	908.137	821.549
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS								
Administrativas e gerais	(7.187)	(7.210)	(33.690)	(25.433)	(26.198)	(29.257)	(94.911)	(82.159)
Equivalência patrimonial	82.775	91.590	270.577	280.027	62	3.017	(205)	8.454
Outras receitas	-	-	-	-	2.413	564	3.625	2.055
Outras despesas	-	(1.024)	-	(1.961)	348	(1.092)	95	(2.042)
	75.588	83.356	236.887	252.633	(23.375)	(26.768)	(91.396)	(73.692)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	64.852	77.138	200.091	243.129	276.535	268.615	816.741	747.857
Despesas financeiras	(11.217)	(15.682)	(40.532)	(58.264)	(103.884)	(93.803)	(295.344)	(257.585)
Receitas financeiras	3.069	10.625	19.990	33.893	7.584	22.833	40.791	67.660
	(8.148)	(5.057)	(20.542)	(24.371)	(96.300)	(70.970)	(254.553)	(189.925)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	56.704	72.081	179.549	218.758	180.235	197.645	562.188	557.932
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	-	-	(22.199)	(27.384)	(80.240)	(71.815)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	807	(4.267)	1.513	10.990
	-	-	-	-	(21.392)	(31.651)	(78.727)	(60.825)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	56.704	72.081	179.549	218.758	158.843	165.994	483.461	497.107
Atribuído aos acionistas controladores	56.704	72.081	179.549	218.758	56.704	72.081	179.549	218.758
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	102.139	93.913	303.912	278.349
	56.704	72.081	179.549	218.758	158.843	165.994	483.461	497.107

ANEXO 03 – IFRS X REGULATÓRIO

	Trimestre findo em 30/09/2020			Período findo em 30/09/2020		
	Consolidado IFRS	Consolidado Regulatório	Variação	Consolidado IFRS	Consolidado Regulatório	Variação
Receita operacional bruta	1.637.498	486.874	1.150.624	4.107.058	1.475.661	2.631.397
Receita de transmissão de energia	82.922	336.400	(253.478)	221.234	1.031.947	(810.713)
Receita de infraestrutura	980.233		980.233	2.474.733		2.474.733
Remuneração do Ativo de Concessão	423.869		423.869	967.377		967.377
Suprimento de energia	152.402	152.402	-	450.656	450.656	-
(-) Parcela variável	(1.928)	(1.928)	-	(6.942)	(6.942)	-
Deduções da receita operacional bruta	(146.175)	(41.487)	(104.688)	(371.832)	(125.881)	(245.951)
PIS / COFINS	(28.497)	(28.497)	-	(83.881)	(83.881)	-
PIS / COFINS diferido	(98.641)	-	(98.641)	(238.169)	-	(238.169)
ICMS	(294)	(294)	-	(1.337)	(1.337)	-
ISS	(90)	(90)	-	(296)	(296)	-
IVA	284	284	-	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	(7.331)	(7.331)	-	(23.240)	(23.240)	-
Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(4.737)	-	(4.737)	(5.207)	-	(5.207)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.534)	(1.492)	(42)	(4.753)	(4.691)	(62)
FNDCT	(1.534)	(1.534)	-	(4.694)	(4.694)	-
Ministério de minas e energia - MME	(769)	(769)	-	(2.348)	(2.348)	-
TFSEE	(1.764)	(1.764)	-	(5.394)	(5.394)	-
TFSEE Diferido	(1.268)	-	1.268	(2.513)	-	2.513
Receita operacional líquida	1.491.323	445.387	1.045.936	3.735.226	1.349.780	2.385.446
Custo do serviço	(769.661)	(145.477)	(624.184)	(1.996.800)	(441.643)	(1.555.157)
Energia comprada para revenda	(35.062)	(35.062)	-	(93.860)	(93.860)	-
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(8.319)	(8.319)	-	(24.307)	(24.307)	-
CFURH	(2.261)	(2.261)	-	(7.300)	(7.300)	-
Custo dos serviços prestados	(42.838)	(37.017)	(5.821)	(116.250)	(108.448)	(7.802)
Custo de infraestrutura	(653.799)		(653.799)	(1.654.428)		(1.654.428)
Depreciação / Amortização	(27.251)	(62.687)	35.436	(100.255)	(207.328)	107.073
Utilização do Bem Público - UBP	(131)	(131)	-	(400)	(400)	-
Lucro bruto	721.662	299.910	421.752	1.738.426	908.137	830.289
Despesas e receitas operacionais	(21.712)	(23.375)	1.663	(84.543)	(91.396)	6.853
Administrativas e gerais	(9.577)	(9.865)	288	(37.697)	(39.871)	2.174
Pessoal	(14.230)	(14.234)	4	(44.709)	(44.711)	2
Resultado de equivalência patrimonial	427	62	365	(86)	(205)	119
Depreciação / Amortização	(1.073)	(2.099)	1.026	(5.751)	(10.329)	4.578
Outras receitas	2.393	2.413	(20)	3.605	3.625	(20)
Outras despesas	348	348	-	95	95	-
EBIT	699.950	276.535	423.415	1.653.883	816.741	837.142
Depreciação / Amortização	(28.455)	(64.917)	36.462	(106.406)	(218.057)	111.651
EBITDA	728.405	341.452	386.953	1.760.289	1.034.798	725.491
Despesas financeiras	(104.796)	(103.884)	(912)	(299.548)	(295.344)	(4.204)
Receitas financeiras	7.682	7.584	98	41.093	40.791	302
	(97.114)	(96.300)	(814)	(258.455)	(254.553)	(3.902)
EBT	602.836	180.235	422.601	1.395.428	562.188	833.240
IR / CSLL	(155.754)	(21.392)	(134.362)	(372.836)	(78.727)	(294.109)
IR / CSLL	(22.199)	(22.199)	-	(80.240)	(80.232)	(8)
IR / CSLL Diferido	(133.555)	807	(134.362)	(292.596)	1.505	(294.101)
Lucro líquido Consolidado	447.082	158.843	288.239	1.022.592	483.461	539.131
Participação de não controladores	(265.868)	(102.139)	(163.729)	(590.120)	(303.912)	(286.208)
Lucro líquido Alupar	181.214	56.704	124.510	432.472	179.549	252.923