

# Informe de Resultados 3T2020

**COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA – CEEE-GT**

**Data de publicação do 3º ITR:** 13 de novembro de 2020.

**Data de publicação do Informe de Resultados:** 18 de novembro de 2020.

**Diretor responsável pela informação:**

Diretor Presidente: Marco da Camino Ancona Lopez Soligo.

**Períodos analisados:**

3º Trimestre 2020 x 3º Trimestre 2019

9M2020 x 9M2019

Em 13 de novembro de 2020, na cidade de Porto Alegre, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) divulgou o resultado do 3T2020. As informações econômico-financeiras aqui apresentadas estão de acordo com a legislação e as normas contábeis aplicadas. As comparações são realizadas com o 3T2019 e os valores são expressos em milhares de reais (mil R\$), salvo quando indicado de outra forma.

## SUMÁRIO

<b>DESTAQUES:</b> .....	3
<b>1. CONTEXTO OPERACIONAL</b> .....	3
1.1 Composição Acionária .....	4
1.2 Estrutura Societária .....	4
1.3 Dados de Mercado .....	5
i) Geração .....	5
a) Comercialização de Energia .....	5
b) Reajuste Tarifário (Ciclo 2020/2021) .....	5
c) Indicadores de Geração .....	7
a) Revisão e Reajuste Tarifário (Ciclo 2020/2021) .....	8
b) Desempenho Técnico Operacional (O&M) .....	9
c) Investimentos .....	10
<b>2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO</b> .....	11
2.1 Demonstrativo do Resultado .....	11
2.1.1 Principais Variações nos Trimestres .....	11
a) Receita Operacional Líquida .....	11
a) Custos e Despesas Gerenciáveis (PMSO) .....	14
2.2 EBITDA .....	19
<b>3. ENDIVIDAMENTO</b> .....	20
3.1 Dívida .....	20
3.2 Cronograma de pagamento .....	20
<b>4. FLUXO DE CAIXA INDIRETO</b> .....	21
4.1 Investimentos .....	22

## DESTAQUES:

Os principais destaques foram:

- ✓ No 3T2020, Receita Operacional Líquida de R\$ 272,1 M, redução de R\$ 27,0 M vs. R\$ 299,1 M no 3T2019;
- ✓ No 3T2020, aumento de 5,6% no volume de energia vendida;
- ✓ No 3T2020, EBITDA de R\$ 216,9 M, incremento de R\$ 68,4 M vs. R\$ 148,6 M no 3T2019;
- ✓ No 3T2020, lucro líquido de R\$ 170,9 M, incremento de R\$ 81,5 M vs. R\$ 89,4 M no 3T2019.

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	INDICADORES	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
2.731.978	2.403.469	328.509	13,7%	Energia Vendida (MWh)	899.371	851.902	47.469	5,6%
1.252.374	1.000.297	252.077	25,2%	Receita Operacional Bruta	348.114	367.011	(18.897)	-5,1%
1.043.892	815.492	228.400	28,0%	Receita Operacional Líquida	272.144	299.111	(26.967)	-9,0%
(109.608)	(77.406)	(32.202)	41,6%	Custo com Energia Comprada	(35.777)	(32.194)	(3.583)	11,1%
618.647	341.640	277.007	81,1%	EBITDA	216.935	148.552	68.384	46,0%
258.213	265.991	(7.778)	-2,9%	Lucro Líquido	170.942	89.406	81.536	91,2%

## 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A CEEE-GT atua nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, através do contrato de concessão nº 025/2000, no segmento de geração, além dos contratos nº 055/2001 e nº 080/2002, no segmento de transmissão. A Companhia possui, no segmento de geração, sob seu comando 15 usinas hidrelétricas e 12 participações societárias que, juntas, somam a potência total de 1.253,7MW. No segmento de transmissão, a CEEE-GT possui equipamentos sob sua concessão distribuídos em 74 subestações. Todas estão situadas no Estado do Rio Grande do Sul, com 172 transformadores, que totalizam uma potência instalada de 10.595,8 MVA, e outros 1.047 MVA oriundos de participação em investimentos. A Companhia opera 5.919 km de extensão de linhas de transmissão em tensões de 230 kV, 138 kV e 69 kV, que são suportadas por 15.113 estruturas, além de ter participação em outros 494 km de linhas de transmissão, em 5 empreendimentos, totalizando 6.413 km de linhas de transmissão.

## 1.1 Composição Acionária

A CEEE Geração e Transmissão é controlada pela CEEE-Par, *holding* não operacional, sociedade de economia mista, cujo acionista majoritário é o Governo do Estado do Rio Grande do Sul, e tem entre seus investidores a Eletrobras, o maior grupo brasileiro de energia elétrica.

ACIONISTA	AÇÕES ORDINÁRIAS		AÇÕES PREFERENCIAIS		TOTAL	
	EEEL3 (ON)	Percentual	EEEL4 (PN)	Percentual	ON e PN	Percentual
CEEE-Par	6.380.821	67,11	1.087	0,71	6.381.908	66,06
ELETROBRAS	3.067.035	32,26	87.639	57,17	3.154.674	32,65
CUSTÓDIA EM BOLSA - B3	26.765	0,28	13.026	8,50	39.791	0,41
MUNICÍPIOS	32.918	0,35	50.434	32,90	83.352	0,86
OUTROS	431	0,00	1.101	0,72	1.532	0,02
<b>TOTAL</b>	<b>9.507.970</b>	<b>100,00</b>	<b>153.287</b>	<b>100,00</b>	<b>9.661.257</b>	<b>100,00</b>

**Fonte:** Itaú Corretora de Valores S.A. - Serviço de Escrituração de Ações

Data base de setembro de 2020. São 363 acionistas, sendo 140 pessoas físicas, 82 pessoas jurídicas, 129 prefeituras e 12 Estatais.

## 1.2 Estrutura Societária

A estrutura societária da CEEE-GT compreende as suas participações, conforme tabela a seguir:

Participação	Segmento	Status Empreendimento	Estado	Capacidade Instalada MW	Participação CEEE em MW	Participação CEEE %	Consolidação
Ceran - Cia Energética do Rio das Antas	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	360	108	30,00	Equivalência Patrimonial
Chapecoense - UHE Foz do Chapecó	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	855	77	9,00	Equivalência Patrimonial
Enercan - Campos Novos Energia	Geração	Em Operação	Santa Catarina	880	57	6,51	Equivalência Patrimonial
Jaguari Energética	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	50	5	10,50	Equivalência Patrimonial
Palmares	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	57,5	6	10,00	Equivalência Patrimonial
Ventos da Lagoa	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	57,5	6	10,00	Equivalência Patrimonial
Ventos do Litoral	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	57,5	6	10,00	Equivalência Patrimonial
Ventos do Sul	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	150	15	10,00	Equivalência Patrimonial
Ventos dos Índios	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	52,9	5	10,00	Equivalência Patrimonial
Ventos de Curupira	Geração	Paralisado	Rio Grande do Sul	23,1	23	99,99	Equivalência Patrimonial
Ventos de Povo Novo	Geração	Paralisado	Rio Grande do Sul	8,4	8	99,99	Equivalência Patrimonial
Ventos de Vera Cruz	Geração	Paralisado	Rio Grande do Sul	21	21	99,99	Equivalência Patrimonial
<b>Total</b>				<b>2.573</b>	<b>338</b>		

Participação	Segmento	Status Empreendimento	Estado	Extensão de Rede(Km)	Participação CEEE em KM de Rede	Participação CEEE %	Consolidação
TESB- Transmissora de Energia Sul Brasil	Transmissão	Em Construção	Rio Grande do Sul	102	97	94,79	Equivalência Patrimonial
TPAE - Transmissora Porto Alegrense de Energia Elétrica	Transmissão	Em Operação	Rio Grande do Sul	11,3	2	9,65	Equivalência Patrimonial
FOTE- Fronteira Oeste Transmissora de Energia	Transmissão	Em Construção	Santa Catarina	285	140	49,00	Equivalência Patrimonial
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia	Transmissão	Em Operação	Santa Catarina	487	239	49,00	Equivalência Patrimonial
ETAU- Empresa de Transmissão do Alto Uruguai	Transmissão	Em Operação	Santa Catarina	188	19	10,00	Equivalência Patrimonial
<b>Total</b>				<b>1.073</b>	<b>496</b>		

### 1.3 Dados de Mercado

#### i) Geração

##### a) Comercialização de Energia

No segmento de geração, a CEEE-GT comercializou 899.371 MWh no 3T2020, ao preço médio de R\$ 128,58/MWh. No mesmo período do exercício anterior, a venda de energia foi de 851.902 MWh, ao preço médio de R\$ 123,65/MWh, o que representa um aumento de 5,6% no volume de energia negociado. O preço médio de venda foi 4,0% superior, oriundo principalmente de variações de preço nos contratos de Cotas e de um maior volume de energia vendida no ACL.

9M2020			9M2019			Receita Venda de Energia Geração	3T2020			3T2019		
Montante	Valor	Preço Médio	Montante	Valor	Preço Médio		Montante	Valor	Preço Médio	Montante	Valor	Preço Médio
MWh	(Em mil R\$)	(R\$/MWh)	MWh	(Em mil R\$)	(R\$/MWh)		MWh	(Em mil R\$)	(R\$/MWh)	MWh	(Em mil R\$)	(R\$/MWh)
1.287.060	R\$ 239.853	186,36	963.605	R\$ 184.789	191,77	CCEALS	414.216	R\$ 77.936	188,15	366.747	R\$ 70.931	193,41
1.444.918	R\$ 104.879	72,58	1.439.864	R\$ 102.022	70,86	COTAS	485.155	R\$ 37.702	77,71	485.155	R\$ 34.407	70,92
2.731.978	R\$ 344.731	126,18	2.403.469	R\$ 286.811	119,33	Totais	899.371	R\$ 115.637	128,58	851.902	R\$ 105.338	123,65

Ao longo dos 9M2020 verifica-se um aumento de 13,7% no montante energético comercializado em relação ao mesmo período do ano passado, fato associado à estratégia utilizada pela Companhia em manter menor volume de energia descontratada. Além disso, foram realizadas operações de venda de energia adicional ao longo de 2020, com o intuito de acessar créditos existentes na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e que não eram recebidos devido à recorrente inadimplência nas liquidações do Mercado de Curto Prazo.

No 3T2020 a Companhia comprou 91.190 MWh de energia, ao preço médio de R\$ 203,01/MWh, ante 58.137 MWh, ao preço médio de R\$ 217,45/MWh, no 3T2019. O aumento do volume de energia comprada se deve a aquisição de energia adicional no período de julho a outubro de 2020, visando mitigação das exposições energéticas esperadas devido à incidência do GSF. Outra parcela de energia comprada está associada à aquisição da cota-parte de energia em empreendimento em que a Companhia é acionista (ENERCAN), esta sem variações importantes entre os períodos.

9M2020			9M2019			Despesa Compra de Energia Geração	3T2020			3T2019		
Montante	Valor	Preço Médio	Montante	Valor	Preço Médio		Montante	Valor	Preço Médio	Montante	Valor	Preço Médio
MWh	(Em mil R\$)	(R\$/MWh)	MWh	(Em mil R\$)	(R\$/MWh)		MWh	(Em mil R\$)	(R\$/MWh)	MWh	(Em mil R\$)	(R\$/MWh)
188.558	R\$ 41.077	217,85	155.183	R\$ 32.823	211,51	CCEALS	91.190	R\$ 18.513	203,01	58.137	R\$ 12.642	217,45

##### b) Reajuste Tarifário (Ciclo 2020/2021)

A Companhia possui 12 usinas vinculadas ao sistema de cotas, oriundo da Lei Nº 12.783/2013, com receita regulada pela ANEEL. Os valores da Receita Anual de Geração (RAG) são

homologados anualmente, com vigência de 01 de julho do ano da homologação a 30 de junho do ano subsequente.

A RAG contempla todos os custos regulatórios esperados nas usinas durante o período de sua vigência, com destaque para os Custos de Operação e Manutenção (GAG O&M) e para os Custos com Melhorias (GAG Melhorias). Esses valores são necessários para a manutenção da qualidade e da continuidade da prestação do serviço pelas hidrelétricas. Adicionalmente, fazem parte da RAG o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) – que contempla despesas esperadas com aluguéis, veículos e sistemas de informática –, os Encargos de Uso e de Conexão aos Sistemas de Transmissão ou Distribuição e outros encargos (P&D, Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica), além de eventuais Ajustes por Indisponibilidade Apurada ou pelo Desempenho Apurado.

Para o ciclo 2020-2021, a Resolução Homologatória ANEEL Nº 2.746, de 28 de julho de 2020, definiu a Receita Anual de Geração para o período de julho de 2020 a junho de 2021. A Receita Homologada passou de R\$ 118,42 M para R\$ 132,48 M, um aumento de R\$ 14,07 M ou 11,9%, conforme apresentado na tabela a seguir.

Receita Homologada R\$ Milhões	REH 2.746/2020 2020/2021	REH 2.587/2019 2019/2020	Δ R\$	Δ %
Bugres	4,5	4,2	0,2	5,5%
Canastra	11,9	11,1	0,8	7,5%
Capigui	2,2	2,1	0,1	5,2%
Ernestina	2,4	2,3	0,1	3,7%
Forquilha	0,8	0,7	0,0	6,6%
Guarita	1,1	1,0	0,1	12,5%
Herval	0,8	0,7	0,1	7,0%
Ijuizinho	0,8	0,7	0,0	6,6%
Jacuí	53,6	49,3	4,4	8,8%
Passo do Inferno	0,8	0,9	-0,0	-2,8%
Passo Real	52,7	44,5	8,1	18,3%
Santa Rosa	0,9	0,8	0,1	6,8%
<b>TOTAL</b>	<b>132,5</b>	<b>118,4</b>	<b>14,1</b>	<b>11,9%</b>

Fonte: Diretoria de Geração

Dentre as principais rubricas, a GAG O&M aumentou 1,8% (de R\$ 45,7 M para R\$ 46,5 M) e a GAG Melhorias aumentou 6,8% (de R\$ 47,0 M para R\$ 50,2 M).

Usina	GAG	GAG	CAIMI	Uso (D ou T)	Conexão	Ajl	Ajustes	TFSEE	P&D	RAG TOTAL (R\$)
	O&M	Melhoria			(D ou T)					
Bugres	1.736.473,50	1.645.224,25	119.473,28	840.420,00	-	-	63.027,71	14.256,79	44.491,10	<b>4.463.366,63</b>
Canastra	4.347.645,74	5.332.695,68	456.620,01	1.314.720,00	108.091,33	-	185.839,92	41.291,21	118.642,55	<b>11.905.546,43</b>
Capigui	935.562,45	1.118.164,28	42.000,00	274.780,80	-	-209.572,67	31.889,72	7.672,18	22.149,74	<b>2.222.646,50</b>
Ernestina	1.189.178,54	894.287,60	51.571,20	350.784,00	-	-128.102,24	31.990,61	8.155,70	24.138,48	<b>2.422.003,90</b>
Forquilha	340.483,99	283.892,04	42.000,00	80.388,00	-	-	10.304,97	2.706,72	7.647,16	<b>767.422,89</b>
Guarita	488.829,10	429.328,80	42.000,00	128.620,80	-	9.601,58	15.578,18	3.941,35	11.252,11	<b>1.129.151,92</b>
Herval	442.747,19	234.712,42	42.000,00	108.889,20	1.212,35	-71.945,96	14.051,83	2.646,26	7.794,62	<b>782.107,91</b>
Ijuizinho	341.557,27	283.808,50	42.000,00	73.080,00	-	-	10.304,97	2.710,68	7.583,34	<b>761.044,77</b>
Jacuí	19.897.419,20	24.735.740,41	1.933.920,02	3.477.600,00	1.602.044,82	610.727,25	665.985,00	191.375,17	534.580,17	<b>53.649.392,05</b>
Passo do Inferno	414.174,91	347.624,12	42.000,00	80.388,00	-	-80.379,90	12.497,40	2.943,67	8.245,50	<b>827.493,69</b>
Passo Real	15.923.492,17	14.510.277,08	1.697.552,02	18.006.312,00	331.887,02	1.049.505,35	507.544,09	134.753,48	525.520,91	<b>52.686.844,12</b>
Santa Rosa	417.426,96	363.145,30	42.000,00	102.312,00	-	-82.257,23	12.454,69	3.011,08	8.637,19	<b>866.729,99</b>
<b>Total</b>	<b>46.474.991,03</b>	<b>50.178.900,48</b>	<b>4.553.136,53</b>	<b>24.838.294,80</b>	<b>2.043.235,52</b>	<b>1.097.576,17</b>	<b>1.561.469,10</b>	<b>415.464,29</b>	<b>1.320.682,86</b>	<b>132.483.750,79</b>

### c) Indicadores de Geração

- **DGH60 (Disponibilidade de Geração Hidrelétrica – média 60 meses)**

Evolução 2017 - 2020:

Ano/Mês	2017/12	2018/12	2019/12	2020/01	2020/02	2020/03	2020/04	2020/05	2020/06	2020/07	2020/08	2020/09
<b>Realização</b>	94,14	93,97	93,55	93,42	93,27	92,99	93,36	93,47	93,50	93,59	93,51	93,44
<b>Meta Anual</b>	90,27	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43	92,43

O indicador mantém-se, historicamente, acima da meta de 92,43%, sendo que esse bom desempenho deve ser observado ao longo de 2020.

- **TFM (Taxa de Falhas Médias)**

Evolução 2017 - 2020:

Ano/Mês	2017/12	2018/12	2019/12	2020/01	2020/02	2020/03	2020/04	2020/05	2020/06	2020/07	2020/08	2020/09
<b>Realização</b>	6,08	4,01	4,48	3,19	1,65	1,88	1,42	3,18	2,67	2,60	2,98	3,07
<b>Limite Anual</b>	7	7	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5

Historicamente, o indicador apresenta desempenho melhor do que o limite estabelecido, o que se observa também em 2020.



## Transmissão

### a) Revisão e Reajuste Tarifário (Ciclo 2020/2021)

No segmento de transmissão, a Receita Anual Permitida (RAP) da CEEE-GT é oriunda dos Contratos de Concessão nº 055/2001 e nº 080/2002.

A Receita Anual Permitida (RAP) é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação do serviço de transmissão de energia elétrica a partir da entrada em operação comercial das instalações, conforme previsto no contrato de concessão. A RAP é dividida em Rede Básica de Novas Instalações (RBNI), Rede Básica Sistema Existente (RBSE) e Receita de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT). A RBNI é referente às Novas Instalações da Transmissão, que entraram em operação a partir de janeiro de 2013. A RBSE diz respeito aos ativos não depreciados de maio de 2000 até o final de dezembro de 2012, definidos no Anexo da Resolução nº 166, de 31 de maio de 2000, convalidados pela Lei nº 12.783/13. Esses dois conjuntos de ativos geram a maior parcela da RAP. A Receita de Conexão ao Sistema de Transmissão é a remuneração que a transmissora recebe dos usuários conectados às Demais Instalações de Transmissão (DIT) pela prestação do serviço de transmissão. As DIT's são compostas, por exemplo, por linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, não integrantes da Rede Básica. O crescimento da receita é devido à variação do IPCA e à entrada em operação de projetos de reforços e melhorias.

Em 15 de julho de 2020, foi emitida a Resolução Homologatória 2.725/2020, que reconhece à CEEE-GT uma Receita Anual Permitida (RAP) de R\$ 868,7 M, adicionada a uma parcela de ajuste (conceitualmente, que remunera eventos do passado) de R\$ 138,1 M, que será recebida por três ciclos tarifários, o atual e mais dois, ou seja, até 30 de junho de 2023.

A nova RAP totaliza R\$ 1.006,5 M, representando um incremento de 38,1% sobre os R\$ 729,3 M, e é percebida desde de julho de 2020 até junho de 2021. Além do incremento devido às entradas em operação de projetos de reforços e melhorias e da variação do IPCA, esse reajuste foi positivamente impactado pelo resultado da Revisão Tarifária Periódica da Transmissora (RTP), referente ao Contrato de Concessão 055/2001, publicada pela REH 2.709/2020.

Do valor da parcela de ajuste, 41% (R\$ 56,6 M) diz respeito à remuneração do custo do capital próprio sobre o valor dos ativos da RBSE desde a prorrogação da concessão. Os outros 46% (R\$ 63,5 M) dizem respeito aos valores devidos sobre a RBNI que não foram recebidos em 2018 (data base da Revisão Tarifária Periódica) e que não haviam sido recebidos nos anos de 2018 e 2019.

O Contrato de Concessão 080/2002 entrou em seu 16º ano em operação e refletiu uma redução de 50% da RAP (receita degrau), previsto no contrato.



Segue, abaixo, quadro resumo dos valores homologados para o reajuste do ciclo 2020/2021:

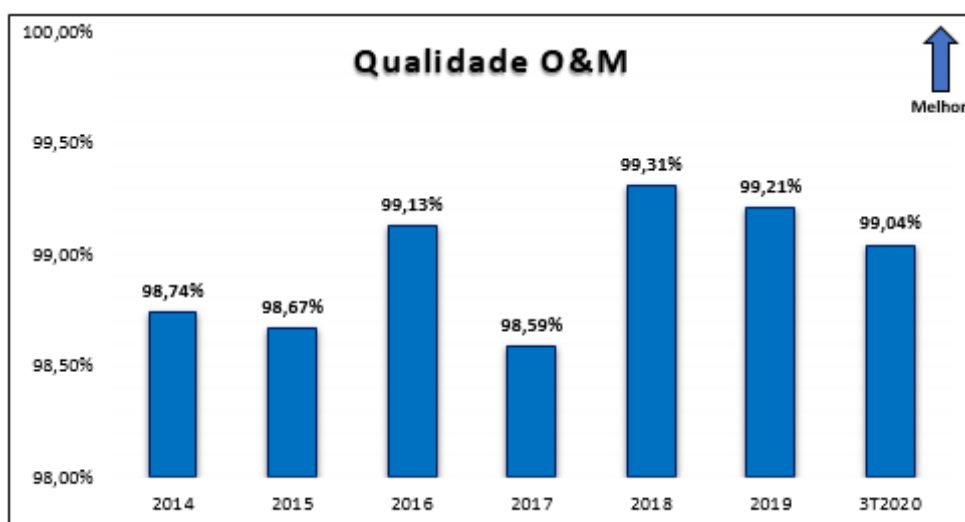
Receita Homologada - R\$ Milhões	REH 2527/2020	REH 2565/2019	Δ R\$	Δ %
<b>Receita Anual Permitida Contrato 055/2001</b>	992,0	676,8	315,2	46,6%
Receita de Uso	355,8	297,3	58,6	19,7%
Portaria RT 120/2016 (remuneração RBSE)	376,8	304,2	72,6	23,9%
Receita de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT	121,3	102,4	18,9	18,5%
Parcela de Ajuste 055/2001	138,1	-27,0	165,1	-611,1%
<b>Receita Anual Permitida Contrato 080/2002</b>	14,5	24,4	-9,9	-40,7%
Receita de Uso	14,8	25,5	-10,7	-41,8%
Parcela de Ajuste 080/2002	-0,3	-1,0	0,7	-70,3%
<b>Receita Anual Permitida (homologada)</b>	<b>868,7</b>	<b>729,3</b>	<b>139,4</b>	<b>19,1%</b>
<b>Receita Anual Permitida (percebida)</b>	<b>1006,5</b>	<b>701,3</b>	<b>305,2</b>	<b>43,5%</b>

Fonte: Diretoria de Transmissão

## b) Desempenho Técnico Operacional (O&M)

O segmento de Transmissão tem apresentado bom desempenho técnico-operacional nos últimos anos. No 3T2020, a Transmissão alcançou 99,04% no indicador de Qualidade da Operação e Manutenção (O&M), conforme gráfico abaixo. O resultado é bastante positivo, apresentando uma perda de receita no patamar de apenas 0,96% por eventos de O&M.

O Indicador de Qualidade da Operação e Manutenção indica o impacto das indisponibilidades operacionais nos resultados e consiste no índice percentual remanescente da receita, após os descontos decorrentes da Parcela Variável (PV) e da Qualidade DIT dos eventos de O&M. O indicador apresenta o desempenho consolidado da Transmissão, não considerando participações em coligadas e controladas.



### c) Investimentos

Os investimentos da Área de Transmissão da CEEE-GT se concentram em projetos de reforços e melhorias. Nos últimos 5 anos, a Companhia investiu uma média de R\$ 90 M por ano com RAP média associada de R\$ 12,5 M ano. Os investimentos não são lineares ao longo do tempo, pois são vinculados às Resoluções Autorizativas da ANEEL.

A Companhia prevê investimentos na ordem de R\$ 1,43 bilhões nos próximos cinco anos visando atender as obras consolidadas no Plano de Outorga de Transmissão de Energia Elétrica 2018 (POTEE 2018).

No 3T2020, a Companhia e a TESB (controlada) investiram, em conjunto, R\$ 14,5 M, totalizando R\$ 36 M no acumulado de 2020, em ampliações, reforços e melhorias dos ativos da concessão.

Vários investimentos tiveram seu início de desembolso financeiro postergado de 2020 para 2021, devido à falta de emissão de atos autorizativos por parte do Poder Concedente no primeiro semestre de 2020. Isso resultou em frustração na realização do investimento de mais de R\$ 22 M no ano corrente.

Ainda em relação ao rol de obras consolidadas no POTEE 2018, a Transmissão protocolou, ao longo dos anos de 2019 e 2020, 12 formulários (PRORETs<sup>1</sup>) na ANEEL, que contêm informações detalhadas acerca do escopo, do custo e dos prazos para a execução das referidas obras. Destas 12 obras, conforme tabela abaixo, a ANEEL emitiu, até o presente momento, duas Resoluções Autorizativas, com valor conjunto de investimento de R\$ 135,8 M. Por sua vez, os demais PRORETs continuam em análise pela Agência.

Empreendimentos	Status	Data do Protocolo ou N° da REA	Investimentos Estimados (milhões)			
			Parcial	Total		
SE Porto Alegre 9 (PAL 9) / 2º TR	Em Análise pela ANEEL	23/04/2019	R\$ 613,7	R\$ 749,5		
SE Porto Alegre 6 (PAL 6)		17/04/2020				
SE Porto Alegre 13 (PAL 13)						
SE Polo Petroquímico (PPE)						
SE Eldorado do Sul (ELD)		28/05/2020			R\$ 613,7	R\$ 749,5
SE Scharlau (SCH)						
SE Taquara / 3º Banco de TRs (TAQ)						
SE Canoas (CNA 1)		16/07/2020			R\$ 613,7	R\$ 749,5
SE Campo Bom (CBO)						
SE Caxias 2 (CAX 2)						
SE Nova Prata 2 (NPR 2)	Autorizada	9.173/2020	R\$ 29,2			
SE Cidade Industrial (CIN)		9.356/2020	R\$ 106,6			

<sup>1</sup> Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários.

## 2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### 2.1 Demonstrativo do Resultado

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	DEMONSTRATIVO DO RESULTADO	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
1.252.374	1.000.297	252.077	25,2%	Receita Operacional Bruta	348.114	367.011	(18.897)	-5,1%
(208.482)	(184.804)	(23.678)	12,8%	Deduções da Receita Operacional	(75.970)	(67.900)	(8.070)	11,9%
1.043.892	815.492	228.400	28,0%	Receita Operacional Líquida	272.144	299.111	(26.967)	-9,0%
(395.494)	(393.857)	(1.638)	0,4%	Custo do Serviço de Energia Elétrica	(130.161)	(127.753)	(2.408)	1,9%
(109.608)	(77.406)	(32.202)	41,6%	Custo com Energia Elétrica	(35.777)	(32.194)	(3.583)	11,1%
(285.886)	(316.450)	30.564	-9,7%	Custo de Operação	(94.384)	(95.559)	1.175	-1,2%
648.398	421.635	226.762	53,8%	Lucro Operacional Bruto	141.983	171.358	(29.375)	-17,1%
(67.898)	(113.090)	45.192	-40,0%	Despesas Operacionais	66.204	(32.023)	98.227	-306,7%
16.847	15.407	1.440	9,3%	Outras Receitas	5.725	3.957	1.768	44,7%
(4.090)	(5.091)	1.001	-19,7%	Outras Despesas	(5.472)	(2.296)	(3.176)	138,3%
593.256	318.861	274.395	86,1%	Resultado do Serviço	208.440	140.995	67.445	47,8%
25.391	22.781	2.610	11,5%	Depreciação e Amortização	8.496	7.558	938	0,0%
24.488	60.900	(36.412)	-59,8%	Resultado de Participações Societárias	18.247	19.693	(1.446)	-7,3%
618.647	341.640	277.007	81,1%	EBITDA	216.935	148.552	68.384	46,0%
59,26%	41,89%	-	-	- Margem EBITDA	79,71%	49,66%	-	-
(200.414)	(43.188)	(157.226)	364,1%	Receita/Despesa Financeira	(21.604)	(49.396)	27.792	-56,3%
(159.118)	(70.583)	(88.534)	125,4%	IR e CS	(34.142)	(21.886)	(12.256)	56,0%
<b>258.213</b>	<b>265.991</b>	<b>(7.778)</b>	<b>-2,9%</b>	<b>Resultado Líquido do Período</b>	<b>170.942</b>	<b>89.406</b>	<b>81.536</b>	<b>91,2%</b>

#### 2.1.1 Principais Variações nos Trimestres

##### a) Receita Operacional Líquida

A Receita Operacional Líquida apresentou decréscimo de 9,0% no 3T2020, perfazendo R\$ 272,1 M, comparado aos R\$ 299,1 M no 3T2019. Em termos acumulados a Receita Operacional Líquida em 9M2020 apresenta acréscimo de 28,0% ao comparar com 9M2019.

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	Receita Bruta	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
344.966	285.324	59.642	20,9%	Suprimento de Energia Elétrica	113.725	105.967	7.757	7,3%
733.255	653.704	79.551	12,2%	Disponibilização do Sistema de Transmissão	305.554	234.344	71.210	30,4%
(365.651)	(306.812)	(58.839)	19,2%	Amortização Ativo Financeiro	(155.272)	(107.361)	(47.911)	44,6%
478.800	221.624	257.176	116,0%	Remuneração do Ativo Financeiro	63.766	116.960	(53.195)	-45,5%
30.953	87.285	(56.332)	-64,5%	Energia Elétrica de Curto Prazo	7.883	6.919	964	13,9%
30.050	59.172	(29.122)	-49,2%	Receita de Construção	12.459	10.182	2.276	22,4%
<b>1.252.374</b>	<b>1.000.297</b>	<b>252.077</b>	<b>25,2%</b>	<b>Total de Receita Bruta</b>	<b>348.114</b>	<b>367.011</b>	<b>(18.897)</b>	<b>-5,1%</b>
9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	Deduções da Receita	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
(1.024)	(458)	(567)	123,8%	ICMS/ISS	(348)	(380)	32	-8,5%
(99.699)	(88.471)	(11.228)	12,7%	PIS e COFINS	(38.748)	(31.124)	(7.624)	24,5%
(1.256)	(2.077)	821	-39,5%	Quota RGR	(586)	(681)	95	-14,0%
(11.650)	(11.066)	(584)	5,3%	Outros Encargos	(4.055)	(3.967)	(88)	2,2%
(68.495)	(51.986)	(16.509)	31,8%	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(24.173)	(22.431)	(1.743)	7,8%
(9.007)	(8.415)	(592)	7,0%	Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT / PEE	(3.512)	(2.793)	(719)	25,7%
(2.842)	(2.324)	(519)	22,3%	Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica - TFSEE	(1.147)	(834)	(313)	37,6%
(14.508)	(20.008)	5.500	-27,5%	Compensação Financeira Utilização Recursos Hídricos - CFURH	(3.401)	(5.690)	2.289	-40,2%
<b>(208.482)</b>	<b>(184.804)</b>	<b>(23.678)</b>	<b>12,8%</b>	<b>Total de Deduções da Receita</b>	<b>(75.970)</b>	<b>(67.900)</b>	<b>(8.070)</b>	<b>11,9%</b>
<b>1.043.892</b>	<b>815.492</b>	<b>228.400</b>	<b>28,0%</b>	<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>272.144</b>	<b>299.111</b>	<b>(26.967)</b>	<b>-9,0%</b>

Os principais destaques são:

- Suprimento de Energia Elétrica: na comparação 3T2020 por 3T2019, verifica-se um aumento de R\$ 7,7 M ou 7,3% na receita de suprimento de energia elétrica, enquanto que no acumulado dos

9M2020, o acréscimo é de R\$ 59,6 M ou 20,9% na comparação com 9M2019. Esse incremento de receita é reflexo do maior volume de energia negociada no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e de operações de venda de energia adicional no ACL, com o intuito de acessar créditos existentes na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

- Disponibilização do Sistema de Transmissão: no 3T2020 vs. 3T2019, aumentou em R\$ 71,2 M ou 30,4% e nos 9M2020 vs. 9M2019 cresceu 12,2% ou R\$ 79,6M. Essa variação é decorrente dos reajustes tarifários ocorridos nos ciclos 2019/2020 e 2020/2021, homologados pelas Resoluções Homologatórias nº 2.565/2019 e 2.275/2020. A Receita que remunera a disponibilização do Sistema de Transmissão é composta pela remuneração dos ativos (RBNI, RBSE e CCT), pelos encargos setoriais (CDE e PROINFA) e pelos tributos federais (PIS/COFINS). Em virtude desses componentes, o registro contábil apura valores superiores à RAP regulatória aprovada pela ANEEL.
- Remuneração do Ativo Financeiro e Contratual: no 3T2020 vs. 3T2019, a remuneração do ativo financeiro apresentou redução de 45,5%, representado pelo saldo de R\$ 63,8 M em 3T2020 ante ao saldo de R\$ 117,0 M em 3T2019. A variação é justificada pela revisão do fluxo de caixa dos ativos contratuais e financeiros de transmissão com base na Nota Técnica Nº 144/2018 e na Resolução Homologatória Nº 2.565/2019. Para o exercício de 2020, foi realizado, em junho de 2020, a revisão dos fluxos de caixa a partir das informações da aprovação provisória da Revisão Tarifária Periódica das RAPs para o Contrato de Concessão nº 055/2001, homologada pela Resolução Homologatória Nº 2.275/2020. A Revisão Tarifária teve impacto sobre a receita dos ativos da RBSE, classificados no Ativo Financeiro retroativamente ao ano de 2018, incorporando o “ke” (custo de capital próprio) ao componente financeiro que remunera a base blindada. A definição está no § 3º do art. 4º da Resolução Normativa ANEEL nº 762, de 2017, que regulamentou a Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 120, de 2016. Adicionalmente, houve a revisão da taxa de remuneração de capital (WACC) de 7,16% para 7,71%, com base no Submódulo 9.1 do PRORET. A revisão das receitas esperadas (RAP’s) no fluxo de caixa do ativo financeiro de RBSE incrementou o valor justo do ativo financeiro a partir do mês de junho de 2020, ocasionando um incremento de 172% na remuneração do ativo financeiro da RBSE, sendo representado pelo saldo de R\$ 388,0 milhões em 9M2020 e por R\$ 142,0 milhões em 9M2019. No ativo contratual (RBNI), o aumento na remuneração foi de 16%, representado pelo saldo de R\$ 89,0 milhões em 9M2020 e por R\$ 77,0 milhões em 9M2019. A receita de remuneração dos ativos contratuais é reconhecida pela Taxa de Retorno (TIR) inerente aos mesmos, calculada através do fluxo de recebimento de caixa futuro, que remunera o investimento da infraestrutura de transmissão.
- Amortização do Ativo Financeiro e Contratual: no 3T2020 vs. 3T2019, a amortização aumentou R\$ 16,0 milhões para a RBNI e R\$ 32,0 milhões para a RBSE. Esta elevação ocorreu em função da revisão dos fluxos de caixa dos ativos contratual e financeiro. A revisão foi necessária devido às novas receitas homologadas de forma provisória sobre a revisão tarifária (REH 2.709/2020) e pelo incremento do “ke” (custo de capital próprio) no fluxo de caixa da RBSE (REH 2.275/2020).
- Energia Elétrica de Curto Prazo: a receita associada à energia elétrica de Curto Prazo é influenciada por diversos fatores, mas principalmente pelo montante energético que a Companhia manteve descontratado em cada período, pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e pelo Fator de

Ajuste do Mecanismo de realocação de Energia (MRE). No 3T2020, a combinação mensal dessas variáveis gerou resultado R\$ 1,0 M superior ao verificado no 3T2019, enquanto que no 9M2020 apresentou resultado de R\$ 56,3 M (64,5%) inferior ao verificado no mesmo período do exercício anterior. Essa redução está diretamente ligada ao maior volume de energia vendida no ACL e, conseqüentemente, ao menor volume de energia liquidado no Mercado de Curto Prazo, de forma que houve uma migração destas receitas para as apuradas via Suprimento de Energia Elétrica. Adicionalmente, a redução do Preço de Liquidação de Diferenças verificado e do Fator de Ajuste do MRE reforçam um cenário de menor geração de receita no Mercado de Curto Prazo.

9M2020	9M2019	Variáveis	3T2020	3T2019
32,79	81,72	En. Descontratada [MWh]	103,84	144,43
128,37	209,92	PLD (Sul) [R\$/MWh]	91,58	214,07
87,7%	97,7%	Fator de Ajuste MRE	66,2%	52,2%

- Receita de Construção: no 3T2020 vs. 3T2019, houve aumento de R\$ 2,3 M ou 22,4%. Nos 9M2020 vs. 9M2019 a variação foi negativa em R\$ 29,1 M. A variação no acumulado é justificada pelo menor volume de investimento realizado. Essa rubrica tem efeito nulo no resultado, pois possui custo reconhecido no mesmo valor.
- Conta de Desenvolvimento Energético: no 3T2020 vs. 3T2019, houve aumento deste encargo em R\$ 1,7 M ou 7,8%, aumentando as deduções da Receita Operacional com a quota CDE. Nos 9M2020 é verificado acréscimo de R\$ 16,5 M ou 31,8%. A variação ocorre pelo fato de que, no 1T2019, a quota CDE foi impactada pelo Decreto nº 9.642, de 27/12/2018, que previa a redução de subsídios CDE por cinco anos. Todavia, em dezembro de 2019, ao aprovar o orçamento da CDE para 2020, a ANEEL reajustou o valor da quota, ocasionando o incremento que é verificado nos 9M2020.
- Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos: no 3T2020 vs. 3T2019, houve redução de R\$ 2,3 M ou 40,2%. Nos 9M2020 vs. 9M2019 houve redução de R\$ 5,5 M ou 27,5%. A variação do encargo tem relação direta com a redução na geração verificada nas usinas da CEEE-GT, associados a uma menor disponibilidade hídrica em 2020.

### Custos com energia elétrica

No 3T2020 vs. 3T2019, ocorreu aumento de R\$ 3,6 M ou 111,1% no Custo com Energia Elétrica, passando de R\$ 32,2 M para R\$ 35,8 M:

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	Compra de Energia	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
(29.569)	(5.578)	(23.991)	430,1%	Energia Elétrica de Curto Prazo	(3.177)	(5.385)	2.207	(7.592)
(36.928)	(30.565)	(6.363)	20,8%	Custo com Energia Elétrica - Comprada de Terceiros	(16.833)	(11.888)	(4.945)	41,6%
(43.111)	(41.263)	(1.849)	4,5%	Encargo de Uso do Sistema	(15.767)	(14.921)	(846)	5,7%
<b>(109.608)</b>	<b>(77.406)</b>	<b>(32.202)</b>	<b>141,6%</b>	<b>Total</b>	<b>(35.777)</b>	<b>(32.194)</b>	<b>(3.584)</b>	<b>111,1%</b>



- O Custo com Energia Elétrica do Mercado de Curto Prazo apresentou redução de R\$ 2,2 M no 3T2020, devido a operação de compra de energia adicional realizada no período de julho a outubro, a qual reduziu as exposições energéticas no Mercado de Curto Prazo. Na comparação do acumulado em 9M2020 há elevação de R\$ 24,0 M, sendo parcela significativa desse aumento reflexo das operações de venda de energia adicional. Essa transação foi realizada com o intuito de acessar os créditos existentes na CCEE, que não eram recebidos devido à recorrente inadimplência verificada nas liquidações do Mercado de Curto Prazo. Essas operações foram positivas, na medida em que o crédito retido na CCEE foi utilizado para cobrir as despesas geradas pela venda de montantes adicionais de energia elétrica, com a Companhia acessando os recursos anteriormente retidos via faturamento bilateral com o comprador da energia adicional negociada.
- O Custo com Energia Elétrica Comprada de Terceiros apresentou elevação de R\$ 4,9 M no 3T2020 e elevação de R\$ 6,4 M no 9M2020, sendo o aumento oriundo em parte pelo aumento do montante de energia comprada, a qual visou reduzir as exposições causadas pelo GSF no período de julho a outubro de 2020.

#### a) Custos e Despesas Gerenciáveis (PMSO)

Os Custos e Despesas Gerenciáveis são representados por PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros) e, no Demonstrativo de Resultado das Demonstrações Financeiras, representam a soma dos Custos Operacionais, Despesas Operacionais e Outras Receitas e Despesas Operacionais, excluída a Depreciação e Amortização e o Custo de Construção.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 7,3 M, no 3T2020, apresentando redução de 93,3% ou R\$ 101,8 M em relação ao 3T2019. Nos 9M2020, o montante foi de R\$ 298,6 M, que representa uma redução de 13,5% ou R\$ 46,7 M em relação ao 9M2019. Esta redução é justificada essencialmente pela reversão do impairment no investimento Complexo Eólico Povo Novo, conforme explicação a seguir.

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	PMSO (Pessoal, Materiais, Serviços e Outros)	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
250.404	255.519	(5.114)	-2,0%	Pessoal	83.928	83.901	27	0,0%
112.691	108.887	3.804	3,5%	Remuneração	38.320	36.266	2.053	5,7%
-	1.957	-1.957	-100,0%	PDV e Rescisória	-	409	(409)	-100,0%
43.058	43.917	(859)	-2,0%	Encargos	15.302	15.189	113	0,7%
4.955	5.507	(552)	-10,0%	Empréstimo Fundação	1.824	1.319	505	38,3%
15.973	15.331	642	4,2%	Benefícios	3.902	4.200	-298	-7,1%
73.728	79.921	(6.193)	-7,7%	Benefícios Pós Emprego	24.580	26.517	(1.937)	-7,3%
3.745	1.093	2.652	242,7%	Material	(1.356)	69	(1.425)	-2051,7%
38.740	37.725	1.015	2,7%	Serviço de Terceiros	12.743	13.382	(639)	-4,8%
5.725	50.979	-45.253	-88,8%	Outros	(87.999)	11.734	(99.733)	-850,0%
<b>298.615</b>	<b>345.316</b>	<b>(46.701)</b>	<b>-13,5%</b>	<b>Total</b>	<b>7.316</b>	<b>109.085</b>	<b>(101.769)</b>	<b>-93,3%</b>

- Pessoal**

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	Despesas de Pessoal	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
112.691	108.887	3.804	3,5%	Remuneração	38.320	36.266	2.053	5,7%
-	1.957	(1.957)	-100,0%	PDV e Rescisória	-	409	(409)	-100,0%
15.973	15.331	642	4,2%	Benefícios	3.902	4.200	(298)	-7,1%
43.058	43.917	(859)	-2,0%	Encargos	15.302	15.189	113	0,7%
4.955	5.507	(552)	-10,0%	Empréstimo Fundação	1.824	1.319	505	38,3%
73.728	79.921	(6.193)	-7,7%	Planos de Benefícios	24.580	26.517	(1.937)	-7,3%
7.204	7.352	(148)	-2,0%	CEEEPREV-CD	2.324	2.319	5	0,2%
47.593	50.817	(3.224)	-6,3%	CEEEPREV-BD	15.945	16.948	(1.002)	-5,9%
8.111	8.188	(77)	-0,9%	Plano Único	2.704	2.729	(26)	-0,9%
152	142	10	7,1%	CTP	51	47	3	7,1%
10.668	13.422	(2.754)	-20,5%	Ex - Autárquicos	3.556	4.474	(918)	-20,5%
<b>250.404</b>	<b>255.519</b>	<b>(5.114)</b>	<b>-2,0%</b>	<b>Total de Pessoal</b>	<b>83.928</b>	<b>83.901</b>	<b>27</b>	<b>0,03%</b>

No 3T2020 vs. 3T2019, a despesa de pessoal aumentou R\$ 27 mil ou 0,03%, enquanto nos 9M2020 houve redução de R\$ 5,1 M ou 2,0%, frente aos 9M2019. Nos últimos 12 meses, 16 funcionários deixaram a Companhia por rescisão de contrato de trabalho, aposentadoria ou licença não remunerada e não houve qualquer aumento salarial voluntário concedido.

O 3T2020 não registrou despesa com Plano de Demissão Voluntária (PDV). O resultado do 3T2019 se deve ao fechamento do PDV para novas adesões, em março de 2019. A medida foi tomada em função do Decreto Estadual nº 54.480/2019.

A despesa com Remuneração, no 3T2020 vs. 3T2019, aumentou em R\$ 2,0 M ou 5,7%. O acréscimo nesta rubrica se deve à redução das horas de mão de obra própria alocadas ao investimento que foi de R\$ 2,8 M no 3T2020 vs. R\$ 5,4 M em 2019, justificadas pelo menor volume de obras no ano de 2020, em especial de Linhas de Transmissão e Subestações.

Apesar de não ser concedido reajuste salarial aos funcionários, a despesa de remuneração aumenta, por força do Plano de Cargos e Salários implantado em 2006, que possui aumento vegetativo, garantido pela justiça trabalhista do Rio Grande do Sul. Esse acréscimo é de 3% ao ano, independente da inflação, desempenho empresarial, produtividade do colaborador ou de qualquer outro elemento relacionado, e impacta em várias outras despesas de pessoal.

No 3T2020 vs. 3T2019, a rubrica Benefícios se reduziu R\$ 0,3 M ou 7,1%. No mesmo período, a rubrica Encargos reduziu em R\$ 0,1 M ou 0,7%. A justificativa para redução de Benefícios e Encargos sobre a folha decorre do não reajustamento dos salários e da redução do número de funcionários.

A despesa com Plano de Benefícios se reduziu em R\$ 1,9 M ou 7,3% no 3T2020 vs. 3T2019. Nos 9M2020, a redução foi de R\$ 6,2 M ou 7,7%. Os planos de benefícios tiveram redução em função do processamento do cálculo atuarial, em 2019, com a revisão de premissas macroeconômicas e atuariais. Esse laudo projeta as despesas com os Planos de Benefícios para o exercício 2020.

No 3T2020, frente ao 3T2019, houve redução de R\$ 0,9 M na despesa com ex-autárquicos (funcionários atualmente aposentados, remanescentes da antiga Comissão Estadual de Energia Elétrica, autarquia que foi sucedida pela CEEE), em consequência de maior taxa de mortalidade dos seus participantes. Ao final



do 3T2020 a CEEE-GT tinha 282 ex-autárquicos (EXA): uma redução de 5,4%, ou 16 óbitos, em relação ao 3T2019. A idade média desse grupo de funcionários é de 83,6 anos.

Segue demonstrativo para o cálculo da média mensal dos salários da CEEE-GT nos períodos:

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	Despesas de Pessoal utilizadas p/ o cálculo da Média Salarial	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
112.691	108.887	3.804	3,5%	Remuneração*	38.320	36.266	2.053	5,7%
15.973	15.331	642	4,2%	Benefícios**	3.902	4.200	-298	-7,1%
1.043	1.059	(16)	-1,5%	Quantidade de Empregados***	1.043	1.059	(16)	-1,5%
<b>13.707</b>	<b>13.033</b>	<b>674</b>	<b>5,2%</b>	<b>Total Média Salarial</b>	<b>13.494</b>	<b>12.737</b>	<b>756</b>	<b>5,9%</b>

\*Remuneração: soma do salário contratualmente estipulado (salário nominal) com outras vantagens percebidas durante o contrato de trabalho, como anuênios, horas extras, adicional de periculosidade, insalubridade, gratificações, entre outras.

\*\*Benefícios: facilidades, conveniências ou vantagens que o empregado recebe da Empresa, podendo ser compulsórios (imposto por lei em acordo ou convenção coletiva) ou espontâneos (oferecido pela organização por vontade própria), podendo ser financiados parcialmente ou totalmente pela Empresa.

\*\*\* Quantidade de Empregados: corresponde ao total de funcionários ativos incluindo os cedidos e excluindo os funcionários com contrato de trabalho suspenso.

## • Material, Serviços e Outros

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	MSO	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
3.745	1.093	2.652	242,7%	Material	(1.356)	69	(1.425)	-2051,7%
38.740	37.725	1.015	2,7%	Serviços	12.743	13.382	(639)	-4,8%
5.725	50.980	(45.254)	-88,8%	Outros	(89.051)	11.727	(100.777)	-859,4%
(4.209)	2.247	(6.456)	-287,3%	PECLD - Prov Estimada Cred Líq Duvidosa	177	(1.463)	1.639	-112,1%
43.065	36.480	6.586	18,1%	Provisão Contingência Trabalhista	17.071	7.706	9.366	121,5%
55.842	7.338	48.504	661,0%	Provisão Contingência Cível	12.900	2.729	10.170	372,6%
35.526	4.914	30.611	622,9%	Outros*	5.301	2.755	2.546	92,4%
(124.499)	-	(124.499)	-	Reversão de Provisão - Impairment	(124.499)	-	(124.499)	-
<b>48.211</b>	<b>89.798</b>	<b>(41.587)</b>	<b>-46,3%</b>	<b>TOTAL</b>	<b>(77.663)</b>	<b>25.178</b>	<b>(102.841)</b>	<b>-408,5%</b>

\*Outros: Pagamentos de processos judiciais; Provisões regulatórias e fiscais; autos de infração, reversões e outras provisões.

- **Material** – no 3T2020, apresentou redução de 2051,7% e nos 9M2020, ocorreu aumento de R\$ 2,7 M ou 242,7%. A variação nos 9M2020 vs. 9M2019, ocorre em função das desativações de bens que foram destinados às ordens de reforma no período.
- **Serviços de Terceiros** – no 3T2020 vs. 3T2019, apresentou redução de R\$ 0,6 M ou 4,8% e, no 9M2020 vs. 9M2019, ocorreu aumento de R\$ 1,0 M ou 2,7%. O acréscimo nos 9M2020 é verificado em limpeza e higiene, serviços de proteção, vigilância, segurança, poda e desmatamento nas áreas de concessão e também pelo menor volume de alocação de serviços para o investimento na comparação com o 9M2019.
- **PECLD** – destaque para a variação dos 9M2020 vs. 9M2019, com redução de 287,3% na despesa com provisão para perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa. A variação é consequência da reversão no montante R\$ 8,7 M no 2T2020, relativa aos valores de créditos a receber com a controlada TESB (Transmissora de Energia Sul Brasileira).
- **Contingência Trabalhista** – no 3T2020 vs. 3T2019 apresentou aumento de R\$ 9,4 M ou 121,5%. No período houve aumento de provisão na ordem de R\$ 11,1 M ou 145,2%, frente ao 3T2019. As

principais ações ingressadas contra a CEEE-GT referem-se a verbas rescisórias, responsabilidade subsidiária, complementação de proventos de aposentadoria, vínculo empregatício, Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS), correto enquadramento, prêmio assiduidade e outras. Nos 9M2020 vs. 9M2019 as provisões trabalhistas aumentaram em R\$ 6,6 M ou 18,1%, este acréscimo é reflexo, também, da retirada do percentual redutor para fins de provisionamento de processos, anteriormente utilizado nas fases iniciais.

- **Contingência Cível** – No 3T2020, houve aumento de R\$ 10,2 M ou 372,6% vs. 3T2019 nas despesas com contingências cíveis. As principais ações ingressadas contra a Companhia referem-se a danos morais e materiais, sustação de cobrança, honorários advocatícios, contrato de compra e venda de energia, desapropriação e revisão de contratos. Nos 9M2020 vs. 9M2019 houve aumento de R\$ 48,5 M ou 661,0%, variação justificada pela complementação da provisão do processo relacionado à Termo Gaúcha (segmento de geração) e pelo ajuste de premissas utilizadas no cálculo das contingências, retirada do percentual redutor para fins de provisionamento de processos, anteriormente utilizado nas fases iniciais.
- **Outros** – é composto pelos pagamentos das causas judiciais, por provisões regulatórias e fiscais, autos de infração e outras provisões. No 3T2020 ocorreu Reversão de Provisão (Impairment) no montante de R\$ 124,5 M, sendo de R\$ 114,9 M no CEPN (Complexo Eólico Povo Novo) e R\$ 9,5 M na TESB. Excluindo este evento não recorrente, ocorreu aumento de despesas judiciais na ordem de R\$ 2,5 M ou 92,4%, no 3T2020, sendo o maior desembolso para ação de Direito Coletivo no valor de R\$ 3,7 M. Nos 9M2020, excluindo o evento não recorrente do Impairment, ocorreu aumento de R\$ 30,6 M ou variação de 622,9%, sendo o maior impacto relativo à provisão judicial relativa a uma comercializadora, no valor de R\$ 11,8 M.

#### b) Demais Custos e Despesas Operacionais

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	Demais Custos Operacionais	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
25.120	25.052	68	0,3%	Depreciação e Amortização	8.406	8.315	91	1,1%
30.050	59.172	(29.122)	-49,2%	Custo de Construção	12.459	10.182	2.276	22,4%
<b>55.170</b>	<b>84.223</b>	<b>-29.054</b>	<b>-34,5%</b>	<b>Total</b>	<b>20.865</b>	<b>18.497</b>	<b>2.367</b>	<b>12,8%</b>

- Depreciação e Amortização – no 3T2020 vs. 3T2019, bem como nos 9M2020 vs. 9M2019, manteve-se estável o nível de depreciação.
- Custos de Construção – no 3T2020 vs. 3T2019, houve aumento de R\$ 2,3 M ou 22,4% e, nos 9M2020 vs. 9M2019, houve redução de R\$ 29,1 M ou 49,2%. Essa variação negativa decorre do menor volume de investimento realizado no ano de 2020.

#### c) Resultado de Equivalência Patrimonial

O resultado de equivalência patrimonial demonstra os ganhos e perdas nos investimentos realizados nas empresas controladas e coligadas da CEEE-GT, conforme apresentado na tabela a seguir.

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	Empresa	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
<b>Controladas</b>								
117.696	(16.202)	133.897	-826,4%	TESB	125.724	(6.602)	132.325	-2004,4%
(59.230)	(444)	(58.787)	13241,5%	Ventos de Curupira	(49.458)	(83)	(49.375)	59493,6%
(26.339)	(199)	(26.140)	13136,8%	Ventos de Povo Novo	(25.669)	(69)	(25.600)	37104,6%
(67.616)	(185)	(67.431)	36453,0%	Ventos de Vera Cruz	(60.048)	(168)	(59.880)	35646,6%
<b>Coligadas</b>								
149	439	(290)	-66,2%	TPAE	5	106	(101)	-94,8%
(79)	108	(187)	-173,6%	Jaguari	40	(105)	146	-138,3%
1.067	543	524	96,6%	Palmares	330	394	(64)	-16,3%
1.110	208	902	434,5%	Ventos da Lagoa	377	230	147	64,1%
879	(21)	900	-4330,0%	Ventos do Litoral	303	109	194	178,4%
4.730	3.108	1.622	52,2%	Ventos do Sul	1.689	-	1.689	0,0%
152	(285)	437	-153,5%	Ventos dos Índios	27	(19)	47	-242,2%
(12.000)	(7.605)	(4.395)	57,8%	FOTE	(857)	(1.380)	523	-37,9%
2.431	6.713	(4.281)	-63,8%	TSLE	3.199	126	3.073	2440,2%
21.119	33.458	(12.339)	-36,9%	Ceran	6.698	11.430	(4.732)	-41,4%
21.555	25.285	(3.730)	-14,8%	Chapecoense	7.099	9.548	(2.450)	-25,7%
14.722	14.856	(134)	-0,9%	Enercan	5.553	4.295	1.258	29,3%
4.143	1.124	3.020	268,7%	Etau	3.235	333	2.902	871,1%
<b>24.488</b>	<b>60.900</b>	<b>(36.412)</b>	<b>-59,8%</b>	<b>TOTAL</b>	<b>18.247</b>	<b>18.145</b>	<b>103</b>	<b>0,57%</b>

No 3T2020 vs. 3T2019, houve aumento na equivalência de R\$ 0,1 M ou 0,6% e, nos 9M2020 vs. 9M2019, houve redução de R\$ 36,4 M ou 59,8%. Seguem as explicações para as variações relevantes:

No 3T2020, o Complexo Eólico Povo Novo, representado na tabela acima pelos empreendimentos Ventos de Curupira, Ventos de Povo Novo e Ventos de Vera Cruz, apresentou variação negativa no reconhecimento da equivalência, nos montantes de R\$ 49,5 M, R\$ 25,7 M e R\$ 60,0 M, respectivamente, totalizando R\$ 135,2 M. A variação é justificada pelo reconhecimento de Impairment, realizado no período, o qual demonstrou perdas relativas aos ativos sem expectativa de realização.

Na TESB, durante o 3T2020, foram registrados valores positivos relativos ao incremento do ativo de concessão, após revisão das premissas que compõem o fluxo de caixa de seu ativo contratual, no montante de R\$ 117,7 M. Nos 9M2020, ainda foram regularizadas pela controlada pendências relacionadas ao reconhecimento de despesas de O&M e de contrato de prestação de serviços existente com a controladora.

Na FOTE, com a adoção do IFRS 15/CPC 47, a receita de construção tornou-se menor que o custo de construção. A nova metodologia de cálculo leva em consideração o aumento nos investimentos em relação ao previsto no contrato de concessão, capturando os atrasos na entrada em operação. Essa Sociedade de Propósito Específico (SPE) apresenta prejuízo líquido em consequência dessa metodologia aplicada para avaliação de seus ativos.

Na TSLE, a variação nos resultados de equivalência registrada entre os períodos é oriunda de contabilizações realizadas nos 9M2019 nas demonstrações da CEEE-GT, que foram corrigidas no final do exercício de 2019, adequando o saldo do investimento na SPE.

Nos investimentos em Geração, destacam-se as variações negativas nas equivalências de Ceran, Enercan e Chapecoense. Essas variações ocorreram pelo fato de, no 3T2019, esses empreendimentos estarem classificados como Investimentos Mantidos para Venda, o que exigia que a depreciação/amortização desses ativos não fosse considerada para fins de cálculo de equivalência patrimonial, resultando em valores de equivalência mais elevados. Além disso, a investida Ceran teve seus contratos de venda de



energia renovados com uma tarifa menor, durante o exercício de 2020, apresentando redução em seu resultado líquido de 11% ou R\$ 8,4 M.

## 2.2 EBITDA

A tabela que segue demonstra a variação no EBITDA entre os períodos:

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	EBITDA	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
1.043.892	815.492	228.400	28,0%	Receita Operacional Líquida	272.144	299.111	(26.967)	-9,0%
(395.496)	(393.857)	(1.639)	0,4%	( - ) Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(130.163)	(127.755)	(2.408)	1,9%
(55.141)	(102.775)	47.634	-46,3%	( - ) Despesas/Receitas Operacionais	66.458	(30.362)	96.820	-318,9%
593.256	318.860	274.396	86,1%	= Resultado Operacional	208.439	140.993	67.446	47,8%
25.391	22.781	2.610	11,5%	( + ) Depreciação/Amortização	8.496	7.558	938	12,4%
<b>618.647</b>	<b>341.640</b>	<b>277.007</b>	<b>81,1%</b>	<b>EBTIDA</b>	<b>216.935</b>	<b>148.552</b>	<b>68.384</b>	<b>46,0%</b>
59,3%	41,9%	-	-	Margem EBTIDA	79,7%	49,7%	-	-

No 3T2020 vs. 3T2019, o EBITDA apresentou incremento de R\$ 68,4 M ou 46,0%, justificado essencialmente pela reversão do Impairment nos investimentos CEPN e TESB. Nos 9M2020 vs. 9M2019 o acréscimo foi de R\$ 277,0 M ou 81,1%. Essa elevação justifica-se principalmente pelo incremento na receita de remuneração do ativo financeiro da RBSE, em consequência da revisão das receitas esperadas (RAP's) no fluxo de caixa do ativo financeiro, com base na Resolução Homologatória nº 2.709/2020, na qual a ANEEL aprovou de forma provisória a Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) do Contrato de Concessão nº 55/2001.

## 2.3 Resultado Financeiro

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	Receitas Financeiras	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
<b>Receitas</b>								
8.399	10.786	(2.388)	-22,1%	Rendas de Aplicações Financeiras	2.418	4.348	(1.930)	-44,4%
36.708	55.275	(18.568)	-33,6%	Variações Monetárias	34.962	20.121	14.842	73,8%
5.249	8.991	(3.742)	-41,6%	Atualização NTNBS	2.218	1.626	592	36,4%
35.195	23.965	11.231	46,9%	Outras Receitas	6.587	(2.836)	9.423	-332,2%
<b>Despesas</b>								
(241.924)	(95.452)	(146.471)	153,4%	Variações Monetárias	(54.796)	(101.179)	46.383	-45,8%
(16.837)	(18.455)	1.618	-8,8%	Encargos de dívida	(5.020)	(5.975)	956	-16,0%
(804)	(815)	11	-1,3%	Encargos Sobre Arrendamentos	(253)	(272)	19	-7,0%
(510)	(2.709)	2.199	-81,2%	Recontabilização CCEE	(133)	(45)	(88)	195,6%
(25.889)	(24.774)	(1.116)	4,5%	Outras Despesas	(7.587)	34.816	(42.403)	-121,8%
<b>(200.414)</b>	<b>(43.188)</b>	<b>(157.226)</b>	<b>364,0%</b>	<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(21.604)</b>	<b>(49.396)</b>	<b>27.792</b>	<b>-56,3%</b>

No 3T2020, a Companhia registrou resultado financeiro negativo de R\$ 21,6 M, frente a resultado negativo de R\$ 49,4 M no 3T2019. Nos 9M2020, o resultado financeiro negativo foi de R\$ 200,4 M vs. um resultado negativo de R\$ 43,2 M nos 9M2019. As variações ocorrem, essencialmente, pelo acréscimo das despesas com variação monetária sobre empréstimos e financiamentos em dólar (BID e AFD), em consequência da variação cambial no período. O dólar, em 30 de setembro de 2020, encerrou em R\$ 5,67 e em 30 de setembro de 2019 em R\$ 4,16.

### 3. ENDIVIDAMENTO

#### 3.1 Dívida

No 3T2020, a dívida da Companhia contraída com instituições financeiras totalizou R\$ 709,0 M vs. R\$ 601,9 M no 3T2019.

Dívida Financeira	3T2020	2T2020	1T2020	4T2019	3T2019
<b>Moeda Nacional</b>					
BNDES	38.727	40.412	42.098	43.790	45.471
<b>Moeda Estrangeira</b>					
AFD (Agência Francesa de Desenvolvimento)	275.530	278.988	261.842	211.630	216.131
BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento)	433.501	419.621	412.735	317.834	340.311
<b>Evolução da Dívida Financeira</b>	<b>709.031</b>	<b>739.022</b>	<b>716.675</b>	<b>573.254</b>	<b>601.913</b>

Segue o demonstrativo da movimentação do endividamento com as instituições financeiras entre o 3T2020 e o 3T2019:

Período Acumulado	BNDES	BID	AFD	TOTAIS
<b>Saldo em Dez/2019</b>	<b>43.790</b>	<b>317.834</b>	<b>211.630</b>	<b>529.464</b>
Liberações	0	0	0	0
Encargos	2.112	5.707	9.018	14.725
Variação Cambial	0	125.243	80.047	205.290
Amortz Principal	-5.042	-10.707	-14.129	-24.836
Amortização Juros	-2.132	-4.576	-11.036	-15.612
<b>Saldo em Set/2020</b>	<b>38.727</b>	<b>433.501</b>	<b>275.530</b>	<b>709.031</b>

#### 3.2 Cronograma de pagamento

O cronograma de pagamento da dívida segue abaixo:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 +
<b>3T2020</b>	<b>17.334</b>	<b>70.327</b>	<b>68.748</b>	<b>64.535</b>	<b>62.825</b>	<b>61.273</b>	<b>363.989</b>

Entre os anos de 2013 e 2018, a CEEE-GT internalizou em 14 parcelas o valor de U\$ 147,8 M ou R\$ 461,2 M, referente a dois empréstimos, um do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e outro da Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD). Essas duas dívidas estão vinculados ao dólar e foram internalizadas sem qualquer mecanismo de proteção cambial, em todas as suas parcelas.

Segue, na sequência, a tabela que mostra a internalização das dívidas do BID e da AFD.



Data	Tranche	Valor U\$	Câmbio	% Ind.	% Total	Valor R\$
<b>Internalizações BID</b>						
18/02/2013	Reconh.	\$2.567.007	1,97	2,9%	2,9%	5.045.452
08/09/2014	2ª	\$3.000.000	2,24	3,4%	6,3%	6.726.000
12/08/2015	3ª	\$6.852.172	3,49	7,7%	14,0%	23.879.820
03/06/2016	4ª	\$9.000.000	3,58	10,2%	24,2%	32.202.000
05/12/2016	5ª	\$10.000.000	3,47	11,3%	35,4%	34.675.000
04/09/2017	6ª	\$17.500.000	3,13	19,7%	55,2%	54.845.000
04/12/2017	7ª	\$10.000.000	3,25	11,3%	66,5%	32.460.000
14/06/2018	8ª	\$29.736.817	3,71	33,5%	100,0%	110.174.908
<b>Total BID</b>		<b>\$88.655.996</b>	<b>3,38</b>			<b>\$300.008.179</b>
<b>Internalizações AFD</b>						
04/03/2013	1ª	\$20.024.482	2,02	33,9%	33,9%	40.525.546
26/07/2013	2ª	\$8.142.478	2,30	13,8%	47,7%	18.711.416
21/03/2014	3ª	\$8.000.000	2,22	13,5%	61,2%	17.792.000
21/12/2015	4ª	\$5.120.050	3,97	8,7%	69,9%	20.316.358
20/12/2017	5ª	\$8.500.000	3,30	14,4%	84,2%	28.075.500
30/11/2018	6ª	\$9.316.947	3,84	15,8%	100,0%	35.758.441
<b>Total AFD</b>		<b>\$59.103.957</b>	<b>2,73</b>			<b>\$161.179.262</b>
<b>Total Geral</b>		<b>\$147.759.953</b>	<b>3,12</b>			<b>\$461.187.441</b>

Fonte: Diretoria Financeira

#### 4. FLUXO DE CAIXA INDIRETO

As variações ocorridas no fluxo de caixa indireto são apresentadas na tabela a seguir:

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	Fluxo de Caixa Indireto	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
258.213	265.991	(7.778)	-2,9%	Lucro/Prejuízo do Período	170.942	89.405	81.537	91,2%
9.140	22.170	(13.030)	-58,8%	Despesas/Receitas q. não afetam caixa	127.243	51.434	75.809	147,4%
<b>267.353</b>	<b>288.161</b>	<b>(20.808)</b>	<b>-7,2%</b>	<b>Fluxo de Caixa Operacional</b>	<b>298.185</b>	<b>140.839</b>	<b>157.346</b>	<b>111,7%</b>
<b>57.530</b>	<b>218.725</b>	<b>(161.195)</b>	<b>-73,7%</b>	<b>(+/-) Variação de Ativos Operacionais</b>	<b>(144.962)</b>	<b>(3.723)</b>	<b>(141.239)</b>	<b>3793,7%</b>
(34.769)	(10.328)	(24.441)	236,6%	Concessionárias e Permissionárias	(46.198)	(11.193)	(35.005)	312,7%
(25.420)	32.996	(58.416)	-177,0%	Dividendos Recebidos	(8.499)	26.482	(34.981)	-132,1%
(86)	20.590	(20.676)	-100,4%	Tributos a Recuperar	426	189	237	125,6%
117.805	175.467	(57.662)	-32,9%	Outros Ativos	(90.690)	(19.199)	(71.491)	372,4%
<b>(28.511)</b>	<b>(233.137)</b>	<b>204.626</b>	<b>-87,8%</b>	<b>(+/-) Variações dos Passivos Operacionais</b>	<b>2.883</b>	<b>(37.114)</b>	<b>39.997</b>	<b>-107,8%</b>
1.301	(99.397)	100.698	-101,3%	Fornecedores	2.932	(3.026)	5.958	-196,9%
-	(8.008)	8.008	-100,0%	Obrigações Fiscais	-	(8.444)	8.444	-100,0%
(6.626)	786	(7.412)	-943,0%	Obrigações da Concessão	(4.096)	4.263	(8.359)	-96,1%
(17.764)	(17.239)	(525)	3,0%	Encargos de Dívidas	(6.658)	(5.555)	(1.103)	19,9%
(5.422)	(109.279)	103.857	-95,0%	Outros Passivos	10.705	(24.352)	35.057	-144,0%
<b>296.372</b>	<b>273.749</b>	<b>22.623</b>	<b>8,3%</b>	<b>Fluxo de Caixa Operacional Líquido</b>	<b>156.106</b>	<b>100.002</b>	<b>56.104</b>	<b>56,1%</b>
<b>(18.818)</b>	<b>(84.657)</b>	<b>65.839</b>	<b>-77,8%</b>	<b>Investimentos</b>	<b>(34.059)</b>	<b>(13.053)</b>	<b>(21.006)</b>	<b>160,9%</b>
<b>(29.879)</b>	<b>(24.850)</b>	<b>(5.029)</b>	<b>20,2%</b>	<b>Financiamento</b>	<b>(9.465)</b>	<b>(7.361)</b>	<b>(2.104)</b>	<b>28,6%</b>
<b>247.675</b>	<b>164.242</b>	<b>83.433</b>	<b>50,8%</b>	<b>FLUXO DE CAIXA LIVRE</b>	<b>112.582</b>	<b>79.588</b>	<b>32.994</b>	<b>41,5%</b>

A Companhia encerrou o terceiro trimestre com fluxo de caixa operacional positivo em R\$ 298,2 M, excluindo as despesas e receitas que não afetam o caixa. No 3T2020 houve impacto da Reversão de Provisão (Impairment) no montante de R\$ 124,5 M, já que o efeito da contabilização é apenas econômico. Nos nove meses acumulados, o saldo de caixa operacional é positivo no montante de R\$ 267,4 M, apresentando o impacto da contabilização da atualização da RBSE.

Já a variação verificada nas contas dos ativos operacionais ocorre em dividendo recebido, em consequência ao maior montante de dividendo recebido no exercício de 2019 das coligadas CERAN, ENERCAN e CHAPECOENSE, já que naquele período houve distribuição de dividendo excedente, totalizando respectivamente, R\$ 13,4 M, R\$ 7,3 M e R\$ 23,8 M vs. dividendo recebido em 2020 de R\$ 7,9 M, R\$ 7,3 M e R\$ 6,6 M. Em Outros Ativos a variação decorre dos pagamentos realizados pela CEEE-D por conta do mútuo existente com a CEEE-GT, no valor de R\$ 65,3 M nos 9M2020.

Nos passivos operacionais, especialmente em fornecedores a variação fica impactada em sua comparabilidade, pois nos 9M2019 houve quitação do saldo da dívida de GSF no montante de R\$ 80,3 M, após queda da liminar judicial que limitava os pagamentos a 5% da garantia física.

A variação verificada nas atividades de investimento é oriunda das integralizações de capital realizadas nas SPEs, durante o exercício de 2020. Foram integralizados os montantes de R\$ 60,5 M em TESB, R\$ 39,7 em FOTE e R\$ 7,8 M em CEPN (Complexo Eólico Povo Novo).

#### 4.1 Investimentos

Nos 9M2020, os investimentos realizados pela controladora foram de R\$ 35,6 M, apresentando redução de R\$ 27,2 M quando comparado aos R\$ 62,8 dos 9M2019.

9M2020	9M2019	Δ R\$	Δ %	Investimentos Realizados	3T2020	3T2019	Δ R\$	Δ %
3.880	22.700	(18.820)	-82,9%	Usinas	349	1.637	(1.288)	-78,7%
7.250	3.717	3.533	95,0%	Linhas de Transmissão	4.706	(615)	5.321	-865,4%
18.170	32.528	(14.357)	-44,1%	Subestações	7.533	9.278	(1.745)	-18,8%
480	283	197	69,5%	Sistemas de Telecom	164	(88)	251	-286,4%
1.593	4.070	(2.477)	-60,9%	Material em Depósito e Outros	(220)	741	(961)	-129,7%
4.274	(455)	4.729	-1039,8%	Infraestrutura ADM	383	(2.357)	2.741	-116,3%
<b>35.647</b>	<b>62.843</b>	<b>(27.196)</b>	<b>-43,3%</b>	<b>Investimento Líquido</b>	<b>12.915</b>	<b>8.597</b>	<b>4.318</b>	<b>50,2%</b>
33.580	34.325	(744)	-2,2%	Aportes em SPE's	10.143	9.974	170	1,7%
<b>69.227</b>	<b>97.167</b>	<b>(27.940)</b>	<b>-28,8%</b>	<b>Total dos Investimentos</b>	<b>23.058</b>	<b>18.571</b>	<b>4.488</b>	<b>24,2%</b>

No 3T2020 vs. 3T2019 o investimento apresentou variação positiva de R\$ 4,3 M. Nos 9M2020 vs. 9M2019, apresenta-se variação negativa de R\$ 27,2 M. A variação negativa é justificada pelo fato de que, no ano de 2018, houve redução em obras de grande porte autorizadas pela ANEEL, o que resultou em redução dos investimentos realizados em transmissão no ano de 2019, o que ainda causa reflexos no ano de 2020.

Já nos empreendimentos em SPEs, o maior montante investido durante os 9M2020 foi na SPE TESB, R\$ 32,6 M. Nos 9M2019, os aportes foram realizados em maior volume na FOTE, R\$ 30,4 M.

Para os próximos anos, conforme já mencionado, estão previstos incrementos no volume de investimentos, visto que o POTEE 2018 relacionou vários empreendimentos a serem executados nas instalações de transmissão da Companhia.

Diretoria Financeira e de Relações com Investidores

Assessoria de Gestão de Participações e Relações com Investidores

Viviane Quevedo Ribeiro

Rodrigo Simon



