



INFORME
AOS INVESTIDORES
3T2021



Eletrobras

	INTRODUÇÃO.....	3
1	ANÁLISE DO RESULTADO CONSOLIDADO.....	5
2	ANÁLISE DO RESULTADO DA CONTROLADORA.....	34
3	INFORMAÇÕES GERAIS.....	37
4	NOVO CANAL DA SUSTENTABILIDADE.....	54
	ANEXOS: 1. INFORMAÇÕES FINANCEIRAS CONTROLADAS – EXCEL – SITE DE RI	
	2. ANÁLISES FINANCEIRAS CONTROLADAS – EXCEL – SITE DE RI	



O Informe aos Investidores – Anexos I, II e III podem ser encontrados em excel no nosso website:
www.eletrobras.com.br/ri



Fale com o RI:
ombudsman-ri@eletrobras.com |
www.eletrobras.com.br/ri |



Videoconferência em Português

17 de Novembro de 2021
14:30 (Brasília)
12:30 (USA Eastern time)
17:30 (United Kingdom time)
Link: <https://tenmeetings.com.br/call-de-resultados/portal/#/home?webinar=96901516398>

Videoconference in English

November 17, 2021
2:30 p.m.(Brasília)
12:30 p.m. (USA Eastern time)
5:30 p.m. (United Kingdom time)
Link Zoom: <https://tenmeetings.com.br/call-de-resultados/portal/#/home?webinar=96901516398>



Acesse o Ombudsman de RI da Eletrobras, plataforma exclusiva para o recebimento e encaminhamento de sugestões, reclamações, elogios e solicitações de manifestantes no que tange ao mercado de valores mobiliários no nosso website de Relações com Investidores

PREPARAÇÃO DOS RELATÓRIOS:

Superintendente de Relações com Investidores

Paula Prado Rodrigues Couto

Departamento de Conformidade de Mercado de Capitais

Bruna Reis Arantes
Alexandre Santos Silva
Fernando D'Angelo Machado
Maria Isabel Brum de A. Souza
Mariana Lera de Almeida Cardoso



INTRODUÇÃO

Rio de Janeiro, 16 de novembro de 2021

A Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.)

[B3: ELET3 e ELET6 – NYSE: EBR e EBR-B – LATIBEX: XELTO e XELTB]

A Eletrobras, maior companhia do setor de energia elétrica da América Latina, atuante no segmento de geração, transmissão e comercialização, controladora de 5 subsidiárias operacionais e uma empresa de participações – Eletropar –, um centro de pesquisa – Cepel, participação de 50% do capital social de Itaipu Binacional e, em 30 de setembro de 2021 com participação direta e indireta em 81 Sociedades de Propósito Específico, anuncia, nesta data, os seus resultados do período referente ao terceiro trimestre de 2021.

3º TRIMESTRE DE 2021

A Eletrobras apresentou, no terceiro trimestre de 2021 (3T21), um lucro líquido de R\$ 965 milhões, inferior ao lucro de R\$ 2.814 milhões de lucro obtido no terceiro trimestre de 2020 (3T20). O resultado do 3T21 foi impactado positivamente forte desempenho operacional da Eletrobras, com destaque para o segmento de transmissão, em decorrência, principalmente, da contabilização dos contratos renovados pela Lei 12.783/2021, como resultado do reperfilamento do componente financeiro da RBSE, no montante de R\$ 4.859 milhões. O resultado também foi positivamente afetado pela Repactuação do Risco hidrológico, no montante de R\$4.266 milhões, decorrente da resolução Aneel nº 2.932 e 2.919/21/21, que homologou a extensão dos prazos de outorgas de diversas usinas Hidrelétricas da Eletrobras. Outro destaque positivo do trimestre é a reversão de impairments de R\$454 milhões, influenciada principalmente pela redução nas taxas de desconto, com destaque para reversão de R\$ 265 milhões nas usinas de Santa Cruz e de Batalha em Furnas.

Os efeitos positivos do 3T21 foram impactados, negativamente, por determinados ajustes na contabilização de provisões para contingências de R\$ 9.434 milhões. Baseada no desenvolvimento jurisprudencial de casos relacionados aos Processos Judiciais de empréstimo compulsório, a Companhia revisitou suas estimativas de provisionamento de empréstimo compulsório, que geraram um aumento total de aproximadamente R\$ 8.926 milhões no 3T21. Esse valor inclui, entre outros, (i) R\$ 5.253 milhões relativos à reclassificação, de risco de perda remoto para risco de perda provável, de certas disputas relacionadas com o início da contagem do prazo prescricional para cobrança dos juros remuneratórios reflexos e (ii) R\$ 2.180 milhões decorrentes de alteração do marco temporal para provisão de parcela controversa para contemplar decisões definitivas com entendimento diverso da Companhia, bem como registro de laudos homologados desfavoravelmente. Considerando as demais constituições e reversões, o efeito final de processos judiciais de empréstimo compulsório foi uma provisão total de R\$ 9.059 no terceiro trimestre de 2021.

A Receita Operacional Líquida passou de R\$ 6.626 milhões no 3T20 para R\$ 9.957 milhões no 3T21, um crescimento de 50%, influenciada pelo efeito na receita de transmissão da revisão tarifária periódica, e, na geração, pela melhor performance nos contratos bilaterais e maior de receita de liquidação junto à CCEE.

O Ebtida IFRS, no valor de R\$ 5.369 milhões no 3T20, apresentou crescimento para um montante de R\$ 5.596 milhões no 3T21. A Receita Operacional Líquida recorrente apresentou crescimento de 45%, passando de R\$ 6.891 milhões no 3T20 para R\$ 9.977 milhões no 3T21. O Ebtida recorrente apresentou aumento de 70%, de R\$ 3.290 milhões no 3T20 para R\$ 5.598 milhões no 3T21. O crescimento recorrente demonstra a melhora na performance operacional da Companhia.

Outros Destaques do 3T21



Caixa de R\$20,4 bilhões, Dívida Líquida de R\$19,1 bilhões e EBITDA recorrente LTM de R\$20,4 bilhões, formando um indicador Dívida Líquida/ EBITDA Recorrente LTM de 0,9x.



Provisão CCC no montante de R\$340 milhões referente ao ajuste dos créditos correntes assumidos pela Holding no processo de desestatização das distribuidoras de energia, em razão da conclusão de processo de fiscalização da Aneel.



Variação Cambial líquida negativa no montante de R\$ 629 milhões no 3T21 contra uma variação cambial Líquida negativa de R\$ 221 milhões no 3T20.



Aumento de R\$ 657 milhões em contingência na controlada Chesf referente a reclassificação de risco e atualização de contencioso, com destaque para R\$ 233 milhões referentes ao processo judicial do fato K.



Créditos de receita na holding do valor apurado do AIC – ativo imobilizado em curso ressarcível da Energisa Acre somadas às aprovações anteriores da Equatorial Alagoas, e da Equatorial Piauí, no montante total de R\$150 milhões, referente ao reconhecimento da referida receita, nos termos das condições de recebimento previsto na 34 das demonstrações financeiras do 3T21.



R\$ 622 milhões de receita na holding referentes ao acréscimo de 14 meses (maio de 2016 até junho de 2017), no período de abrangência do reconhecimento dos créditos ineficiência econômica energética dos créditos, em razão da Lei nº 14.182/20.


Tabela 01: Principais Indicadores (R\$ Milhões)

2021	2020	%		3T21	3T20	%
143,0	152,2	-6,1%	Energia Vendida - Geração GWh (1)	46,3	52,1	-11,1%
31.054	24.086	29%	Receita Bruta	11.663	8.208	42%
31.300	24.332	29%	Receita Bruta Recorrente (2)	11.684	8.473	38%
26.124	19.567	34%	Receita Operacional Líquida	9.957	6.626	50%
26.371	19.813	33%	Receita Operacional Líquida Recorrente (3)	9.977	6.891	45%
12.730	10.824	18%	EBITDA	5.596	5.369	4%
15.643	9.188	70%	EBITDA Recorrente (4)	5.598	3.290	70%
49%	55%	6,59	Margem EBITDA	56%	81%	- 24,83
59%	46%	12,95	Margem EBITDA Recorrente	56%	48%	8,36
48.152	49.481	-3%	Dívida Bruta sem RGR de terceiros	48.152	49.481	-3%
19.106	21.047	-9%	Dívida Líquida Recorrente	19.106	21.047	-9%
0,9	1,9	-97%	Dívida Líquida Recorrente/ EBITDA LTM Recorrente	0,9	1,9	-97%
5.104	4.511	13%	Lucro líquido	965	2.814	-66%
2.527	1.389	82%	Investimentos	1.024	681	50%
12.160	12.552	-3%	Empregados	12.160	12.552	-3%

(1) Não considera a energia alocada para quotas, das usinas renovadas pela Lei 12.783/2013;

(2), (3) e (4) Ajustes detalhados na análise do consolidado apresentada abaixo.

1 ANÁLISE DO RESULTADO CONSOLIDADO (R\$ MILHÕES)

 Tabela 02: Resultado Consolidado

2021	2020	DRE	3T21	3T20
18.132	16.065	Receita de Geração	6.570	5.268
12.370	7.570	Receita de Transmissão	4.894	2.769
551	451	Outras Receitas	199	171
31.054	24.086	Receita Bruta	11.663	8.208
-4.929	-4.520	Deduções da Receita	-1.707	-1.582
26.124	19.567	Receita Operacional Líquida	9.957	6.626
-3.046	-5.021	Energia revenda, rede, combustível e construção	517	-1.831
-6.317	-5.843	Pessoal, Material, Serviços e Outros	-2.099	-2.022
-1.408	-1.399	Depreciação e Amortização	-503	-468
-11.369	-3.008	Provisões Operacionais	-9.330	-2.002
3.985	4.296		-1.458	304
1.706	875	Participações societárias	920	369
4.859	4.228	Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	4.859	4.228
772	25	Outras Receitas e Despesas	772	0
11.321	9.425		5.093	4.902
-1.122	-2.097	Resultado Financeiro	-1.059	-622
10.200	7.328	Resultado antes do imposto	4.033	4.279
-5.096	-2.817	Imposto de Renda e Contribuição Social	-3.069	-1.465
5.104	4.511	LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	965	2.814



Tabela 03: Resultado Consolidado Recorrente

2021	2020	DRE Recorrente*	3T21	3T20
18.371	16.311	Receita de Geração Recorrente	6.591	5.533
12.370	7.570	Receita de Transmissão Recorrente	4.894	2.769
559	451	Outras Receitas Recorrentes	199	171
31.300	24.332	Receita Bruta Recorrente	11.684	8.473
-4.929	-4.520	Deduções da Receita Recorrentes	-1.707	-1.582
26.371	19.813	Receita Operacional Líquida Recorrente	9.977	6.891
-6.881	-4.998	Energia p/ revenda, rede, combustível e construção	-3.357	-1.827
-5.842	-5.625	Pessoal, Material, Serviços e Outros Recorrentes	-1.954	-1.948
-1.408	-1.399	Depreciação e Amortização Recorrente	-464	-468
289	-877	Provisões Operacionais Recorrentes	12	-195
12.529	6.913		4.215	2.453
1.706	875	Participações societárias Recorrentes	920	369
14.235	7.789		5.134	2.823
-605	-1.800	Resultado Financeiro Recorrente	-898	-543
13.630	5.989	Resultado antes do imposto Recorrente	4.237	2.279
-2.471	-1.469	Imposto de Renda e Contribuição Social Recorrente	-582	-117
11.158	4.520	Lucro líquido do Exercício Recorrente	3.655	2.163

* Ajustes Não Recorrentes mencionados nos Destaques.

1.1 PRINCIPAIS VARIAÇÕES DA DRE

Destaques na Análise da variação 3T20 X 3T21

RECEITAS OPERACIONAIS



Tabela 04: Receita de Geração

Receita Operacional – Geração	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Receitas de Geração						
Suprimento	3.982	3.381	18%	10.799	10.555	2%
Fornecimento	884	639	38%	2.412	1.970	22%
CCEE	523	248	111%	1.631	726	125%
Receita de operação e manutenção	1.084	1.048	3%	3.136	2.911	8%
Receita de construção de Usinas	14	4	287%	39	23	70%
Repasse Itaipu	84	-51	-264%	115	-120	-196%
Receitas de Geração	6.570	5.268	25%	18.132	16.065	13%
Eventos não recorrentes						
(-) Interrupção de Angra I e II Retroativo e Inflexibilidade	34	269	-87%	277	269	3%
(-) Construção Geração	-14	-4	287%	-39	-23	70%
Receita Geração recorrente	6.591	5.533	19%	18.371	16.311	13%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 3T20X3T21

SUPRIMENTO

- Na Eletronorte (+R\$ 284 milhões): (i) aumento de 30% da receita de venda no ACL, R\$ 176 milhões, das UHEs Tucuruí e Samuel (R\$ 589 milhões no 3T20 X R\$ 765 milhões no 3T21), consequência do aumento de 83% do preço de venda (R\$ 107/MWh no 3T20 X R\$ 196/MWh no 3T21), o que compensou a redução de 36% da quantidade de energia vendida (2.490 MWmed no 3T20 X 1.765 MWmed no 3T21); (ii) redução na receita de venda no ACR, pela UHE Tucuruí, queda de 91% (R\$ 25 milhões no 3T20 X R\$ 2 milhões no 3T21), ocasionada pelo término dos produtos do 18º Leilão, que eram vendidos a R\$175/MWh, e início do faturamento do 23º leilão com preço a R\$167,31/MWh, o que reduziu a energia vendida em 91%, 66MWmed no 3T20 X 6MWmed no 3T21; (iii) Em relação a AMAZONAS GT, incorporada pela ELETRONORTE, em jul/21, houve aumento de 13% na receita, ocorrido em face de: (a) um aumento médio de 14% dos Preços Contratuais atrelados ao IGPM, que, em termos de energia, teve uma variação positiva de 2% no total; e (b) um aumento nas UTEs do Interior ocasionado pelo reajuste anual dos preços por meio do índice IPCA.
- Em Furnas (+R\$ 226 milhões): (i) aumento de 320 GWh negociada no ACL suprimento, por oportunidade de negócio e elevação de 9% na média do preço da energia negociada, representaram aumento de R\$ 96 milhões; (ii) Reajuste de preços dos contratos ACR em pelo IPCA gerando aumento de R\$ 10 milhões; (ii) maior despacho da Usina de Santa Cruz, de 321.756 MWh, devido a crise hídrica, gerando aumento de R\$ 118 milhões.
- Na Eletronuclear (+R\$ 107 milhões): (i) receita de suprimento das usinas de Angra 1 e 2 no valor de R\$ 789,3 milhões; e (b) ressarcimento por apuração de desvio positivo de energia no valor de +R\$

32,3 milhões, enquanto que em 2020, houve receita de suprimento das usinas de Angra 1 e 2 no valor de R\$ 931,6 milhões, porém provisão de desvio negativo de energia no valor -R\$ 216,5 milhões referente ao período de janeiro à setembro de 2020.; (ii) aumento no suprimento líquido de energia das usinas nucleares de Angra 1 e 2 em 38%, sendo de 2.470.070 MWh no 3T20, e 3.417.790 MWh no 3T21, devido à extensão das paradas de Angra 1 e 2, além do prazo previsto, ocorridas no 3T20.

- Na CGT Eletrosul (+R\$ 82 milhões): (i) ao aumento de R\$ 31,5 milhões na receita ACR, impactada pelo reajuste de 6,4% nos preços, que adicionou R\$ 14,8 milhões nas receitas, cujo efeito foi amenizado por redução de 2 MWm reduzindo a receita em R\$ 1,4 milhão no 3T21; (ii) aumento de R\$ 51 milhões na receita ACL, devido a variação de +30% no preço médio de venda, representando aumento de R\$ 41 milhões e aumento de 19 MW médios na energia vendida, resultando em aumento de R\$ 10 milhões no 3T21; (iii) redução na receita em R\$ 26,5 milhões em função da elevação do ressarcimento por indisponibilidade da UTE Candiota III, e (iv) provisão de inflexibilidade da UTE Candiota III, no valor de R\$ 45,7 milhões, ocorrido no 3T20 e sem ocorrência no 3T21.
- Na Chesf (+R\$5 milhões): (i) aumento de R\$ 14,6 milhões (20 MW médios) em função de novos contratos sem base de comparação em 3T20; (ii) redução de R\$ 8,9 milhões relativo à classificação da receita dos CER's do Complexo Pindaí como receita na CCEE; e (iii) início da operação comercial da EOL Casa Nova A.

FORNECIMENTO

- Na Eletronorte (+R\$173 milhões): (i) variação do faturamento da Albras, em R\$ 162 milhões, devido a atualização do preço base e as variações dos parâmetros do Alumínio, Dólar e encargos setoriais, sendo que: (a) a atualização pelo IGP-M de 32% do preço base, passando de R\$134,77/MWh para R\$177,92/MWh, gerou um aumento de R\$ 76 milhões; (b) o aumento de 50% na média dos preços do alumínio (US\$1.677 no 3T20 X US\$2.517 no 3T21), acarretou um aumento de R\$ 111 milhões; (c) a queda de 3% da média das taxas de conversão do dólar (R\$5,38/US\$ no 3T20 X R\$5,23/US\$ no 3T21), ocasionou uma queda de R\$ 4 milhões; e (d) o aumento do limite dos encargos a serem ressarcidos em 32% e aumento de 49% da encargos pagos pela Albras, gerou uma queda no faturamento de R\$ 20 milhões; e (ii) variação de R\$ 11 milhões, em função da sazonalização dos outros contratos de venda da UHE Tucuruí.
- Na Chesf (+R\$ 30 milhões): (i) aumento de 42 MW médios no consumo dos clientes industriais, alcançados pela Lei 13.182/2015, influenciado pela retomada gradual das atividades de um consumidor industrial.
- Em Furnas (+R\$ 15 milhões): (i) reajuste nos preços unitários dos contratos de fornecimento, atrelados à UHE Itumbiara (Lei 13.182/15) de cerca de 4,5%; e (ii) variação na incidência do ICMS.

CCEE

- Na Eletronorte (+R\$68 milhões): (i) aumento de 435% do PLD médio no período (R\$ 92/MWh no 3T20 X R\$ 490/MWh no 3T21); e (ii) queda de 23% da energia vendida em contratos bilaterais, 4.200MWmed no 3T20 X 3.404 no 3T21.
- Na holding (+R\$296 milhões): venda de aproximadamente R\$ 296 milhões no mercado de curto prazo da CCEE, a título de importação de energia do Uruguai, correspondente a 274,1 GWh de energia, sem ocorrência no 3T20.

Efeitos parcialmente, compensados por:

- Em Furnas (-R\$60 milhões): (i) baixa no GSF de aproximadamente 15% (66% no período em 2020 e 51% em 2021), acarretando uma menor quantidade de energia disponível e conseqüente menor exposição positiva, embora tenha ocorrido aumento do PLD (2020: R\$ 91,68 / 2021: R\$ 581,71).
- Na Chesf (-R\$26 milhões): (i) aumento do montante contratado em 112 MW médios em suprimento/fornecimento; e (ii) redução do GSF médio de 65,97% (3T20) para 51,38% (3T21).

RECEITA DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO - USINAS RENOVADAS PELA LEI 12.783/2013 (REGIME DE COTAS)

- Na controlada Chesf (+R\$28 milhões): (i) reajuste anual da RAG de cerca de 6,5%, conforme a Resolução Homologatória nº 2.902/2021 (ciclo 2021-2022); Por outro lado, houve (ii) redução de 34,15% da CFURH no 3T21, em comparação com o 3T20 (cerca de R\$15 milhões).
- Em Furnas (+R\$7 milhões (i) reajuste anual da RAG de cerca de 3%, cerca de R\$ 10 milhões, conforme Resolução Homologatória Aneel Nº 2.902/2021; (ii) entrada da usina de Jaguari em jan/21, operada temporariamente por Furnas, representando uma receita a maior de R\$ 3 milhões, sem comparativo em 2020; (iii) redução da CFURH e, conseqüentemente, do PIS/COFINS em cerca de R\$ 6 milhões.
- A Eletronorte: (i) reajuste de 15%, ocorrido em julho de 2021, da RAG da UHE Coaracy Nunes.

RECEITA DE CONSTRUÇÃO DE GERAÇÃO

- Maior nível de investimento realizado no 3T21, porém sem efeito para resultado, pois tem valor equivalente na despesa de construção.

REPASSE ITAIPU

- Na Holding (+R\$ 135 milhões): (i) Variação da tarifa sobre a qual incide a atualização monetária calculada com base nos índices de preços americanos *Commercial Price e Industrial goods*, incidentes sobre o ativo financeiro de Itaipu que compensou a variação cambial incidente sobre o referido ativo, reconhecido pela portaria interministerial 04/2018 do MME e Ministério da Fazenda que determina a receita de Itaipu.

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 2021X2020

- A Receita do segmento de Geração de energia apresentou crescimento de 13% nos 9 meses de 2021 (9M21) em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse crescimento foi influenciado, principalmente, pela maior receita na CCEE, provocada pelo aumento do PLD e da importação de energia do Uruguai pela holding, para comercialização, por despacho do ONS, devido ao baixo volume dos reservatórios no Brasil, e pelo crescimento da receita de Receita de Operação e Manutenção, causado pelo reajuste anual da RAG..



Tabela 05: Receita de Transmissão

Receita Operacional de Transmissão	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Receitas de Transmissão	4.894	2.769	77%	12.370	7.570	63%
Receita de operação e manutenção - Linhas Renovadas	1.522	1.447	5%	3.483	2.866	22%
Receita de operação e manutenção	97	46	111%	814	550	48%
Receita de Construção	742	150	394%	1.064	415	156%

Receita Operacional de Transmissão	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Receita Contratual – Transmissão	2.533	1.126	125%	7.009	3.740	87%
Receita Operacional de Transmissão recorrente	4.894	2.769	77%	12.370	7.570	63%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 3T20X3T21

RECEITA DE O&M – LINHAS RENOVADAS LEI 12.783/13

- Na controlada Chesf (-R\$143 milhões): (i) A variação apresentada para o contrato renovado possui relação com o aumento da parcela da RAP tratada como ativo contratual durante os períodos comparados. Com o aumento da RAP associada ao CTT 061/2001, proporcionalmente houve um aumento na conta retificadora da RAP faturada. Diante dos fatos, como a rubrica é produto da diferença entre a conta da receita faturada e a conta onde é realizada a reversão (das receitas tratadas como ativo contratual), há um efeito redutor no grupo em referência. No sentido inverso, há um aumento de 17% na amortização do saldo do ativo contratual do contrato 061/2001.
- Na controlada Eletronorte (-R\$ 43 milhões): (i) redução de R\$ 39 milhões na receita permitida, impactada principalmente, por menor da Parcela de Ajuste e Antecipação. Além disso, ocorreu (ii) redução da receita em função do aumento de R\$ 4 milhões na parcela destinada a amortização do ativo em decorrência da remensuração ocasionada pela publicação da REH nº. 2.959/21.
- Na controlada Furnas (-R\$34 milhões): (i) redistribuição entre a precificação da construção e a precificação de operação e manutenção, no valor de cerca de R\$ 44 milhões, devido às reestimativas de evolução de execução dos empreendimentos de transmissão em curso e às autorizações da ANEEL, realizadas no período, de RAPs para empreendimentos de transmissão concluídos.
- Na controlada CGT Eletrosul (-R\$14 milhões): (i) menor rateio de antecipação em R\$ 10,6 milhões; (ii) aumento de R\$ 5,7 milhões referente ao reajuste dos reforços e melhorias autorizados, conforme REH 2.895/2021, que estabeleceu a RAP para o ciclo 2021/2022; e (iii) redução de aproximadamente 53% da RAP de O&M ou cerca de R\$ 27,6 milhões no 3T21. Excluindo o valor da recuperação de R\$ 20,1 milhões por meio da parcela de ajuste, resulta em uma redução de R\$ 7,5 milhões no total.

RECEITA DE O&M – REGIME EXPLORAÇÃO

- Na controlada Eletronorte (+R\$17 milhões), principalmente, em função de: (i) aumento de R\$ 22,6 milhões na receita faturada, impactada principalmente pelo reajuste/Revisão do ciclo (maior PV e menor PA); (ii) Reajuste de 6 contratos licitados pelo IPCA do ciclo de 8,09%, e reajuste de 2 contratos por revisão tarifária: CC 009/2010 e CC 004/2021, com reajuste positivo de 17,88% e 16,89% respectivamente. Os demais tiveram correção um pouco superior à inflação do ciclo, devido a novas parcelas de RAP para reforços autorizados, sem estabelecimento prévio de receita. Por outro lado houve (ii) diminuição de R\$ 6,1 milhões na Receita de O&M, resultado da diferença entre "Receita Faturada" e "Amortização". A Amortização teve um aumento mensal em torno de R\$ 2 milhões.
- Na controlada Chesf (+R\$11 milhões): (i) reajuste de 18% do ciclo 21/22 (já descontado os efeitos inflacionários entre os períodos), conforme REH Aneel 2.895/21; (ii) os efeitos da revisão tarifária dos contratos de concessão 006/2009, 007/2005, 017/2009 e 018/2009; e (iii) o reconhecimento de RAP's de reforços sem receita previamente estabelecida, decorrente da entrada em operação comercial de projetos e melhorias incluídos pela Aneel para o ciclo 2021/2022.

- Na CGT Eletrosul (+R\$6 milhões): (i) reajuste da RAP para o ciclo 2021/2022, com destaque para o contrato 010/2005 que foi corrigido pelo IGPM acumulado de 37,04%, gerando acréscimo de R\$ 16,1 milhões; compensado por (ii) redução de R\$ 6,5 milhões, em razão do rateio de antecipação (-R\$ 4,7 milhões) e a Parcela de Ajuste de Apuração (-R\$ 1,8 milhão); e (iii) queda da receita pelo final da concessão equiparada referente à Conversora de Uruguaiana / Portaria MME nº624/2014 (-R\$ 1,7 milhão).
- Em Furnas (+R\$4 milhões): (i) troca de ciclos tarifários, com reajustes das RAPs das Transmissoras em cerca de 9%.

RECEITA DE CONSTRUÇÃO DE TRANSMISSÃO

- Furnas (+R\$ 503 milhões): (i) reestimativas de execução dos empreendimentos de transmissão em curso e das autorizações da ANEEL, realizadas no período, de RAPs para empreendimentos de transmissão concluídos, de cerca de R\$ 500 milhões.
- Chesf (+R\$ 179 milhões): (i) possui relação direta com os gastos realizados (apropriados e alocados) nos eventos de investimento de transmissão em andamento, com destaque para as realizações no contrato renovado, cujo montante ultrapassa em mais de 80% dos investimentos do trimestre.
- CGTEletrosul (R\$ 55 milhões): (i) reestimativas de execução dos empreendimentos de transmissão em curso.

Parcialmente compensada por:

- Eletronorte (-R\$ 35 milhões): (i) ajuste do ativo contratual do contrato 058/2001 (-R\$ 22,6 milhões) no 3T21, decorrente, principalmente, das reestimativas de execução dos empreendimentos de transmissão em curso.

RECEITA CONTRATUAL – TRANSMISSÃO

- Chesf (+R\$834 milhões): (i) acréscimo da variação do IPCA acumulado no no 3T21 (2,38%) comparado ao de 2020 (0,86%); (ii) aumento no saldo do ativo contratual referente à RAP-RBSE no 3T21, decorrente, principalmente, do reperfilamento, da consideração complementar do KE nas RAPs relativas a RBSE e finalização da fiscalização do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória – BRR do Contrato nº 061/2001. No entanto, cabe destacar que no 3T20, houve uma reclassificação entre os valores das rubricas da receita de transmissão, no montante de R\$ 477 milhões, para ajustar a classificação contábil ocorrida no 2T20, dado que esse montante é referente à remensuração regulatório e se encontra em linha apartada da receita de transmissão.
- Furnas (+R\$ 367 milhões), Eletronorte (+R\$ 41 milhões) e CGT Eletrosul (+R\$65 milhões): (i) acréscimo da variação do IPCA acumulado no 3T21 (2,38%) comparado ao de 2020 (0,86%); (ii) aumento no saldo do ativo contratual referente à RAP-RBSE em no 3T21, decorrente, principalmente, do reperfilamento e da consideração complementar do KE nas RAPs relativas a RBSE.

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 2021X2020

- Variação na Receita de transmissão de cerca de R\$ 4,8 bilhões no acumulado, devido, principalmente a: (i) acréscimo dos índices de inflação (IPCA) em 2021; (ii) acréscimo do saldo do ativo contratual relativos à RBSE, (base de cálculo da receita de atualização do ativo contratual), com destaque para: a) efeitos do reperfilamento do componente financeiro da RBSE, que impactam na base do ativo contratual; b) Reconhecimento complementar do custo de capital

próprio (Ke) dado que, em 2020, a ANEEL homologou apenas a correção pelo IPCA dos montantes da RBSE não pagos entre 2017 e 2020, decorrentes da liminar da ABRACE. No ciclo 2021/2022, a ANEEL reconheceu, além da correção pelo IPCA, a remuneração desse montante pelo Ke e; c) Finalização da fiscalização do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória – BRR do Contrato nº 061/2001 da Chesf. Com isso, foram homologados os valores definitivos da Revisão Periódica do ciclo 2018/2023 da Receita Anual Permitida – RAP, mediante a publicação da Resolução Homologatória nº 2.935/2021. Adicionalmente, em 2020, em razão das incertezas relativas aos resultados da fiscalização, a Companhia estimou o fluxo de recebíveis somente até o ciclo 2024/2025, e (iii) reestimativas de execução dos empreendimentos de transmissão em curso e das autorizações da ANEEL, com destaque em Furnas.


Tabela 06: Outras Receitas Operacionais

Outras Receitas Operacionais	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Outras Receitas	199	171	16%	551	451	22%
Eventos não recorrentes						
Procel estorno retroativo	0	0	100%	8	0	100%
Outras Receitas recorrentes	199	171	16%	559	451	24%

OUTRAS RECEITAS

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 3T20X3T21

- Na Eletronorte (+R\$30 milhões): (i) aumento de R\$ 11,3 milhões em CDE; (b) R\$ 10 milhões em Proinfra; (c) R\$ 4,6 milhões em Arrendamentos e alugueis; (d) R\$ 2,5 milhões em Serviços de comunicação multimídia.
- Na Chesf (+ R\$ 8 milhões): (i) aumento de receitas com aluguéis em R\$ 7,5 milhões.
- Na CGT Eletrosul (+ R\$ 7 milhões): (i) maior faturamento de serviços de telecom e de operação e manutenção de R\$ 2,5 milhões, dado que no 3T20 houve atraso na regularização/atualização dos dados cadastrais da nova companhia CGT Eletrosul; (ii) aumento na receita de Serviços de Engenharia e Estudos de R\$ 3,7 milhões, devido a prestação de serviços extraordinários que ocorreram este ano; e (iii) aumento na vendas de cinza da UTE Candiota III em R\$ 0,9 milhão dado que no 3T20 a UTE ficou em manutenção.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS


Tabela 07: Custos e Despesas Operacionais

Custos e Despesas Operacionais	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Energia comprada para revenda	2.360	-564	-519%	1.354	-1.570	-186%
Encargos sobre uso da rede elétrica	-857	-510	68%	-1.800	-1.350	33%
Combustível p/ prod. de energia elétrica	-627	-528	19%	-1.830	-1.524	20%
Construção	-359	-229	57%	-769	-576	33%
Pessoal, Material, Serviços e Outros	-2.099	-2.022	4%	-6.317	-5.843	8%
Depreciação e Amortização	-503	-468	8%	-1.408	-1.399	1%
Provisões Operacionais	-9.330	-2.002	366%	-11.369	-3.008	278%
Custos e Despesas Operacionais Totais	-11.414	-6.322	80,5%	-22.139	-15.271	45%
Eventos não recorrentes						

Custos e Despesas Operacionais	3T21	3T20	%	2021	2020	%
(-) Eventos PMSO não recorrentes	144	74	95%	475	218	118%
(-) Provisões não recorrentes	9.342	1.807	417%	11.658	2.131	447%
(-) Construção de Geração	14	4	287%	39	23	70%
(-) Transferência de carvão da rubrica de Material/Juros e Variação Monetárias das debêntures imobilizadas em setembro/21	0	0	-	13	0	-
(-) Repactuação do Risco hidrológico, decorrente da resolução nº 2.932/21 que homologou o prazo de extensão da outorga das usinas Hidrelétricas – contabilizada como redutor da conta energia comprada para revenda.	-4.266	0	-	-4.266	0	-
Registro da despesa com GSF pela adesão à repactuação do risco hidrológico (com contrapartida de reversão de valor de provisão de igual montante)	378			378		
Custos e Despesas Operacionais Totais Recorrentes	-5.802	-4.438	31%	-13.842	-12.900	7%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 3T20X3T21

ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

- Na Eletronorte (+R\$ 2.953 milhões): (i) Repactuação do Risco hidrológico, no valor de R\$ 3.029 milhões, registrado como recuperação de despesas não recorrente, decorrente da resolução Aneel nº 2.932 de 14/09/2021, que homologou o prazo de extensão da outorga das usinas Hidrelétricas UHE Curuá-Una: 2.313 dias, UHE Samuel 1.042 dias, e a UHE Tucuruí: 518 dias; compensada em parte pelo (ii) aumento de 435% do PLD, R\$92/MWh no 3T20 X R\$490/MWh no 3T21; e (iv) piora o GSF em 22% (66% no 3T20 X 51% no 3T21).
- Na controlada Furnas (+R\$335 milhões): (i) Repactuação do Risco hidrológico, no valor de R\$ 864 milhões, registrado como recuperação de despesas não recorrente, decorrente da resolução Aneel nº 2.932 de 14/09/2021, decorrente da prorrogação das usinas UHE Furnas (em 33 dias), UHE Luis Carlos Barreto (em 34 dias), UHE Porto Colômbia (em 34 dias), UHE Corumbá I (em 34 dias), UHE Marimbondo (em 37 dias) e UHE Funil (em 37 dias), compensado pelo: (ii) reajustes de preço dos contratos vigentes de cerca R\$ 53 milhões no período; (iii) aumento de 31% do IGPM no período; e (iv) compras de energia a fim de evitar a exposição negativa no MCP, aproveitando o deságio existente nas operações bilaterais de curto prazo, bem como o benefício tributário frente a liquidação na CCEE, de aproximadamente R\$ 527 milhões no 3T21.
- Na Holding (+R\$262 milhões): maior importação (+285,4 GWh) de energia do Uruguai, devido a demanda de volume energético pelo ONS devido à conjuntura hidrológica do país.
- Na CGT Eletrosul (+R\$84 milhões): (i) aumento de 5,2% no preço médio de aquisição, elevando o custo em R\$ 8,9 milhões; compensado em parte pela (ii) redução de 28 MWm na quantidade comprada (de 373 MWm no 3T20 para 345 MWm no 3T21), provocando queda de R\$ 13,4 milhões no custo; (iii) variação positiva da energia comprada no MCP e efeitos tributários e financeiros do desconto de PIS/COFINS da ordem de R\$ 2,1 milhão, e (iv) Repactuação do risco hidrológico no montante de R\$ 81,6 milhões, registrado como recuperação de despesas não recorrente, decorrente da resolução Aneel nº 2.932 de 14/09/2021, 2.919/2021, que prorrogou o prazo das usinas UHE Governador Jayme Canet Júnior (Antiga Mauá) em 1789 dias; UHE Passo São João em 1740 dias; UHE São Domingos em 610 dias; PCH Barra do Rio Chapéu em 1461 dias; e PCH João Borges em 1.362 dias.

- Compensado, parcialmente, por: Na Chesf (-R\$165 milhões): (i) Repactuação do Risco hidrológico, no valor de R\$ 291 milhões, registrado como recuperação de despesas não recorrente, decorrente da resolução Aneel nº 2.932 de 14/09/2021, que homologou o prazo de extensão da outorga das usinas Hidrelétricas: UHE Boa Esperança (em 122 dias), UHE Complexo Paulo Afonso (em 120 dias), UHE Curemas (em 446 dias), UHE Funil (em 44 dias), UHE Luiz Gonzaga (126 dia), UHE Sobradinho (2.555 dias) e Xingò (126 dias); (ii) efeito da movimentação de contratos de compra realizados entre os períodos comparados impactaram o trimestre em R\$ 78 milhões; compensados, parcialmente, pela baixa, em julho/2021, dos valores acumulados, desde julho/2015 (R\$ 378 milhão), devido a Chesf ter desistido de liminar judicial que a protegia contra os efeitos do do GSF no âmbito da CCEE, afetando o resultado do trimestre e sem base de comparação no mesmo período de 2020. Tal desistência processual permitiu a repactuação do risco hidrológico tratado no item (i) acima.

COMBUSTÍVEL PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

- Em Furnas (+R\$138 milhões): (i) atualizações nos parâmetros contratuais relacionados ao preço do combustível, em especial Gás Natural Herny Hub; e (ii) maior geração térmica de Santa Cruz, sendo 321.756 MWh no 3T21, contra um montante de 1.202 MWh no 3T20.
- Na Eletronuclear (+R\$21 milhões): (i) aumento no consumo de urânio físsil equivalente (Kg Ueqv) em 37%, sendo de 325,630 Kg Ueqv no 3T21 e 237,060 Kg Ueqv no 3T20; (ii) Em 2020 ocorreu a parada de Angra 2 (parada programada 2P16 no período de 22/06/2020 até 17/08/2020 impactando 48 dias dentro do trimestre analisado); (iii) 22 dias de parada programada da usina de Angra 2 no 3T21.

Parcialmente compensado por:

- Na Eletronorte (-R\$61 milhões): (i) pelo aumento de R\$50 milhões nos custos com combustível sendo : (a) aumento de R\$ 100 milhões ocorrido por conta do reajuste anual do Preço do Gás Natural de 10,15% que são indexados ao IGPM e IPCA e pelo aumento médio de 11,45% na geração de energia, com destaque para as UTE Aparecida e Mauá 3 que tiveram um incremento de energia de 28% e 21%, respectivamente, o que contribuiu para um aumento médio de 16% no consumo de gás natural do Contrato, pois essas usinas passaram a operar no 3T21 de forma mais contínua e em plena carga, seguindo despacho do ONS devido a crise hídrica que está ocasionando a baixa nos reservatórios das UHE do SIN; (b) redução de R\$ 64,6 milhões nas despesas acessórias de Ship or Pay e Take or Pay, em decorrência do aumento de consumo de gás natural; (c) aumento de R\$ 20 milhões referente ao Estorno de ICMS sobre a vendas de energia produzida pela UTE Mauá 03, devido o auto consumo de gás natural pela usina. O estorno ocorre pelo fato da venda ser para fora do estado do AM e isenta de ICMS. (d) redução de R\$ 6,2 milhões referente a aluguel de grupo gerador registrado no 3T20 e reclassificado no 3T21. Compensados pelo efeito redutor de despesa decorrente do (ii) aumento de R\$110 milhões na recuperação de despesas, devido a: (a) reajuste anual do Preço do Gás Natural de 10,15% que são indexados ao IGPM e IPCA; e (b) pelo aumento no consumo de gás natural das UTE Aparecida e Mauá 3, equivalente a 33% e 24%, respectivamente, sendo que essas usinas são as únicas beneficiárias do Reembolso da CCC do gás natural consumido).

ENCARGOS DE USO DE REDE

- Na Eletronorte (+R\$21 milhões): (i) aumento anual com os encargos de uso de rede elétrica de transmissão que é reajustado considerando a variação do índice IPCA. Em termos gerais, a EUST teve um aumento médio de 11,5%, enquanto que a EUSD foi em torno de 17,5%. As principais Resoluções da Aneel que homologaram os reajustes são: a) ReH 2.958/2021, ReH 2.748/2020 e ReH

2.586/2019 para as usinas Tucuruí e Samuel e da UTE Mauá 3; e b) ReH 2.920/2021, ReH 2.750/2020 e ReH 2.566/2019 para a usina Curuá-Una.

- Na Chesf (+R\$ 4 milhões (i) reajuste de cerca de 2,8% da TUST, determinado pela Resolução Homologatória ANEEL 2.896/2021 (ciclo 2021-2022).

CONSTRUÇÃO

- Na Chesf (+R\$103 milhões), principalmente, em função de: (i) possuir relação direta com os gastos realizados (apropriados e alocados) nos eventos de investimento de transmissão em andamento.
- Em Furnas (+R\$ 6 milhões): (i) aumento de R\$ 10 milhões em construção na Geração; (ii) redução de R\$ 2 milhões em transmissão, referente ao contrato 062/01 ; (iii) redução de R\$ 1,3 milhão nos demais contratos.

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 2021X2020

- A soma dos custos de Energia comprada para revenda, Encargos sobre uso da rede elétrica, Combustível para produção de energia elétrica e construção, nos 9M21, apresentaram redução de 46%, impactados, principalmente, pela repactuação do Risco hidrológico, no valor de R\$ 4.266 milhões, registrado como recuperação de despesas, decorrente da resolução nº 2.932 de 14/09/2021, que homologou o prazo de extensão da outorga de algumas usinas Hidrelétricas. Essa redução de despesas foi parcialmente compensada por: (i) crescimento dos custos com combustível, maior despacho da usina de Santa Cruz e aumento de consumo na UTE Mauá 03 ; (ii) Aumento nos encargos de uso da rede, provocado principalmente pelo reajuste anual da TUST e incorporação do Complexo Pindaí a partir de abril/2021 pela Chesf.



Tabela 08: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Pessoal, Material, Serviços e Outros	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Pessoal	-1.178	-1.049	12%	-3.635	-3.204	13%
Material	-67	-62	9%	-200	-216	-7%
Serviços	-513	-519	-1%	-1.365	-1.418	-4%
Outros	-341	-392	-13%	-1.117	-1.005	11%
PMSO total	-2.099	-2.022	3,8%	-6.317	-5.843	8,1%
Eventos não recorrentes						
Planos de Incentivo (PAE, PDC)	-2	-15	-84%	-7	-23	-69%
Demissão Eletronorte	1	0	-	79	0	-
Reversão contribuições fundações - ajuste CVM 600	-8	0	-	-22	0	-
Indenizações (Reclamações trabalhistas) - Furnas	21	0	-	69	0	-
Lançamentos Retroativos, reclassificações e Banco de Horas Histórico 25%	53	12	339%	1	0	-
Terceirizados Furnas	0	68	-100%	0	95	-100%
Perda com CCC correspondente à fiscalização da Boa Vista	58	0	-	58	0	-
IR não recolhido de condenação paga em 2015	0	0	-	42	0	-
IR decorrente da Dação - Transfêrencia da AmGT	0	0	-	40	0	-
Custas judiciais e honorários	3	0	-	48	0	-
Custas Trabalhistas	0	0	-	13	0	-
Indenizações - Perdas e Danos	0	0	-	38	0	-
Menos valia SPE FOTE	13		-	20	0	-
Baixa de ativo Energisa no 1T21 (Ativos das Distribuidoras alienadas)	0	0	-	29	0	-

Pessoal, Material, Serviços e Outros	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Aluguel de grupor gerador (atendimento emergencial ao Amapá)	6	0	-	57	0	-
Outros	0	9		12	146	
PMSO Recorrente	-1.954	-1.948	0%	-5.842	-5.625	4%

Outros: transferência carvão para contad e combustível, crédito Pis/CFINS UTE Candiota III, Comissões de emissão de debêntures no 1T21, venda e ressarcimentos de ativos de T para Energisa, contabilizações de exerc anteriores, processo Camargo Correa (Furnas), parcelas do acordo Frunas/Inepar, indenizações perdas e danos - NovaEngevix, Cien.

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 3T20X3T21

PESSOAL

- Aumento de R\$ 129 milhões devido a: (i) cerca de R\$ 40 milhões de Reajuste salarial, devido a aplicação de 2,4%, conforme previsto em Acordo Coletivo de Trabalho a partir de Dez/20; (ii) R\$ 27 milhões de férias; (iii) R\$ 10 milhões de adicional por tempo de serviço; (iv) R\$ 16 milhões de 13º salário; (v) R\$ 30 milhões de gastos com FGTS ou previdência complementar; (vi) impacto pela provisão do ACT 2021 de 6,76% e retroativo a maio de 2021, trazendo um aumento de R\$ 141 milhões no trimestre, sendo R\$ 53 milhões referentes aos meses de maio a junho e não recorrentes do 3T21.
- Na Chesf (-R\$ 27 milhões): aumento do passivo atuarial dos planos de benefícios CD e BD R\$ 31 milhões, devido à adequação da base ocorrida em 2020 e ao impacto do IGPM, compensado pela (ii) : reversão da provisão de PLR em R\$ 62 milhões, devido ao pagamento da PLR em setembro de 2021;
- Na Eletronuclear (+R\$ 54 milhões), houve aumento de hora extra da força de trabalho por conta da substituição parcial de mão de obra terceirizada em atividades de parada, início da operação Unidade de Armazenamento a Seco (UAS), estrutura construída para “desafogar” o armazenamento de combustível nuclear inserido nas piscinas de cada reator A1/A2, e prolongamento de prazos de parada por intercorrências.
- Esses valores foram parcialmente compensados por maior alocação de mão de obra para investimento no valor de R\$ 32 milhões, com destaque para Chesf que teve aumento de R\$ 26,1 milhões no período.

MATERIAL

- Na Eletronorte (-R\$ 11 milhões): (i) redução em materiais de manutenção operacional - aquisição direta, de R\$ 10,5 milhões, impactada pela reclassificação contábil de material que seria utilizado para projeto de P&D e que passou a ser tratado como custo interno no ativo.
- Em Furnas (+R\$9 milhões): (i) aumento de R\$ 7 milhões em Materiais diversos, por retomada de manutenções; e (ii) aumento na conta de Combustível e Lubrificantes, no valor de R\$ 1,3 milhão referente à frota de carros.
- Na Eletronuclear (+R\$5 milhões): (i) reavaliação de materiais de estoque no valor de R\$ 2,9 milhões; (ii) maior custo de materiais com as paradas preventivas em R\$ 2,2 milhões. Em contrapartida houve: (iii) redução do custo habitual de materiais, no valor de R\$ 2,6 milhões e (iv) ajuste para menor de ICMS ao estoque, impactando positivamente o 3T20 em R\$ 2,6 milhões
- Na CGT Eletrosul (+R\$5 milhões): (i) no 3T21 a Geração Média da UTE Candiota III foi de 267,35 MW médios e o gasto com Cal virgem foi de R\$ 18,8 milhões, desta forma a variação apenas em relação a Cal foi R\$ 8,3 milhões maior que no 3T20. (ii) Dado o não consumo de materiais e insumos

de produção pelo fato da usina estar paralisada, no 3T21 os créditos de PIS/COFINS foram 4,7 milhões maiores do que no 3T20.

SERVIÇOS

- Na Eletronuclear (+R\$43 milhões): (i) aumento de R\$ 37,2 milhões com o custo da parada no 3T21 (Parada 2P17) em comparação à Parada 2P26 devido ao aumento do escopo do trabalho.
- Na CGT Eletrosul (+R\$13 milhões): (i) aumento em serviços de manutenção operacional em R\$ 6,3 milhões com destaque para: (a) aumentos nas despesas com consultorias e auditorias em R\$ 5,4 milhões para contratação de perícias técnicas para processo arbitrais; (b) retomada de atividades de manutenção operacional que foram contingenciados no 3T20 por conta da pandemia COVID-19 e; (ii) aumento de R\$ 1,4 milhão em Serviços de TI conservação predial devido ao retorno dos empregados ao escritório.

Parcialmente compensados por:

- Em Furnas (-R\$37 milhões): (i) redução de Mão de obra contratada R\$ 64,5 milhões, dado que em 2020 houve rescisão contratual. Por outro lado, houve aumento em: (ii) atendimento Médico Hospitalar Odontológico Credenciado em R\$ 9,8 milhões; (iii) Compartilhamento de Infraestrutura em R\$ 8 milhões referentes a reembolso dos Custos da Coordenação Global do CSC de outubro/2019 a março/2020; e (iv) Empreiteiros em R\$ 2,5 milhões.
- Na Eletronorte (-R\$ 15 milhões): (i) Redução das seguintes despesas: (a) Manutenção de ativos operacionais, de R\$ 4,2 milhões, em função de um serviço pontual de manutenção de usina em 2020, sem contrapartida em 2021; (b) Manutenção de Faixa de Servidão e Vias de Acesso, de R\$ 3,9 milhões, em função da venda da parte de transmissão da AmGT e da sazonalidade no serviço de supressão de vegetação de linha de transmissão; (c) Atendimento médico, hospitalar e odontológico, de R\$ 3,6 milhões, uma vez que a conta não está mais sendo utilizada em 2021; (d) Consumo de energia elétrica, de R\$ 2,8 milhões em função da pandemia; (e) Mão de obra administrativa contratada, de R\$ 2,2 milhões; (f) Aluguel de veículos diversos, de R\$ 2 milhões; (g) Estudos e projetos, de R\$ 1,6 milhão. (ii) Em contrapartida, houve aumento de despesas com: (a) serviços de motorista, de R\$ 5,6 milhões, em razão da retomada das atividades que foram suspensas em 2020 em razão da pandemia.

OUTROS

- Holding (+R\$93 milhões): (i) Perda com CCC correspondente à fiscalização da Boa Vista - R\$ 57 milhões; (ii) menor despesa com custas judiciais (exceto trabalhista) R\$ 16 milhões (iii) aumento de R\$ 3,2 milhões com alugueis.
- Na CGT Eletrosul (+R\$46 milhões) (i) menor Recuperação de despesas, cujo valor foi de R\$ 44 milhões no 3T20 contra R\$ 9 milhões no 3T21. Em 2021, a recuperação refere-se principalmente a glosas de NFs de fornecedores referentes a serviços de 2016, no valor de R\$ 5 milhões. (ii) reversão no 3T21 de compra vantajosa que havia sido registrada no 2T21, referente ao processo de aquisição da SPE Fronteira Oeste Transmissora de Energia, de R\$ 7,5 milhões, além de registro adicional de menos valia referente ao mesmo processo no montante de R\$ 5,7 milhões, totalizando efeito negativo de R\$ 13,2 milhões no 3T21, dado que a análise feita da combinação de negócios foi registrada provisoriamente no 2T21, conforme possibilita o CPC 15 e conforme mencionado nesse anexo II do 2T21.

- Na Eletronorte (+R\$31 milhões): (i) reclassificação de recuperação de despesas (conta redutora) relacionadas às ativações de créditos de PIS e COFINS, que gerou um aumento de R\$ 16,7 milhões. Em 2020, as ativações de créditos de PIS e COFINS estavam registradas no grupo de outras despesas operacionais (R\$ 16,7 milhões), já em 2021 passaram para o grupo de recuperação de despesas - subvenção recebida (R\$ 73,9 milhões). (ii) Ademais, houve aumento nas seguintes despesas: (a) aluguel de grupos geradores, de R\$ 5,7 milhões, uma vez que a despesa foi registrada no grupo de combustível no 3T20, e foi reclassificada para o grupo de outras despesas operacionais em 2021. Em linhas gerais, a variação na despesa com aluguel de grupos geradores entre os períodos foi negativa em R\$ 1,2 milhão; (b) seguros de instalações, equipamentos e estoques, de R\$ 4,5 milhões; (c) custo de operação e manutenção, de R\$ 3,9 milhões.

Parcialmente compensados por:

- Na Chesf (-R\$21 milhões): (i) redução nos gastos com indenizações, perdas e danos em R\$ 37,3 milhões relacionadas ao registro de perdas com clientes; Por outro lado, houve: (ii) aumento nos gastos com seguros de R\$ 8,1 relacionado a apropriação de despesas de seguros; e (iii) redução nas recuperações de despesas de R\$ 7,9 milhões, decorrente do menor montante recuperado de "INSS cooperativa" ressarcido a Companhia em 3T20.

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 2021X2020

- Os custos e despesas de pessoal, material, serviços e outros apresentaram, nos 9M21, variação de 7,1% em relação ao mesmo período do ano anterior, refletindo, principalmente: (i) despesas não recorrentes de aproximadamente R\$ 79 milhões devido à demissão de 285 empregados ocorridas entre janeiro e março de 2021. Reajuste salarial, a partir de 01.12.2020, de 2,4% e de mais 6,76%, a partir de 01.11.2021, conforme previsto em Acordo Coletivo de Trabalho, além de outras ocorrências, como aumento do custo dos juros em função do passivo atuarial dos planos de benefícios da Chesf, trazendo impacto total na conta de pessoal de R\$ 431 milhões, mais anuênio de 1%. Houve ainda aumento de outros custos e despesas decorrentes do aluguel de grupos geradores, no montante de R\$ 47,5 milhões, para atendimento emergencial ao Amapá e baixa do ativo energisa de R\$ 33 milhões. Aumento de R\$157 milhões na conta de "outras despesas" da holding, impactadas, principalmente, pela perda com CCC correspondente à fiscalização da Boa Vista (R\$ 57 milhões); (ii) IR não recolhido de condenação paga em 2015 (R\$ 42 milhões).

DEPRECIÇÃO E AMORTIZAÇÃO



Tabela 09: Depreciação e Amortização

Depreciação e Amortização	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Depreciação e Amortização	-503	-468	8%	-1.408	-1.399	0,6%
Eventos não recorrentes						
Depreciação extraordinária relativa a atualização de bens energizados em Março/2019, contabilizada em Agosto/2021.	39	0	-	0	0	100%
Depreciação e Amortização Recorrentes	-464	-468	-1%	-1.408	-1.399	1%

PROVISÕES OPERACIONAIS


Tabela 10: Provisões Operacionais

Provisões Operacionais	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Provisões/Reversões operacionais	-9.330	-2.002	366%	-11.369	-3.008	278%
Provisões/Reversões não Recorrentes						
Contingências	-375	-642	-42%	-1.372	-532	158%
Provisões e Reversões Empréstimo Compulsório	-9.059	-377	2304%	-10.094	-409	2369%
Provisão/Reversão PCLD RGR de Terceiros/ Estimativa de perda de crédito prospectiva (CPC 48)/Reversão PCLD CIEN/RPCs Chesf	0	-179	-100%	118	-201	-159%
Contratos Onerosos	-23	-172	-87%	-23	-172	-87%
(Provisão)/Reversão para perdas em investimentos	-3	9	-133%	-111	-112	0%
Parcela de ajuste RAP	0	0	-	0	-224	-100%
Impairment de ativos de longo prazo	454	43	965%	454	63	623%
Provisão para Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório	-47	-353	-87%	-93	-353	-74%
Provisão ANEEL - CCC	-288	-27	963%	-528	-18	2822%
Usina Candiota III – Inflexibilidade	0	-107	-100%	0	-173	-100%
Usina Candiota III – Carvão	-2	0	-	-9	0	-
Provisões/reversões não recorrentes	-9.342	-1.807	417%	-11.658	-2.131	447%
Provisões/Reversões Recorrentes						
Garantias	5	3	51%	24	1	2362%
PCLD (excluído PCLD Estimativa prospectiva de perda de crédito de distribuidoras privatizadas (CPC 48)) e RPCs Chesf	44	-94	-147%	319	-632	-151%
GAG Melhoria	1	-57	-103%	-51	-166	-70%
Outras	-38	-47	-20%	-4	-80	-95%
Provisões/reversões recorrentes	12	-195	-106%	289	-877	-133%

Os valores positivos na tabela acima significam reversão de provisão.

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 3T20X3T21

A variação se explica, principalmente, em função de:

- Provisão para Contingências de R\$9.434 milhões no 3T21: (a) **Na Holding**, baseado no desenvolvimento jurisprudencial de casos relacionados aos Processos Judiciais de empréstimo compulsório, a Companhia revisitou suas estimativas de provisionamento de empréstimo compulsório, que geraram um aumento total de aproximadamente R\$ 8.926 milhões no 3T21. Esse valor inclui, entre outros, (i) R\$ 5.253 milhões relativos à reclassificação, de risco de perda remoto para risco de perda provável, de certas disputas relacionadas com o início da contagem do prazo prescricional para cobrança dos juros remuneratórios reflexos e (ii) R\$ 2.180 milhões decorrentes de alteração do marco temporal para provisão de parcela controversa para contemplar decisões definitivas com entendimento diverso da Companhia, bem como registro de laudos homologados desfavoravelmente. Considerando as demais constituições e reversões, o efeito final de processos judiciais de empréstimo compulsório foi uma provisão total de R\$ 9.059 no terceiro trimestre de

2021; (b) **Na Chesf**, R\$ 354 milhões de provisões para contingências com destaque para constituição de R\$ 657 milhões devido a principalmente reclassificação de risco e atualização de processos judiciais (com destaque para o processo fator k, com provisão de R\$ 233 milhões), o que foi compensado, em parte, pela reversão da provisão para ação judicial de GSF de R\$369 milhões;

- Na holding, provisão de R\$340 milhões referente a créditos correntes de CCC que estavam registrados no ativo circulante das distribuidoras privatizadas Boa Vista, Ceron e Eletroacre em jun/17 e que foram cedidos pelas referidas distribuidoras para a Eletrobras, mas acabaram sendo realizados pelas próprias distribuidoras antes da efetiva transferência dos créditos à Eletrobras, e portanto, esses créditos foram provisionados pela Eletrobras, pois o recebimento não será feito pela CCC/CDE, mas sim pelas distribuidoras privatizadas que deverão assinar contrato com a Eletrobras para a devolução dos referidos valores. Existe também crédito corrente devido pela Amazonas Energia de cerca de R\$ 442 milhões, porém o contrato já está assinado e contabilizado como financiamento a receber da referida distribuidora. Os créditos com as demais distribuidoras serão contabilizados quando finalizados e assinados os respectivos contratos assinados.

Parcialmente compensados

- Pela controlada **Eletronorte**, com a reversão de provisão, no valor de R\$ 53 milhões, relacionada ao direito ao ressarcimento resultante da fiscalização e do reprocessamento mensal da CCC, no período de julho de 2009 a junho de 2016, pagos à Eletronorte a menor no montante de R\$ 116 milhões, atualizado pelo IPCA de agosto/2021; e reversão de contingências cíveis de R\$ 101,4 milhões referentes acordo judicial do processo El Paso Rio Negro Energia Ltda;
- Reversão de Impairment de ativos de longo prazo, no montante líquido de R\$ 454 milhões, com destaque para reversão de 265 milhões referente as Usinas UTE Santa Cruz e UHE Batalha, Reversão de R\$ 99 milhões de impairment Samuel, compensado pela provisão de R\$ 276 milhões referente ao reconhecimento de impairment da UTE Candiota III, reflexo principalmente da revisão na expectativa de recomposição da garantia física desta usina.

IMOBILIZADO + INTANGÍVEL - GERAÇÃO	CONTROLADA	(-) CONSTITUIÇÃO	(+) REVERSÃO	Provisões Operacionais	Resultado
Casa Nova A	Chesf	0	35	210	35
Casa Nova II	Chesf	0	49	0	49
Casa Nova III	Chesf	0	26	0	26
Pindaí I	Chesf	0	100	0	100
UHE Batalha	Furnas	0	144	265	144
UTE Santa Cruz	Furnas	0	120	0	120
FASE A,B, NUTEPA, SÃO JERONIMO	CGT Eletrosul	0	15	-120	15
CANDIOTA III-FASE C	CGT Eletrosul	-276	0	0	-276
UGC PCH João Borges	CGT Eletrosul	0	42	0	42
UGC PCH Rio Chapéu	CGT Eletrosul	0	33	0	33
UGC UHE Passo São João	CGT Eletrosul	0	35	0	35
UGC Eólica Coxilha Seca	CGT Eletrosul	0	26	0	26
UGC Eólica Galpões	CGT Eletrosul	0	4	0	4
UGC Eólica Capão do Inglês	CGT Eletrosul	0	1	0	1
UTE Presidente Médice (Fase A e B)	CGT Eletrosul	-0,3	0,0	0,0	-0,3
UHE Samuel	Eletronorte	0	99	99	99

Efeito no resultado 3 ITR 21 (Reversão)	-277	731	454	454
--	-------------	------------	------------	------------

- Contratos onerosos: Reversão de R\$23 milhões, sendo as principais movimentações de: (i) reversão de R\$ 88 milhões do Contrato Oneroso de Coaracy Nunes; (ii) constituição de R\$ 94 milhões devido ao resultado da UHE Funil, reversão contrato oneroso de R\$33 milhões, referente ao contrato de comercialização de Jirau.

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 2021X2020

- As provisões operacionais apresentaram, nos 9M21, crescimento de 300% em relação ao mesmo período do ano anterior, refletindo, principalmente: (i) Na Holding, R\$10.174 milhões de provisões para contingências com destaque para R\$10.094 milhões de provisão para processos judiciais de empréstimo compulsório; (ii) Provisão ANEEL – CCC, no montante de R\$528 milhões, relativa aos créditos de CCC cedidos pelas empresas CERON e Boa Vista à Eletrobras; parcialmente compensado por (iii) Reversão de Impairment de R\$454 milhões.

REMENSURAÇÕES REGULATÓRIAS - CONTRATOS DE TRANSMISSÃO



Tabela 11: Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão

Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Eventos não recorrentes						
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	4.859	4.228	15%	4.859	4.228	15%

- No terceiro trimestre de 2021, o ativo contratual de transmissão aumentou de forma relevante, em razão, devido a remensuração do ativo da concessão referente a RBSE, em especial pelo reperfilamento do componente financeiro da RBSE, aprovado pela ANEEL em abril de 2021. A decisão provocou a redução na curva de pagamento dos valores relativos à revisão periódica das RAPs associadas às instalações de transmissão para os ciclos 2021/2022 e 2022/2023 e o aumento do fluxo de pagamentos nos ciclos posteriores a 2023, prorrogando tais parcelas até o ciclo 2027/2028, preservando, no entanto, a remuneração pelo custo de capital próprio (Ke) para a RBSE. Para maiores detalhes, vide nota 14 das demonstrações financeiras do 3T21

PARTICIPAÇÕES ACIONÁRIAS



Tabela 10: Participações Societárias

Participações Societárias	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Participações Societárias	920	369	149%	1.706	875	95%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 3T20X3T21

PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

- Os principais destaques foram: (i) melhora no resultado de equivalência da SPE Norte Energia (+R\$105 milhões), devido a extensão do prazo de outorga, em razão do acordo do GSF a luz da lei 14.052/2020; (ii) melhora do resultado da SPE Chapecoense (+R\$58 milhões), em função da redução das compras de energia e (iii) melhora do resultado de equivalência da CTEEP (+R\$80 milhões); (iv) Valor negativo de R\$464 milhões no 3T20 referente a Manaus energia.

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 2019X2020

- As participações societárias apresentaram, nos 9M21, variação de 78% em relação ao mesmo período do ano anterior, refletindo, principalmente: (i) variação positiva na equivalência patrimonial das coligadas (+R\$269 milhões), com destaque para a CTEEP; (ii) melhora comparativa do resultado da IE Madeira (+R\$180 milhões), em função do aumento a receita contratual devido, principalmente, ao efeito da aplicação da correção pelo IPCA;

RESULTADO FINANCEIRO



Tabela 11: receitas e despesas financeiras

Resultado Financeiro	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Receita Financeira						
Receitas de juros, comissões e taxas	158	238	-34%	489	721	-32%
Receita de aplicações financeiras	206	137	51%	396	963	-59%
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	74	95	-23%	206	211	-3%
Atualizações monetárias líquidas	-172	-197	-13%	58	-1	-9110%
Variações cambiais líquidas	-629	-221	185%	-270	-1.020	-74%
Ganhos e perdas com derivativos líquidas	247	164	51%	685	56	1114%
Despesas Financeiras						
Encargos de dívidas	-722	-587	23%	-1.897	-2.250	-16%
Encargos de arrendamento mercantil	-112	-91	23%	-340	-277	23%
Encargos sobre recursos de acionistas	12	66	-82%	-27	-78	-65%
Outras receitas e despesas financeiras líquidas	-120	-226	-47%	-421	-422	0%
Resultado Financeiro	-1.059	-622	70%	-1.122	-2.097	-46%
Ajustes Não recorrentes						
(-) Receita de Emp. Distribuidoras	-82	-76	9%	-236	-296	-20%
(-) Prêmio dos Bônus + Comissão FIDC 1T20	0	0	-	91	298	-69%
(-) Chesf: atualização de processos judiciais em função do go live do Benner	-231	0	-	-231	0	-
(-) Regularização dos créditos processo tributário/ Multa e Autos de Infração	0	0	-	81	0	-
(-) Atualização monetária do acréscimo de 14 meses de ineficiência econômica e energética	-151	0	-	-151	0	-

Resultado Financeiro	3T21	3T20	%	2021	2020	%
(-) Despesa financeira correspondente à troca da taxa Selic pelo IPCA conforme Resolução CNPE nº 15/2021	432	0	-	432	0	-
(-) RPCs Chesf/Acrescimento moratório e variação monetária	0	0	-	118	0	-
(-) Atualização monet. emp. compulsórios	194	155	26%	413	295	40%
Resultado Financeiro Recorrente	-898	-543	65%	-605	-1.800	-66%

RESULTADO FINANCEIRO:

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 3T20X3T21

No 3T21, o resultado financeiro apresentou forte variação negativa, tendo apresentado um resultado negativo de R\$622 milhões no 3T20 e R\$1.059 milhões no 3T21. As principais variações foram nas contas de:

- A variação cambial líquida passou de uma variação líquida negativa de R\$221 milhões no 3T20 para R\$629 milhões no 3T21, devido, principalmente, a variação do dólar nos respectivos períodos.
- As despesas com encargos de dívida aumentaram em 23%, passando de uma despesa de R\$587 milhões no 3T20 para uma despesa de R\$722 milhões no 3T21, impactadas principalmente elevação da taxa CDI que passou de 1,9%a.a. para 6,15% a.a. no período e da inflação medida pelo IPCA que passou de 3,14% a.a. (acumulada último 12 meses) para 10,78% a.a., o que acarretou um maior reajuste do saldo devedor e conseqüentemente mais gastos com juros, além do aumento de aproximadamente R\$72 milhões gerado pelos encargos gerados pela nova emissão de Debêntures ocorrida em maio de 2021.

Variação monetária passiva de de R\$ 767 milhões no 3T21 devido, principalmente, a despesa financeira de R\$ 432 milhões contabilizada, em razão do efeito da aplicação do IPCA (em substituição da SELIC) sobre os os créditos de "ineficiência" da Amazonas Energia e Boa Vista.. A Eletrobras alterou a forma de correção dos créditos de "ineficiência" no 3T21, passando a utilizar o IPCA, pois foi a forma de correção utilizada na Resolução CNPE nº 15/2021, que definiu o valor de outorga a ser pago pela Eletrobras pelas novas concessões de geração no processo de capitalização da empresa.

Parcialmente compensadas por:

- Ganhos e perdas com Derivativos passaram de uma receita líquida de R\$164 milhões no 3T20 para uma receita líquida de R\$ 247 milhões no 3T21, com destaque para a controlada Eletronorte, em razão da precificação de ativo, conforme previsto em contrato de venda de energia celebrado com a Albras que é vinculada, principalmente, à cotação do LME (Alumínio) e dólar.
- Contabilização de receita financeira de R\$ 286 milhões, sendo: (i) R\$151 milhões referentes à atualização monetária incidente sobre a contabilização da extensão do prazo de 14 meses (maio de 2016 até junho de 2017) no período de abrangência dos créditos de "ineficiência" econômica e energética, em razão da publicação da Lei nº 14.182/2021, aplicável aos créditos originários das empresas Amazonas Energia (R\$ 620 milhões) e Roraima Energia (R\$ 1,7 milhões), somando o montante de R\$ 622 milhões. Tais valores foram homologados pela ANEEL através do Ofício nº 367/2021-SFF/ANEEL, de 08/10/2021; (ii) R\$135 milhões sendo R\$106 milhões referentes a atualização (IPCA) do resultado da fiscalização aplicável aos créditos originários das empresas Ceron, Eletroacre e Roraima Energia e R\$30 milhões referentes a atualização (SELIC) dos créditos de ineficiência econômica e energética até abril de 2016 cedidos pela Amazonas e Roraima Energia;

ANÁLISE DA VARIAÇÃO 2019X2020

- O Resultado Financeiro apresentou, nos 9M21, variação de 46% em relação ao mesmo período do ano anterior, refletindo, principalmente: (i) Ganhos e perdas com Derivativos (+R\$628 milhões), com destaque para a controlada Eletronorte, em razão da precificação de ativo conforme previsto em contrato de venda de energia celebrado com a Albras que é vinculada, principalmente, à cotação do LME (Alumínio) e dólar e; (ii) variação cambial líquida, que passou de uma despesa líquida de R\$1.020 milhões nos 9M20 para uma despesa líquida de R\$270 milhões nos 9M21, refletindo a variação do dólar nos respectivos períodos; parcialmente compensadas por (iii) queda na receita de aplicações financeiras (-R\$ 566 milhões) principalmente por conta da redução na taxa dos indexadores que remuneraram as aplicações.

OUTRAS RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS

Outras Receitas e Despesas	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Outras Receitas e Despesas	772	0	-	772	25	2982%
Eventos não recorrentes						
(-) Ajuste não recorrentes	-772	0	-	772	25	2982%
Outras Receitas e Despesas Recorrente	0	0	-	0	0	-

- Acréscimo de 14 meses (maio de 2016 até junho de 2017) no período de abrangência dos créditos de "ineficiência" econômica e energética, em razão da publicação da Lei nº 14.182/2021, aplicável aos créditos originários das empresas Amazonas Energia (R\$ 620 milhões) e Roraima Energia (R\$ 1,7 milhões), somando o montante de R\$ 622 milhões. Tais valores foram homologados pela ANEEL através do Ofício nº 367/2021-SFF/ANEEL, de 08/10/2021.
- O valor de R\$ 150 milhões, que deve-se aos reconhecimentos tarifários associados ao AIC (ativos imobilizados em curso) homologados pela ANEEL, através do processo de revisão tarifária extraordinária, e que deverão ser pagos pelas distribuidoras Energisa Acre(R\$ 43,5 milhões), Equatorial Alagoas (R\$ 61 milhões) e Piauí (R\$ 45 milhões) à Eletrobras, conforme as seguintes condições descritas na nota explicativa 34 das Demonstrações Financeiras.

IMPOSTO DE RENDA

Imposto de renda e contribuição social	3T21	3T20	%	2021	2020	%
Imposto de renda e contribuição social correntes	9	-921	-101%	-1.427	-2.172	-34%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-3.078	-545	465%	-3.669	-645	469%
Imposto de renda e contribuição social Total	-3.069	-1.465	109%	-5.096	-2.817	81%
Eventos não recorrentes						
(-) Ajuste não recorrentes	2.487	1.348	84%	2.625	1.348	95%
Imposto de renda e contribuição social Recorrente	-582	-117	397%	-2.471	-1.469	68%

1.2 EBITDA Consolidado



Tabela 12: Detalhamento EBITDA

EBITDA	2021	2020	%	3T21	3T20	%
Resultado do Exercício	5.104	4.511	13%	965	2.814	-66%
+ Provisão Imposto de Renda e Contribuição Social	5.096	2.817	81%	3.069	1.465	109%
+ Resultado Financeiro	1.122	2.097	-46%	1.059	622	70%
+ Amortização e Depreciação	1.408	1.399	1%	503	468	8%
= EBITDA	12.730	10.824	18%	5.596	5.369	4%
AJUSTES EVENTOS NÃO RECORRENTES						
Outras Receitas e Despesas	-772	-25	2982%	-772	0	-
Estorno de Receita interconexão energética entre Brasil e Uruguai	8	0		0	0	-
Interrupção de Angra I e II Retroativo e Inflexibilidade Candiota	277	269	3%	34	269	-87%
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	-4.859	-4.228	15%	-4.859	-4.228	15%
(-) Repactuação do Risco hidrológico, decorrente da resolução nº 2.932021 que homologou o prazo de extensão da outorga das usinas Hidrelétricas.	-4.266	0		-4.266	0	-
Registro da despesa com GSF pela adesão à repactuação do risco hidrológico	378	0		378	0	-
Transferencia de carvão da rubrica de Material/ Juros e Variações Monetárias das debêntures imobilizadas em setembro/21	13	0		0	0	-
Planos de Incentivo (PAE, PDC)	-7	-23	-69%	-2	-15	-84%
Demissão Eletronorte	79	0		1	0	-
Reversão contribuições fundações - ajuste CVM 600	-22	0		-8	0	-
Indenizações (Reclamações trabalhistas) - Furnas	69	0		21	0	-
Lançamentos Retroativos, reclassificações e Banco de Horas Histórico 25%	1	0		53	12	339%
Transferência de carvão para conta de Combustível	-13	0		0	0	-
Crédito de PIS/COFINS - insumos da UTE Candiota III períodos anteriores	-4	0		0	0	-
Terceirizados Furnas	0	95	-100%	0	68	-100%
Perda com CCC correspondente à fiscalização da Boa Vista	58	0		58	0	-
IR não recolhido de condenação paga em 2015	42	0		0	0	-
IR decorrente da Dação - Transfêrencia da AmGT	40	0		0	0	-
Custas judiciais e honorários holding e furnas	48	0		3	0	-
Custas Trabalhistas	13	0		0	0	-
Indenizações - Perdas e Danos	38	0		0	0	-
Comissões de emissão de debêntures no 1T21	-8	0		0	0	-
Menos valia SPE FOTE	20	0		13	0	-
Baixa de ativo Energisa no 1T21 (Ativos das Distribuidoras alienadas)	29	0		0	0	-
Aluguel de grupo gerador (atendimento emergencial ao Amapá)	57	0		6	0	-
Venda de Ativos de Transmissão a Energisa	-3	0		0	0	-
Ressarcimento de Ativos de Transmissão a Energisa	2	0		0	0	-
Problema de contabilização de exercícios anteriores	-7	0		0	0	-
Processo Camargo Correa Furnas	0	98	-100%	0	0	-
Parcelas do acordo entre Furnas e Inepar	0	38	-100%	0	9	-100%
Indenizações, perdas e danos - Nova Engevix, CIEN	45	10	351%	0	0	-
Contingências	1.372	532	158%	375	642	-42%
Empréstimo Compulsório	10.094	409	2369%	9.059	377	2304%
PCLD Estimativa de perda de crédito (CPC 48)/Reversão PCLD CIEN/RPCs Chesf	-118	201	-159%	0	179	-100%

EBITDA	2021	2020	%	3T21	3T20	%
Contratos onerosos	23	172	-87%	23	172	-87%
(Provisão)/Reversão para perdas em investimentos	111	112	0%	3	-9	-133%
Parcela de ajuste RAP	0	224	-100%	0	0	-
Impairment de ativos de longo prazo	-454	-63	623%	-454	-43	965%
Provisão para Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório	93	353	-74%	47	353	-87%
Provisão Incentivo Indenização Terceirizados	0	0		0	0	-
Provisão ANEEL - CCC	528	18	2822%	288	27	963%
Usina Candiota III - Inflexibilidade	0	173	-100%	0	107	-100%
Usina Candiota III - Carvão	9	0		2	0	-
= EBITDA Recorrente	15.643	9.188	70,3%	5.598	3.290	70%

Nota: A partir de 2019, a Companhia passou a considerar, no seu EBITDA recorrente, a receita de RBSE das concessões prorrogadas a luz da Lei 12.783/2013, de forma a manter protocolo semelhante aos covenants de debêntures emitida em 2019.. Além disso, considerando a privatização das distribuidoras ter sido concluída em abril de 2019, e estas operações não fazerem mais parte do seu core business, a companhia tratou como não recorrente os efeitos relevantes de receitas financeiras, despesas, reversões de PL e provisões de PCLD prospectivas (CPC 48) de empréstimos contratados com elas antes ou em decorrência do processo de privatização, embora receitas e eventuais provisões decorrentes de empréstimos contratados possam continuar afetando o resultado contábil da companhia até seu completo exaurimento. Contudo, foram tratados como recorrentes PCLD de dívida efetiva das distribuidoras em aberto bem como dívidas dessas relacionadas a fornecimento de energia.



Geração de Caixa Recorrente com Ajuste da RAP Regulatória de Transmissão

	3T21	3T20
1. EBITDA Recorrente	5.581	3.290
2. (-) Receita Societária Total de Transmissão	4.894	2.769
Receita de O & M	1.522	1.447
Receita de Construção	97	46
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE	742	150
Receita Contratual Transmissão	2.533	1.126
Receita Tarifária Periódica	0	0
3. (+) Recebimento Total de Receita Anual Permitida	4.015	3.305
Recebimento da RAP e indenizações	2.494	1.857
Receita de O & M	1.522	1.447
4 = 1 - 2 + 3 : Geração de Caixa aproximada	4.702	3.826

1.3 Resultado Consolidado por segmento das Operações Continuadas:



Tabela 14: DRE segmento – R\$ mil

2021					
DRE por Segmento	Administração	Geração	Transmissão	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	189	15.245	11.047	-357	26.124
Custos Operacionais	-458	-5.028	-2.044	345	-7.184
Despesas Operacionais	-12.998	-1.465	-504	12	-14.955
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	-13.268	8.753	13.358	0	8.844
Resultado Financeiro					-1.122
Resultado de Participações Societárias					1.706
Outras receitas e despesas					772
Imposto de renda e contribuição social					-5.096
Lucro Líquido (prejuízo) do período					5.104

2020					
DRE por Segmento	Administração	Geração	Transmissão	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	169	13.452	6.730	-784	19.567
Custos	-22	-7.369	-2.569	777	-9.183
Despesas Operacionais	-4.255	-1.166	-556	-113	-6.088
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	0	0	4.228	0	4.228
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	-4.107	4.917	7.834	-119	8.524
Resultado Financeiro					-2.097
Resultado de Participações Societárias					875
Outras receitas e despesas					25
Imposto de renda e contribuição social					-2.817
Lucro Líquido (prejuízo) do período de Operações Continuadas					4.511

1.3.1. Endividamento e Recebíveis

 Tabela 15: Dívida Bruta e Dívida Líquida

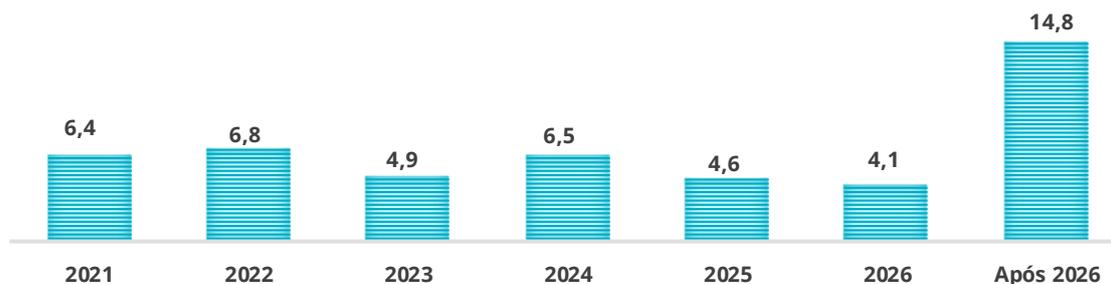
	30/09/2021
Dívida Bruta – R\$ milhões	48.152
(-) (Caixa e Equivalente de caixa + Títulos e Valores Mobiliários)	20.432
(-) Financiamentos a Receber	7.672
(-) Saldo Líquido do Ativo Financeiro de Itaipu ¹	941
Dívida Líquida	19.106

¹Vide Nota Explicativa 15b das Demonstrações Financeiras.

 Tabela 16: Cronograma de Vencimento da Dívida e incluídas as debêntures da Holding e das Controladas:

*Para maiores informações, verificar nota explicativa 20 do ITR 3T21.

 Dívida Bruta Consolidada Total sem RGR – R\$ bilhões



 Dívida Bruta Controladora sem RGR – R\$ bilhões

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Após 2026	Total (R\$ bilhões)
Amortização Anual com Debêntures (sem RGR)	5,6	4,0	2,3	4,2	3,2	2,5	6,8	28,6



Tabela 17: Exposição Cambial

Ativo	US\$ mil	%	Passivo*	US\$ mil	%
Recebíveis Empréstimos Itaipu	298.920	63%	Bônus 2021 - Eletrobras	641.092	30%
Ativo Financeiro Itaipu	173.014	37%	Bônus 2025 - Eletrobras	498.530	23%
TOTAL	471.933	100%	Bônus 2030 - Eletrobras	740.401	34%
			Outros	267.346	12%
			TOTAL	2.147.369	100%

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Após 2026	TOTAL
Ativo (US\$ milhões)	197,91	229,19	43,34	1,49	0,00	0,00	0,00	471,93
Passivo (US\$ milhões)	669,46	45,79	46,26	19,70	518,23	19,70	828,23	2.147,37
Exposição Cambial	-471,56	183,40	-2,92	-18,20	-518,23	-19,70	-828,23	-1.675,44

Devido ao cenário atípico e de características potencialmente imprevisíveis, não é possível prever com exatidão os cenários que poderão se materializar nos próximos meses nas operações da companhia.

*No saldo dos Bônus 2030 e 2025 há efeito contábil sobre o diferimento de despesas com recompra do bônus 2021 por conta da operação realizada em fevereiro.

RATINGS



Tabela 18: Ratings

Agência	Classificação Nacional/Perspectiva	Último Relatório
Moody's BCA	"Ba3": / Estável	16/09/2020
Moody's Senior Unsecured Debt	"Ba2": / Estável	16/09/2020
Fitch - Issuer Default Ratings (Foreign Currency)	"BB-": / Negativa	02/06/2021
Fitch - Issuer Default Ratings (Local Currency)	"BB-": / Negativa	02/06/2021
S&P LT Local Currency – Escala Nacional Brasil	brAAA/Estável	12/03/2021
S&P Issuer Credit Rating – Escala Global	BB-/Estável	12/03/2021

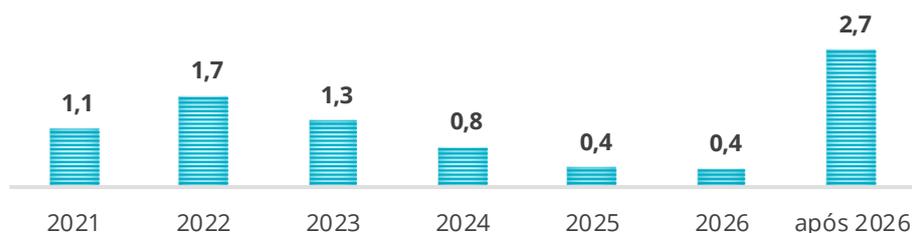
*CreditWatch

FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS CONCEDIDOS (RECEBÍVEIS)
 Tabela 19: Recebíveis

	Tx. Média		CONSOLIDADO	
	30/09/2021	31/12/2020	30/09/2021	31/12/2020
Itaipu	6,47	6,93	1.625.944	4.200.471
CEAL	3,79	3,45	1.293.613	1.505.961
Eletropaulo	3,50	3,75	673.567	1.008.052
Amazonas D	5,98	5,78	4.005.534	3.998.324
CEPISA	4,49	2,50	496.894	571.127
Boa Vista	3,58	2,22	143.916	147.764
Outras	-	-	197.512	248.201
(-) PECLD	-	-	(764.903)	(755.002)
Total			7.672.078	10.924.899

Os gráficos e tabela a seguir excluem encargos, PCLD e ativo financeiro de Itaipu.

*Para maiores informações, verificar nota explicativa 9 do ITR 3T21.

 Emp. e Financiamentos a receber Consolidado Total – R\$ bilhões


Não inclui: recebível do ativo financeiro de Itaipu de R\$ 941 milhões e PCLD de R\$ 765 milhões e encargos circulante.

 Emp. e Financiamentos a receber Controladora - R\$ bilhões

Projeção Recebíveis	2021	2022	2023	2024	2025	2026	após 2026	TOTAL
Controladora	1,4	2,7	2,1	1,4	0,9	0,7	3,8	13,1

Não inclui encargos e PCLD.

Tabela 20: Créditos da CCC cedidos pelas Distribuidoras Privatizadas

No processo de privatização das distribuidoras, foram cedidos à Eletrobras créditos contidos na conta direito de ressarcimento registrados no ativo das distribuidoras em junho/17 e que estavam sendo objeto de análise e fiscalização da Aneel, em processos encerrados em setembro de 2021. Estes créditos estão ativados nas Demonstrações Financeiras da Companhia, de 30/09/2021, em duas contas, quais sejam Direito de Ressarcimento e Financiamentos a receber, conforme Notas Explicativas 15 e 11 do 3T21, e a seguir detalhados:

DIREITO RESSARCIMENTO

Ativo Líquido Registrado – R\$ mil

	R\$ mil	Amazonas	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	Total
NT Aneel+ Pleitos em análise Aneel + "ineficiência"		2.366.317	3.008.691	116.173	120.023	5.611.205
Direitos Correntes						
Total (a)		2.366.317	3.008.691	116.173	210.249	5.611.205

* O saldo de R\$ 2.366 milhões da Amazonas é composto por uma obrigação de devolução para a CCC da ordem de R\$ 504,5 milhões referente ao resultado final da fiscalização do primeiro e segundo período realizado pela Aneel, e um crédito a receber do Tesouro Nacional de "ineficiência" econômica e energética de R\$ 2,87 bilhões. O crédito de "ineficiência" econômica e energética estava sendo atualizado pela Selic até o 2T21, sendo alterado nesse 3T21, passando a ser atualizado pelo IPCA. O valor a ser devolvido para a CCC deverá ser descontado do crédito a receber da CCC em relação aos valores cedidos das demais distribuidoras.

** Os créditos referentes aos direitos correntes da Ceron, Eletroacre e Boa Vista foram provisionados nesse 3T21, dado que ainda estão em fase de negociação o valor a ser devolvido pelas distribuidoras à Eletrobras por terem realizado esse crédito corrente antes da data de transferência dos créditos à Eletrobras. Quando for assinado contrato de devolução com essas distribuidoras, a Eletrobras irá reverter a provisão.


Conversão em Empréstimos

	R\$ mil	Amazonas	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	Total
Conversão em Empréstimos (b)		442.366				442.366

Nota: O crédito de R\$ 442,4 milhões da tabela acima era também um crédito de CCC, cedido pela Amazonas à Eletrobras, porém, por não fazer parte do período da fiscalização acima mencionada, e por ser um crédito corrente, ele já foi pago pela CCC à Amazonas Distribuidora, e não poderia ter sido cedido à Eletrobras, então, o mesmo foi convertido em dívida da distribuidora com a Eletrobras.


Total dos Créditos Cedidos à Eletrobras (Nota 9+ Nota 13)

	R\$ mil	Amazonas	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	Total
Crédito cedidos Líquido (1)		2.808.683	3.008.691	116.173	210.249	6.053.571

(1) Créditos atualizados até 30/09/2021, pelo IPCA.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel reconheceu, por decisão de sua diretoria colegiada, em 10 de março de 2020, (i) o direito de recebimento de créditos da Conta de Consumo de Combustível Ceron, no montante de R\$ 1.904,0 milhões (a preços de julho de 2019), referente à fiscalização dos benefícios devidos no período de 30 de julho 2009 a 30 de junho de 2016, considerado como primeiro período do processo fiscalizatório ("Primeiro Período de Fiscalização"), créditos estes cedidos à Eletrobras na ocasião de privatização da referida distribuidora; e (ii) o direito de recebimento de créditos da Conta de Consumo de Combustível - CCC à Companhia de Eletricidade do Acre ("Eletroacre"), no montante de R\$ 191,6 milhões (a preços de julho de 2019), referente à fiscalização dos benefícios devidos no período de 30 de julho 2009 a 30 de junho de 2016, créditos estes também cedidos à Eletrobras na ocasião de privatização da referida distribuidora.

A Diretoria da Aneel também aprovou, em 10 de março de 2020, a obrigação de devolução de R\$ 2.061,4 milhões (a preços de março de 2019), referente ao processo de fiscalização e reprocessamento mensal da CCC pagos à Amazonas Distribuidora de Energia S.A. ("Amazonas Energia"), no período de julho de 2016 a abril de 2017, referente ao Segundo Período de Fiscalização. Com tal decisão, a Amazonas Energia teve finalizado todo o seu processo de fiscalização, pois a Diretoria da Aneel já tinha deliberado,

em 19 de março de 2019, o resultado do Primeiro Período de Fiscalização dos reembolsos de CCC à Amazonas Energia, com a empresa tendo direito a receber um crédito da ordem de R\$ 1.591,7 milhões (a preços de setembro de 2018), a ser compensado com os créditos a devolver.

O saldo líquido dos créditos de direito cedidos pela Amazonas Energia, positivo em R\$ 2,81 bilhões, é referente, além do contrato assinado com a distribuidora com o pagamento do montante de R\$ 442,4 milhões de créditos correntes, ao recebimento das glosas da CCC decorrentes dos critérios de eficiência econômica e energética, direito reconhecido pela Lei 13.299/2016, e posteriormente pela Lei 14.182/2021, no montante histórico de R\$ 1.978,1 milhões, que será abatido do valor de outorga a ser pago pela Eletrobras pelas novas concessões de geração. A nova lei aumentou em 14 meses o prazo de abrangência da “ineficiência”, passando de abr/16 (Lei 13.299/2016), para até jun/17. Esse aumento da abrangência, já atualizado pelo IPCA para set/21, trouxe ganho de R\$ 771 milhões para os créditos de “ineficiência” da Amazonas. No entanto, a troca da Selic pelo IPCA para atualização desses créditos teve efeito negativo de R\$ 423 milhões. A Eletrobras alterou a forma de correção dos créditos de “ineficiência” no 3T21, passando a utilizar o IPCA, pois foi a forma de correção utilizada na Resolução CNPE nº 15/2021, que definiu o valor de outorga a ser pago pela Eletrobras pelas novas concessões de geração no processo de capitalização da empresa.

Em 15 de junho de 2021, foi aprovado pela Aneel o resultado da fiscalização e reprocessamento mensal dos benefícios reembolsados pela CCC à Boa Vista Energia, fixando o valor a ser reembolsado pela CCC à distribuidora em R\$ 103,9 milhões, posição fevereiro de 2020, e estabelecendo que a efetivação do pagamento à Eletrobras, detentora dos créditos, deveria aguardar o resultado final (primeiro e segundo períodos) das fiscalizações realizadas na Amazonas Energia, Ceron, Eletroacre e Boa Vista Energia.

Em reunião realizada no dia 28 de setembro de 2021, a diretoria da Aneel deliberou sobre os processos de fiscalização da CCC, ainda pendentes de análise, do segundo período de fiscalização da Ceron, Eletroacre e Boa Vista. Os valores aprovados pela diretoria da Aneel estavam alinhados com os montantes apresentados nas últimas notas técnicas emitidas pela SFF-SFG-SRG/ANEEL. Foi aprovado o valor de R\$ 806,6 milhões (posição abr/21) como resultado do segundo período de fiscalização da Ceron, assim como o valor negativo de R\$ 97,5 milhões (posição abr/21) a ser devolvido à CCC como resultado do segundo período de fiscalização da Eletroacre, e o valor negativo de R\$ 29,7 milhões (posição abr/21) para o segundo período de fiscalização da Boa Vista.

Dessa forma, todos os oito processos de fiscalização (primeiro e segundo períodos da Amazonas, Eletroacre, Ceron e Boa Vista) foram encerrados e foram definidas as condições de pagamento à Eletrobras do valor final líquido dos oito processos de fiscalização. A Aneel definiu o valor definitivo sobre a fiscalização da CCC reembolsada à Amazonas Energia, Ceron, Eletroacre e Boa Vista Energia no montante de R\$ 2.670,5 milhões, atualizados pelo IPCA de ago/2021, que deverá ser ressarcido pela CCC à Eletrobras, como detentora dos créditos assumidos dessas distribuidoras. Esse valor será recebido em 60 meses, em parcelas iguais, com a devida atualização pelo IPCA, sendo que o início dos pagamentos mensais esteja considerado no Orçamento Anual da CDE de 2022.

No 3T21, a Eletrobras tem registrado o valor de R\$ 6.053,6 milhões de créditos assumidos das distribuidoras em seus processos de privatização. O montante de R\$ 2.705,2 milhões como resultado final dos processos de fiscalização da CCC realizados pela Aneel e que serão pagos pelo Fundo à Eletrobras, o valor de R\$ 2.906,0 milhões de créditos de “ineficiência” assumidos da Amazonas e da Boa Vista, que serão utilizados para abater o valor de outorga a ser pago pela Eletrobras pelas novas concessões de geração no processo de capitalização da empresa, e R\$ 442,4 milhões registrado na conta de empréstimos e financiamentos referente ao contrato de devolução de créditos correntes assinado com a Amazonas Energia, que ainda se encontra no período de carência do pagamento do

principal. Assim, importante destacar que a Eletrobras realizou, no 3T21, uma provisão no valor de R\$ 340,1 milhões referente aos créditos correntes da Ceron, Eletroacre e Boa Vista Energia (créditos realizados antes da transferência do direito à Eletrobras, e portanto, precisam ser devolvidos à Eletrobras) dado que ainda não foram assinados contratos com essas três distribuidoras para a devolução do valor. Atualmente, a Eletrobras vem discutindo com as três empresas o valor a ser pago à Eletrobras. Após a definição dos montantes e condições de pagamento, os contratos serão assinados e a Eletrobras irá reverter parte ou a totalidade dessa provisão realizada de R\$ 340,1 milhões.

Assim, como resumo das movimentações dos créditos assumidos das distribuidoras no 3T21, pode-se fazer uma abertura em 5 itens: i) Aumento de R\$ 622,0 milhões dos créditos de “ineficiência” com os 14 meses adicionais de cobertura dado pela Lei 14.182/2021, sendo este apenas o valor principal, sem correção; ii) receita financeira no valor de R\$ 286,3 milhões, com a atualização pelo IPCA dos referidos 14 meses adicionais dos créditos de “ineficiência”, e atualização pelo IPCA do resultado da fiscalização da CCC da Ceron, Eletroacre e Boa Vista; iii) despesa financeira no montante de R\$ 446,6 milhões decorrente da troca da correção dos créditos de “ineficiência” da Amazonas e da Boa Vista de Selic para o IPCA, e da correção do resultado líquido da fiscalização da Amazonas (primeiro e segundo períodos); iv) R\$ 340,1 milhões de provisão de créditos correntes dado que ainda não foram assinados contratos com a Ceron, Eletroacre e Boa Vista para devolução dos valores realizados pelas próprias distribuidoras antes da cessão dos créditos à Eletrobras; v) perdas de R\$ 57,6 milhões resultantes da incorporação do resultado do segundo período de fiscalização sobre os créditos de CCC da Boa Vista.

REPERFILAMENTO RBSE

Em abril de 2021, a ANEEL aprovou o reperfilamento do componente financeiro da RBSE, das controladas Furnas, Eletronorte, CGT Eletrosul e Chesf. A decisão prevê uma redução na curva de pagamento dos valores relativos à revisão periódica das RAPs associadas às instalações de transmissão para os ciclos 2021/2022 e 2022/2023 e um aumento do fluxo de pagamentos nos ciclos posteriores a 2023, prorrogando tais parcelas até o ciclo 2027/2028, preservando, no entanto, a remuneração pelo WACC.

Em setembro de 2021, houve a contabilização do reperfilamento do componente financeiro da Rede Básica Sistema Existente - RBSE. A decisão da ANEEL provocou redução na curva de pagamento dos valores relativos à revisão periódica das RAPs associadas às instalações de transmissão para os ciclos 2021/2022 e 2022/2023 e aumento do fluxo de pagamentos nos ciclos posteriores a 2023, prorrogando tais parcelas até o ciclo 2027/2028, preservando, no entanto, a remuneração pelo custo de capital próprio (Ke). Maiores detalhes, vide nota 14 das demonstrações financeiras do 3T21.

No 3T21, o ativo contratual de transmissão aumentou de forma relevante, em razão, principalmente, da remensuração do ativo da concessão referente a RBSE, pelo seguinte:

1. Reperfilamento do componente financeiro da RBSE, aprovado pela ANEEL em abril de 2021. A decisão provocou redução na curva de pagamento dos valores relativos à revisão periódica das RAPs associadas às instalações de transmissão para os ciclos 2021/2022 e 2022/2023 e aumento do fluxo de pagamentos nos ciclos posteriores a 2023, prorrogando tais parcelas até o ciclo 2027/2028, preservando, no entanto, a remuneração pelo custo de capital próprio (Ke) para a RBSE;
2. Reconhecimento complementar do custo de capital próprio (Ke). Em 2020, a ANEEL homologou apenas a correção pelo IPCA dos montantes da RBSE não pagos entre 2017 e 2020, decorrentes da liminar da ABRACE. No ciclo 2021/2022, atendendo pedido das Transmissoras, a ANEEL reconheceu, além da correção pelo IPCA, a remuneração desse montante pelo Ke.

3. Finalização da fiscalização do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória – BRR do Contrato nº 061/2001 da Chesf. Com isso, foram homologados os valores definitivos da Revisão Periódica do ciclo 2018/2023 da Receita Anual Permitida – RAP, mediante a publicação da Resolução Homologatória nº 2.935/2021.



Tabela 21: Reperfilamento RBSE R\$ milhões:

Componente Financeiro REPERFILADO	Ciclo 2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028
CHESF	639	886	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648
ELETRONORTE	278	393	769	769	769	769	769
ELETROSUL	161	215	360	360	360	360	360
FURNAS	806	1.199	2.635	2.635	2.635	2.635	2.635
Total	1.884	2.693	5.411	5.411	5.411	5.411	5.411
Componente Econômico	Ciclo 2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028
CHESF	1.091	1.091	654	654	654	654	654
ELETRONORTE	562	562	242	242	242	242	242
ELETROSUL	187	187	69	69	69	69	69
FURNAS	1.785	1.785	1.136	1.136	1.136	1.136	1.136
Total	3.625	3.625	2.102	2.102	2.102	2.102	2.102
RBSE Total após REPERFILAMENTO	Ciclo 2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028
CHESF	1.730	1.976	2.302	2.302	2.302	2.302	2.302
ELETRONORTE	841	955	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011
ELETROSUL	348	402	430	430	430	430	430
FURNAS	2.590	2.984	3.771	3.771	3.771	3.771	3.771
Total	5.509	6.318	7.513	7.513	7.513	7.513	7.513

Os valores acima incluem encargos TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica) e recursos para P&D e Eficiência Energética, e não inclui PIS e Cofins. Além disso os dados se referem ao ciclo tarifário e não ao ano civil. Os valores aprovados no reperfilamento foram atualizados pelo IPCA.

1.4. Investimentos



Tabela 22: Investimentos por Segmento - R\$ milhões

Investimento (<i>Corporativo + Parcerias</i>)	Realizado 1T21	Realizado 2T21	Realizado 3T21	Orçado 3T21	% 3T21	Realizado 9M21	Orçado 9M21	% 9M21
Geração	314	529	572	1.218	47%	1.415	2.882	49%
Ampliação Corporativa	145	329	431	851	51%	904	1.919	47%
Manutenção	130	152	139	287	48%	421	722	58%
SPEs	39	48	2	81	2%	89	241	37%
Transmissão	142	360	378	525	72%	881	1.729	51%
Ampliação Corporativa	16	38	34	11	316%	87	91	96%
Reforços e Melhorias	96	213	300	413	72%	608	1.077	56%
Manutenção	30	27	44	99	45%	101	222	46%
SPEs	1	83	0	1	0%	84	340	25%
Outros*	65	91	75	118	63%	231	521	44%
Total	522	981	1.024	1.861	55%	2.527	5.132	49%

Outros: Pesquisa, Infraestrutura, Qualidade Ambiental

* Para maiores detalhes dos investimentos, por controlada ou por projeto, vide anexo 3 a este Informe aos Investidores, a ser divulgado em novembro de 2021.

NO 3T21 FORAM INVESTIDOS R\$ 1.024 MILHÕES DOS R\$ 1.861 MILHÕES ORÇADOS PARA O TRIMESTRE.

Em geração, o total de investimentos foi de R\$ 572 milhões, sendo R\$ 431 milhões referentes a ampliação de empreendimento corporativos, com destaque para: Angra 3 R\$375 milhões, Angra 1 e 2 R\$ 70 milhões. Em SPEs de geração, a realização foi de apenas de R\$ 2 milhões na Brasil Ventos . Em manutenção de geração, houve realização de R\$ 139 milhões com destaque para R\$ 21 milhões em Furnas e R\$ 26 milhões na Chesf .

Em transmissão, o total de investimentos foi de R\$ 378 milhões, sendo R\$ 34 milhões em ampliação e exclusivo da Chesf referentes às (LT São Luiz II/São Luiz III; / - LT Paraíso-Açu C3; / - LT Pau Ferro/Santa Rita C1; /- LT Mossoro/Açu C2; /- LT Banabuiu/Russas 230K C2). Em reforços e melhorias houve investimento de R\$ 300 milhões com destaque para: Chesf R\$ 178 milhões, CGT R\$ 49 milhões, Furnas R\$ 38 milhões e R\$ 36 milhões para Eletronorte. Não houve realização em SPE de transmissão no 3T21

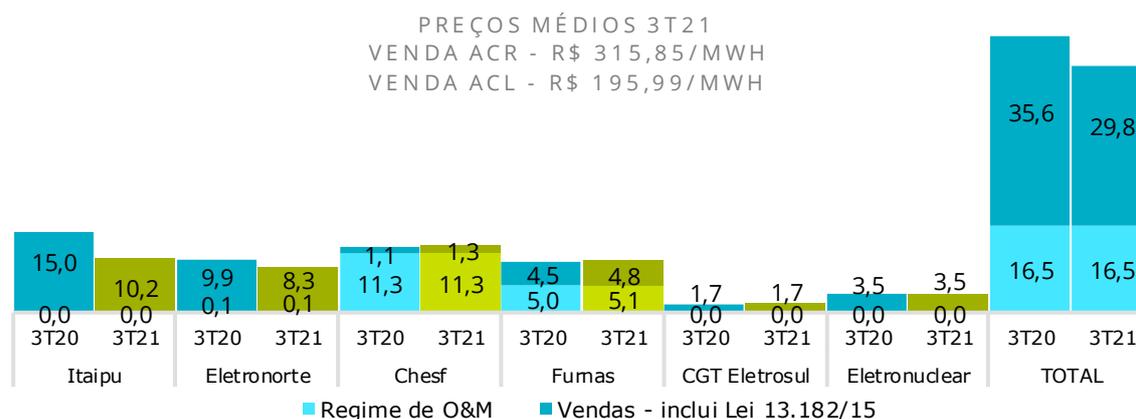
Quanto a não realizações de investimentos, houve frustração de R\$ 837 milhões, sendo -R\$ 647 milhões em geração com destaque para não realização de -R\$ 333 milhões em Angra 3 por atraso na licitação para retomada de obras e liberação de AFAC, frustração de -R\$ 86 milhões em manutenção de Angra 1 e 2 devido a impactos da pandemia. Em SPE houve frustração de R\$ 26 milhões em Teles Pires por adiamento de aportes e -R\$ 34 milhões em Brasil Ventos devido a aportes previstos para controladas e não realizados.

Em transmissão, a não realização de investimentos foi de R\$ 147 milhões com destaque para: -R\$ 20 milhões por atraso em licenciamento ambiental, -R\$ 17 milhões por impactos da COVID-19 e -R\$ 12 milhões devido problemas com licitações. O orçamento para SPES de transmissão era de apenas R\$ 1 milhão.

1.5. Comercialização

1.5.1. ENERGIA Vendida no 3T21 – Geradoras – TWh

Em termos de evolução do mercado de energia, as Empresas Eletrobras, no 3T21, venderam 46,3 TWh de energia, contra 52,1 TWh negociados no mesmo período do ano anterior, o que representa uma queda de 11%. Esses volumes incluem as energias vendidas das usinas sob o regime de cotas, renovadas pela Lei 12.783/2013, bem como pelas usinas sob regime de exploração (ACL e ACR).



Vendas: inclui empreendimentos sob Lei 13.182/15

Os Preços Médios ACR no gráfico não incluem Itaipu e Cotas (O&M). Incluem Eletronuclear.

1.5.2. Balanço Energético



Tabela 23: Balanço Energético

Balanço de Energia (MWmed)	2021	2022	2023	2024	2025
Lastro	9.288	9.313	9.277	9.257	8.563
Recursos Próprios (1)	8.119	8.183	8.183	8.183	7.707
Compra de Energia	1.168	1.130	1.094	1.074	855
Vendas	7.190	6.344	5.843	4.711	3.123
ACL – Contratos Bilaterais + MCP realizado	5.101	4.188	3.691	2.559	1.377
ACR – Exceto cotas	2.090	2.156	2.152	2.152	1.746
Preço Médio de Venda R\$/MWh	228,96	224,83	218,12	227,88	228,91
Preço Médio de Compra R\$/MWh	283,32	247,60	254,38	256,79	247,58
Preço Médio de Venda R\$/MWh (2)	186,18	184,03	171,50	169,63	178,85
Preço Médio de Compra R\$/MWh (2)	263,85	228,16	235,24	235,99	235,99
Saldo (Lastro – Vendas)	2.097	2.969	3.434	4.546	5.440
Energia Descontratada*	23%	32%	37%	49%	64%

* A parcela descontratada inclui energia reservada para hedge da companhia, definido estrategicamente conforme estimativa de GSF para o período.

Contratos celebrados até 30/09/2021.

Não estão sendo considerados no balanço os desdobramentos da Lei 14.182/2021, do processo de descotização das usinas sob o regime de Cotas de Garantia Física e da criação da nova estatal.

Não estão incluídas no balanço as parcelas de Cotas de Garantia Física e Cotas de Energia Nuclear.

- 1) Foi considerada a extensão do prazo de outorga das UHEs Mascarenhas de Moraes e Tucuruí segundo o estabelecido na Resolução Homologatória ANEEL N° 2.932, de 14 de setembro de 2021.
- 2) Não são considerados nos preços de compra e venda de energia, os preços dos contratos da Amazonas GT (incorporada pela Eletronorte), incluindo os contratos dos PIEs, advindos do processo de desverticalização da Amazonas Distribuidora, valendo destacar que, neste caso, as operações de compra e venda de energia não refletem impacto econômico ("pass-through").

Cotas de Garantia Física e de Energia Nuclear (MWmed)	2021	2022	2023	2024	2025
Cotas de Garantia Física de Usinas Hidrelétricas (3)	7.464	7.464	7.451	7.451	7.451
Cotas de Energia Nuclear	1.573	1.573	1.573	1.573	1.573

- 3) Foi considerada a concessão sob administração provisória da UHEJaguari permanecendo até 2022.

Considera apenas CCGF existente, diferente das publicações anteriores, que consideravam o fim dos contratos da UHE Mascarenhas de Moraes, em jan/2024, e da UHE Tucuruí, em ago/2024, e partir dessas datas, estas usinas eram consideradas no regime de Cotas de Garantia Física.

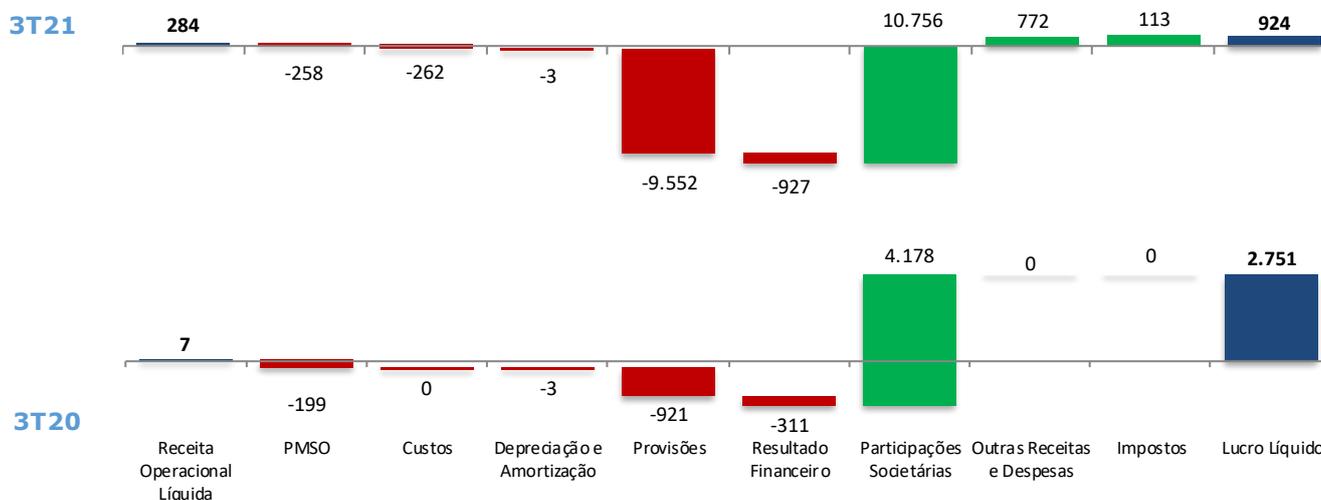
Com os desdobramentos da Lei 14.182/2021 e o processo de descotização das usinas sob o regime de Cotas de Garantia Física, o seguinte cenário é apresentado considerando a sua efetivação:

Cenário Lei 14.182/2021 (MWmed)	2021	2022	2023	2024	2025
Cotas de Garantia Física de Usinas Hidrelétricas (3) (4)	7.464	7.464	5.961	4.470	2.980
Descotização (5)	0	0	1.332	2.663	3.995
Novas Outorgas (6)	0	0	5.728	5.728	5.728

- 4) Descotização ocorrendo de forma gradual em um período de 5 anos a partir de 2023.
- 5) Na descotização, as usinas atualmente em regime de cotas passarão a ter uma nova concessão sob o regime de Produtor Independente de Energia - PIE, ocorrendo de forma gradual em um período de 5 anos a partir de 2023. Os valores de Garantia Física foram definidos na Portaria GM/MME N° 544/21.
- 6) Consideradas novas outorgas de concessão a partir de 2023 para as usinas de Sobradinho, Itumbiara, Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, cujos valores de Garantia Física foram definidos na Portaria GM/MME N° 544/21. Independente do observado no item (1).

2. Análise do Resultado da Controladora

No 3T21, a Eletrobras Holding apresentou lucro líquido de R\$ 924 milhões, uma redução de 66% em comparação ao lucro líquido de R\$ 2.751 milhões no 3T20. O resultado do 3T21 foi decisivamente influenciado por: (i) Resultado de Participações Societárias, de R\$ 10.756 milhões, influenciado, principalmente, pelos resultados das empresas controladas em decorrência do acordo do GSF a luz da lei 14.052/20 que prorrogou o prazo de outorga de diversas usinas hidroelétricas e efeito do reperfilamento da RBSE; (ii) registro de Outras Receitas em R\$ 772 milhões que se referem, primeiro, ao reconhecimento de R\$ 622 milhões devido ao acréscimo de 14 meses (maio de 2016 até junho de 2017) ao período de abrangência da Lei nº 14.182/2021, que regula o crédito de reembolso da CCC relacionados à "ineficiência" econômica e energética que a Eletrobras poderá compensar do valor adicionado a ser pago no caso de descotização das usinas hidroelétricas e concessão de novas outorgas de 30 anos, no âmbito da privatização da Eletrobras e, em segundo, pelo crédito de ressarcimento de R\$ 150 milhões relativo ao AIC (ativos imobilizados em curso) a ser pago pelas distribuidoras privatizadas à Eletrobras. Sendo parcialmente compensado pelo: (iii) efeito negativo em provisões para contingências judiciais, com destaque para provisões relativas aos processos judiciais de empréstimo compulsório no montante de R\$ 9.059 milhões; e (iv) constituição, no 3T21, de R\$ 340 milhões em Provisão ANEEL CCC devido ao ajuste dos créditos correntes cedidos para a Holding pelas distribuidoras privatizadas. Além do (iv) impacto negativo do Resultado Financeiro no montante de R\$ 927 milhões no 3T21 devido, principalmente, ao efeito negativo da flutuação cambial no período (R\$ 503 milhões) e do resultado negativo das atualizações monetárias líquidas (R\$ 473 milhões).


Evolução do Resultado - R\$ milhões


Nota: A análise dos resultados de cada subsidiária encontra-se no anexo II do Informe aos Investidores.

2.1 Participações Societárias da Controladora

No 3T21, o resultado de Participações Societárias impactou de forma positiva o resultado da Companhia em R\$ 10.756 milhões, decorrente principalmente do resultado de Equivalência Patrimonial dos investimentos em controladas, enquanto o resultado no 3T20 foi de R\$ 4.178 milhões (o valor do 3T20 foi rerepresentado devido à remensuração dos ativos de transmissão – vide Nota Explicativa 4.4 das Demonstrações Financeiras). Destaque para melhora nos resultados de Chesf (+R\$ 3.323 milhões), Eletronorte (+R\$ 2.816 milhões), Furnas (+R\$ 557 milhões) e parcialmente compensado pelo menor resultado em CGT Eletrosul (-R\$ 217 milhões).

2.2 Provisões Operacionais da Controladora

No 3T21, as Provisões Operacionais impactaram de forma negativa o resultado da Controladora em R\$ 9.552 milhões, frente a uma provisão de R\$ 921 milhões no 3T20. Essa variação é explicada, principalmente, pelo: (i) efeito negativo em provisões para contingências judiciais, com destaque para os processos judiciais de empréstimo compulsório no montante de R\$ 9.059 milhões, frente a uma provisão de R\$ 379 milhões no 3T20; e (ii) constituição, no 3T21, de R\$ 340 milhões em Provisão ANEEL CCC devido ao ajuste dos créditos correntes cedidos para a Holding pelas distribuidoras privatizadas, conforme mencionado na análise consolidada.


Tabela 24: Provisões Operacionais (R\$ milhões)

Provisões Operacionais	3T21	3T20 (Reapresentado)
Garantias	- 5	- 3
Contingências	9.139	412
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	10	99
Passivo a descoberto em Controladas	-	-
Perdas em Investimentos	15	18
Provisão para Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório	47	353
Provisão ANEEL - CCC	340	27
Outras	5	15
TOTAL	9.552	921

2.3 Resultado Financeiro da Controladora

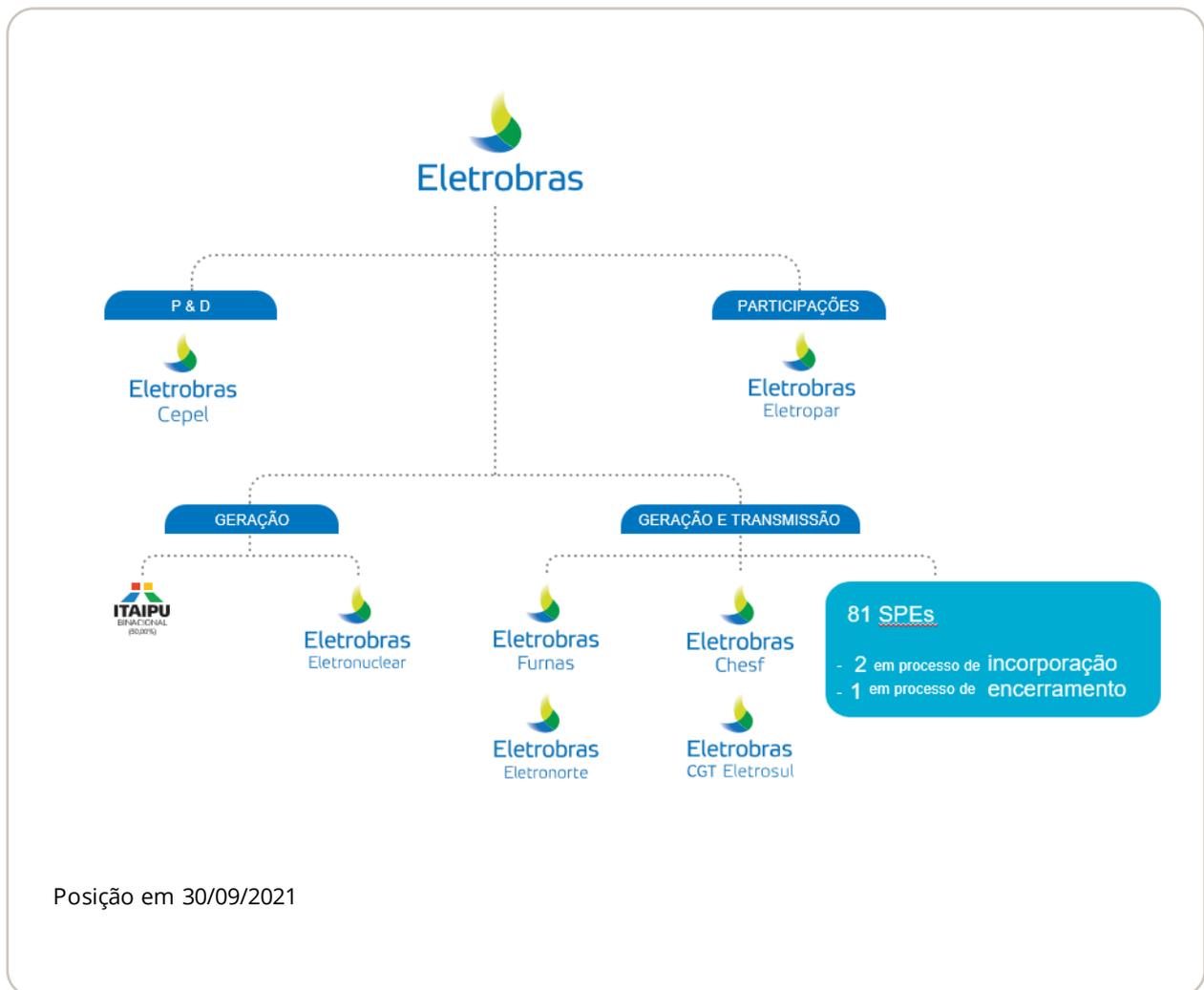
No 3T21, o Resultado Financeiro impactou de forma negativa o resultado da Controladora em R\$ 927 milhões, bem como no 3T20, com um resultado negativo de R\$ 311 milhões. O resultado foi influenciado principalmente por: (i) flutuação do câmbio no período, dada a desvalorização do dólar frente ao real e a situação de exposição cambial passiva. O resultado da variação cambial líquida passou de um valor negativo de R\$ 107 milhões no 3T20 para um resultado negativo de R\$ 503 milhões no 3T21; e (ii) pelo aumento das despesas com atualizações monetárias líquidas que passaram de um valor negativo de R\$ 243 milhões no 3T20 para um valor negativo de R\$ 473 milhões no 3T21 devido, principalmente, a despesa financeira e atualização monetária considerando o efeito da aplicação do IPCA (em substituição da SELIC) sobre os créditos e obrigações da CCC no valor de R\$ 446 milhões, devido o que ficou estabelecido na Resolução CNPE 15/2021.



Tabela 26: Resultado Financeiro (R\$ milhões)

RESULTADO FINANCEIRO	3T21	3T20
Receitas Financeiras		
Receitas de juros, comissões e taxas	227	332
Receita de aplicações financeiras	118	89
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	11	0
Atualizações monetárias líquidas	- 473	- 243
Variações cambiais líquidas	- 503	- 107
Receita de juros sobre dividendos	209	137
Outras receitas financeiras	32	28
Despesas Financeiras		
Encargos de dívidas	- 392	- 283
Encargos de arrendamento mercantil	-1	-1
Encargos sobre recursos de acionistas	-1	0
Outras despesas financeiras	-155	-262
	- 927	- 311

3. Informações Gerais



Capital Social

O capital social da Eletrobras, em 30 de setembro de 2021, totalizava R\$ 39.057 bilhões, representado por 1.568.930.910 ações, sendo 1.288.842.596 ações ordinárias e 280.088.314 ações preferenciais.



Tabela 27: Estrutura do Capital Social

Capital Social da Eletrobras

Posição acionária em 30/09/2021			% Capital	
Acionistas	Quant. Ações	Valor (R\$)	Espécie/Classe	Total
ORDINÁRIA	1.288.842.596	32.084.698.524,23	100,00%	82,15%
União	667.888.884	16.626.555.917,17	51,82%	42,57%
BNDESPAR	141.757.951	3.528.950.032,66	11,00%	9,04%
BNDES	74.545.264	1.855.744.316,08	5,78%	4,75%
Citibank (Banco Depositário ADR's)	46.264.144	1.151.708.608,43	3,59%	2,95%
Iberclear - Latibex	333.835	8.310.553,49	0,03%	0,02%
FIA Dinâmica e Banclass	65.536.875	1.631.487.726,37	5,08%	4,18%
FND	45.621.589	1.135.712.719,15	3,54%	2,91%
FGHAB	1.000.000	24.894.194,70	0,08%	0,06%
Banco do Nordeste	1.420.900	35.372.161,25	0,11%	0,09%
Outros	244.473.154	6.085.962.294,93	18,97%	15,58%
PREF. A	146.920	3.657.455,09	100,00%	0,01%
Victor Adler	52.200	1.299.476,96	35,53%	0,00%
Acionistas a Identificar	42.451	1.056.783,46	28,89%	0,00%
Outros	52.269	1.301.194,66	35,58%	0,00%
PREF. B	279.941.394	6.968.915.567,21	100,00%	17,84%
Citibank (Banco Depositário ADR's)	5.052.187	125.770.126,85	1,80%	0,32%
Iberclear - Latibex	134.253	3.342.120,32	0,05%	0,01%
BNDESPAR	18.691.102	465.299.932,37	6,68%	1,19%
BNDES	18.262.671	454.634.487,64	6,52%	1,16%
Fundos 3G Radar	28.538.776	710.449.846,28	10,19%	1,82%
Acionistas a Identificar	2.023.774	50.380.223,99	0,72%	0,13%
União	494	12.297,73	0,00%	0,00%
Outros	207.238.137	5.159.026.532,02	74,03%	13,21%
Total	1.568.930.910	39.057.271.546,52	-	100,00%

Análise do Comportamento dos Ativos

Ações



Tabela 28: B3, ELET3 e ELET6

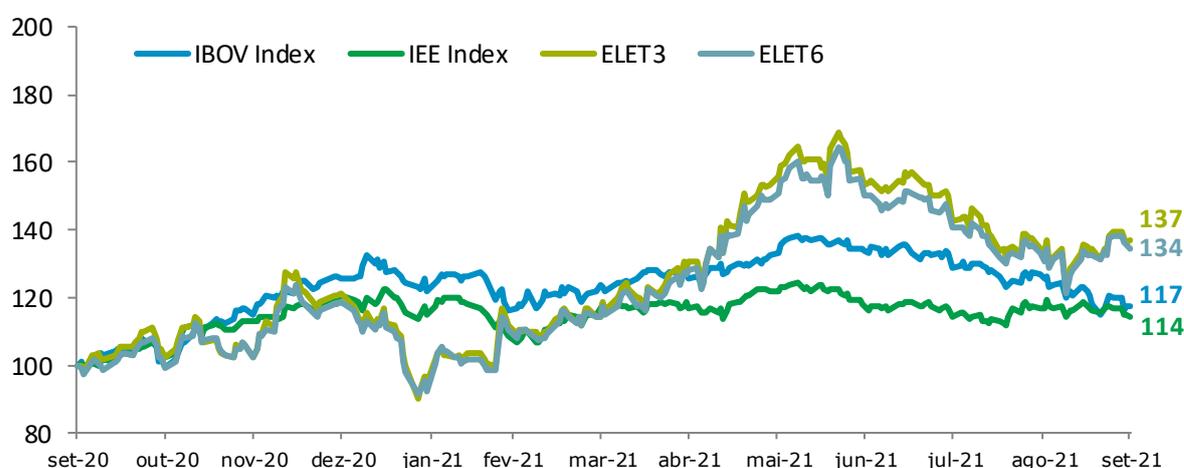
Preço e Volume	(R\$) ELET3 (Ações ON)	(R\$) ELET6 (Ações PN)	(pts.) IBOV (Índice)	(pts.) IEE (Índice)
Cotação de Fechamento em 30/09/2021	38,51	38,72	110.979	78.296
Máxima no trimestre	44,20	43,61	128.407	81.892
Média no trimestre	39,92	40,01	120.076	79.698
Mínima no trimestre	34,29	34,95	108.844	76.567
Varição no 3T21	-10,8%	-10,5%	-12,5%	-2,7%
Varição nos últimos 12 meses	36,6%	34,2%	17,3%	14,2%
Volume Médio Diário Negociado 3T21 (R\$ milhões)	160,2	79,6	-	-
Valor Patrimonial por Ação (R\$)	48,52	48,52	-	-
Preço/Lucro (P/E) ⁽¹⁾	65,40	65,76	-	-
Preço/Patrimônio Líquido (P/B) ⁽²⁾	0,79	0,80	-	-

(1) Preço de fechamento das ações preferenciais e ordinárias no fim do período / Lucro Líquido por ação. Para o cálculo, foi considerado o lucro líquido acumulado dos últimos 12 meses;

(2) Preço de fechamento das ações preferenciais e ordinárias no fim do período / Valor Patrimonial por ação no fim do período.



Evolução das Ações Negociadas na B3



Fonte: AE Broadcast

Número índice 30/09/2020 = 100 e valores ex-dividendo.

Programas de ADR

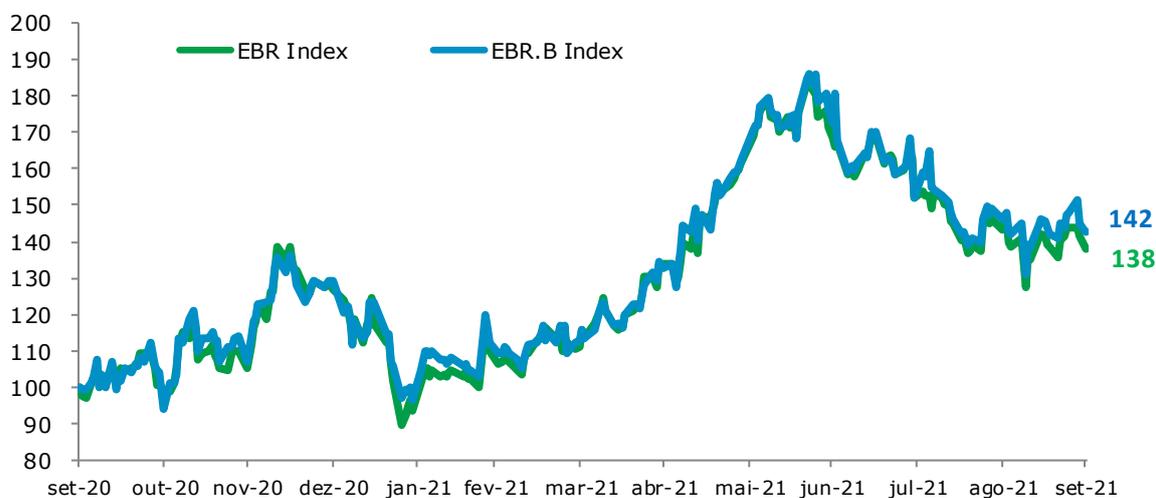


Tabela 29: NYSE, EBRN e EBRB

Preço e Volume	(US\$) NYSE EBRN	(US\$) NYSE EBRB
Cotação de Fechamento em 30/09/2021	7,10	7,22
Máxima no trimestre	8,68	9,16
Média no trimestre	7,67	7,70
Mínima no trimestre	6,55	6,65
Varição no 3T21	-17,9%	-17,4%
Varição nos últimos 12 meses	38,1%	42,4%
Volume Médio Diário Negociado 3T21 (milhares de US\$)	5.864	56



Evolução das Ações Negociadas na ADR



Fonte: AE Broadcast

Número índice 30/09/2020 = 100

Latibex - Bolsa de Madri

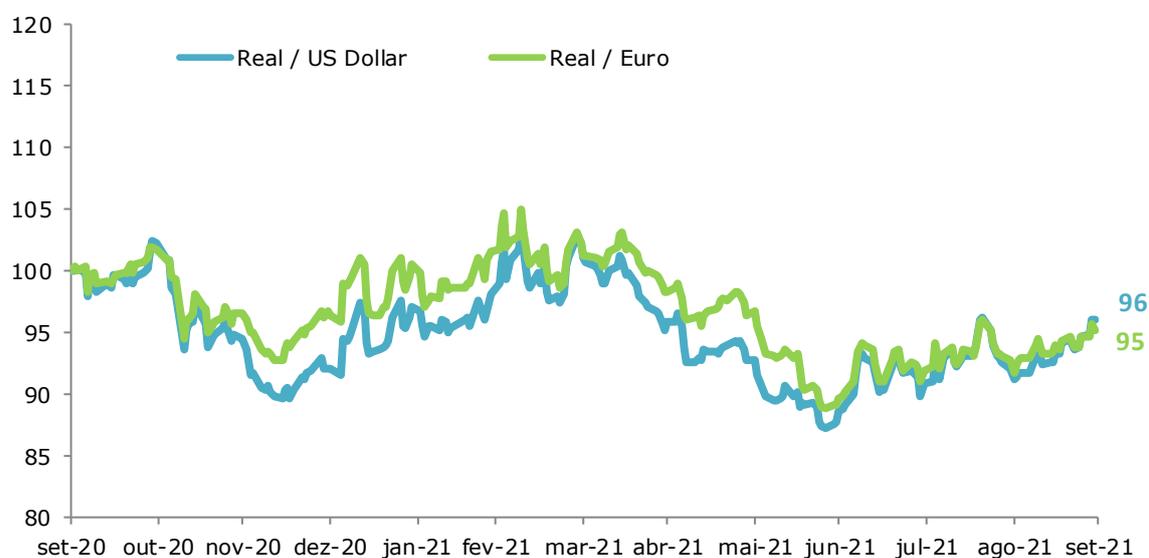


Tabela 30: LATIBEX, XELTO EXELTB

Preço e Volume	(€) LATIBEX XELTO	(€) LATIBEX XELTB
Cotação de Fechamento em 30/09/2021	6,15	6,10
Máxima no trimestre	7,15	7,55
Média no trimestre	6,33	6,88
Mínima no trimestre	5,60	5,60
Variação no 3T21	-20,6%	-19,2%
Variação nos últimos 12 meses	32,5%	18,4%
Volume Médio Diário Negociado 3T21 (milhares de Euros)	139	0,6



Evolução das Moedas Estrangeiras



Número índice 30/09/2020 = 100.

Fonte: Banco Central

Nº de empregados

CONTROLADORA

 Tabela 31: Empregados por Tempo de Trabalho

Tempo de trabalho na empresa (anos)	3T21
Até 5	21
6 a 10	56
11 a 15	365
16 a 20	149
21 a 25	19
mais de 25	59
Total	669

 Tabela 32: EMPREGADOS POR ESTADO DA FEDERAÇÃO

Estado da Federação	3T21
Rio de Janeiro	652
São Paulo	1
Brasília	15
Expatriado	1
Total	669

ÍNDICE DE ROTATIVIDADE (HOLDING)

 Tabela 33: Índice de Rotatividade Holding

3T21
1,74%

Balanço Patrimonial



(R\$ mil)

Ativo	Controladora		Consolidado	
	30.09.21	31.12.20	30.09.21	31.12.20
Circulante				
Caixa e equivalente de caixa	1.705.126	21.630	1.881.127	286.607
Caixa restrito	3.893.807	3.412.292	3.893.807	3.573.362
Títulos e valores mobiliários	8.460.398	7.740.051	18.551.266	14.039.358
Clientes	345.257	481.109	4.401.187	5.971.657
Ativo contratual transmissão	0	0	7.097.383	10.364.908
Financiamentos e empréstimos	3.550.100	5.937.323	2.429.175	4.748.661
Remuneração de participações societárias	1.046.917	4.720.491	270.292	675.510
Tributos a recuperar	347.824	519.200	475.653	833.960
Imposto de Renda e Contribuição Social	816.736	829.569	1.615.861	1.292.750
Direito de ressarcimento	0	0	3.267	4.684
Almoxarifado	281	305	587.676	509.991
Estoque de combustível nuclear	0	0	428.340	428.340
Instrumentos financeiros derivativos	0	0	673.264	317.443
Risco Hidrológico	0	0	0	0
Outros	2.436.134	1.683.297	2.511.564	1.855.175
	22.602.580	25.345.267	44.819.862	44.902.406
Ativos mantidos para venda	289.331	289.331	389.210	289.331
	22.891.911	25.634.598	45.209.072	45.191.737
NÃO CIRCULANTE				
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO				
Direito de ressarcimento	5.611.205	5.583.447	5.729.850	5.583.447
Financiamentos e empréstimos	8.990.249	11.197.073	5.242.903	6.176.238
Clientes	0	0	1.459.622	1.061.899
Títulos e valores mobiliários	338.780	322.884	339.144	323.236
Estoque de combustível nuclear	0	0	1.381.643	1.264.780
Tributos a recuperar	3.365	2.781	485.075	430.045
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0	0	1.513.141	2.068.894
Cauções e depósitos vinculados	6.402.167	4.676.895	8.452.197	6.752.865
Ativo contratual transmissão	0	0	49.902.960	41.023.616
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	1.021.388	1.103.034	3.152.989	3.199.751
Instrumentos financeiros derivativos	0	0	628.828	310.100
Adiantamentos para futuro aumento de Capital	2.259.232	1.223.108	0	1.541
Fundo de descomissionamento	1.958.863	1.753.827	1.958.863	1.753.827
Outros	918.965	1.153.411	1.258.823	1.286.546
	27.504.214	27.016.460	81.506.038	71.236.785
INVESTIMENTOS	92.006.003	77.538.694	28.493.143	29.089.522
IMOBILIZADO	238.298	244.673	32.971.786	32.662.912
INTANGÍVEL	56.930	42.974	5.075.042	785.493
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	119.805.445	104.842.801	148.046.009	133.774.712
TOTAL DO ATIVO	142.697.356	130.477.399	193.255.081	178.966.449



(R\$ mil)

Passivo e Patrimônio Líquido	Controladora		Consolidado	
	30.09.21	31.12.20	30.09.21	31.12.20
CIRCULANTE				
Financiamentos e empréstimos e Debêntures	9.009.755	7.984.194	11.875.718	11.410.751
Empréstimo compulsório	80.354	57.201	80.354	57.201
Fornecedores	618.886	705.908	3.511.594	3.904.051
Adiantamentos	1.047.382	1.060.770	1.136.891	1.134.845
Tributos a recolher	229.012	335.432	889.144	1.194.042
Imposto de Renda e Contribuição Social	0	0	47.468	319.435
Contratos onerosos	0	0	0	40.196
Remuneração aos acionistas	40.429	1.530.718	44.701	1.547.158
Passivo financeiro - Concessões e Itaipu	2.134.388	647.214	2.134.388	647.214
Obrigações estimadas	182.921	167.344	1.573.622	1.454.148
Obrigações de Ressarcimento	1.493.047	1.373.656	1.766.802	1.618.508
Benefício pós-emprego	0	0	218.395	192.209
Provisões para contingências	2.167.235	1.332.779	2.167.235	1.722.562
Encargos Setoriais	0	0	551.309	586.845
Arrendamento mercantil	7.671	7.595	213.311	217.321
Outros	126.328	111.998	389.166	353.580
	17.137.408	15.314.809	26.600.098	26.400.066
NÃO CIRCULANTE				
Financiamentos e empréstimos e Debêntures	19.639.808	20.014.081	36.276.082	35.591.282
Fornecedores	0	0	16.555	16.556
Adiantamento de clientes	0	0	208.204	290.870
Empréstimo compulsório	1.109.335	989.908	1.109.335	989.908
Obrigações para desmobilização de ativos	0	0	3.209.663	3.040.011
Provisões para contingências	24.413.167	16.526.961	31.479.756	24.108.078
Benefício pós-emprego	1.120.996	1.131.997	6.970.556	6.824.632
Provisão para passivo a descoberto	0	0	3.848	4.191
Contratos onerosos	0	0	478.099	414.705
Obrigações de ressarcimento	0	0	92.359	22.259
Arrendamentos	42.532	48.333	733.378	835.873
Concessões a pagar - Uso do bem Público	0	0	73.531	65.954
Adiantamentos para futuro aumento de capital	75.929	74.060	75.929	74.060
Instrumentos financeiros derivativos	0	0	0	10.014
Encargos Setoriais	0	0	642.938	744.442
Tributos a recolher	0	0	299.712	182.179
Imposto de Renda e Contribuição Social	600.540	650.523	6.762.310	3.705.055
Outros	2.429.131	2.248.420	1.789.591	1.895.020
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	49.431.438	41.684.283	90.221.846	78.815.089
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social	39.057.271	39.057.271	39.057.271	39.057.271
Reservas de capital	13.867.170	13.867.170	13.867.170	13.867.170
Reservas de lucros	26.616.165	28.908.054	26.616.165	28.908.054
Adiantamentos para futuro aumento de capital	0	0	0	0
Outros resultados abrangentes acumulados	-8.424.696	-8.354.188	-8.424.696	-8.354.188
Participação de acionistas não controladores	0	0	304.627	272.987
Lucros Acumulados	5.012.600	0	5.012.600	0
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	76.128.510	73.478.307	76.433.137	73.751.294
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	142.697.356	130.477.399	193.255.081	178.966.449

Demonstração do Resultado



(R\$ mil)

	Controladora		Consolidado	
	30.09.21	30.09.20	30.09.21	30.09.20
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	472.345	-15.113	26.124.306	19.566.810
Custos Operacionais				
Pessoal, Material e Serviços	0	0	-2.635.804	-2.439.544
Energia comprada para revenda	-418.856	-4.577	1.353.914	-1.570.469
Encargos sobre uso da rede elétrica	0	0	-1.800.388	-1.349.987
Combustível para produção de energia elétrica	0	0	-1.830.066	-1.524.080
Construção	0	0	-769.016	-576.480
Depreciação	0	0	-1.224.303	-1.233.154
Amortização	0	0	-56.183	-44.919
Provisões/Reversões operacionais	0	0	-9.472	-367.304
Outros Custos	0	0	-213.004	-76.640
RESULTADO BRUTO	53.489	-19.690	18.939.984	10.384.233
Despesas Operacionais				
Pessoal, Material e Serviços	-400.505	-415.045	-2.563.827	-2.398.040
Depreciação	-8.995	-9.703	-105.691	-97.662
Amortização	-8	-8	-22.176	-23.674
Doações e contribuições	-65.830	-75.769	-115.176	-137.790
Provisões/Reversões operacionais	-10.864.969	-1.111.520	-11.359.302	-2.640.507
Outras	-288.703	-144.672	-788.997	-790.777
	-11.629.010	-1.756.717	-14.955.169	-6.088.450
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	0	0	4.858.744	4.228.337
RESULTADO OPERAC. ANTES DO RESULT. FINANCEIRO	-11.575.521	-1.776.407	8.843.559	8.524.120
Resultado Financeiro				
Receitas Financeiras				
Receitas de juros, comissões e taxas	697.197	1.115.374	488.565	720.892
Receita de aplicações financeiras	206.419	753.582	396.286	962.700
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	22.887	1.385	205.745	211.112
Atualizações monetárias ativas	988.977	363.216	1.340.085	543.676
Variações cambiais ativas	1.352.771	5.158.498	1.288.240	4.912.083
Receita De Juros Sobre Dividendos	209.321	137.404	16.761	5.992
Ganhos com derivativos	0	0	684.564	56.396
Outras receitas financeiras	128.193	138.521	353.709	214.268
Despesas Financeiras				
Encargos de dívidas	-1.045.776	-1.338.305	-1.896.829	-2.249.797
Encargos de arrendamento mercantil	-3.709	-4.238	-339.591	-276.974
Encargos sobre recursos de acionistas	-1.869	-23.467	-27.348	-78.012
Atualizações monetárias passivas	-1.089.568	-483.789	-1.282.171	-544.319
Variações cambiais passivas	-1.568.699	-5.502.398	-1.558.126	-5.932.490
Perdas com derivativos	0	0	0	0
Outras despesas financeiras	-486.621	-936.638	-791.656	-642.283
	-590.477	-620.855	-1.121.766	-2.096.756
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	-12.165.998	-2.397.262	7.721.793	6.427.364
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	16.438.024	6.856.931	1.706.178	875.494
OUTRAS RECEITAS E DESPESAS	771.758	0	771.758	25.042
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DOS TRIBUTOS	5.043.784	4.459.669	10.199.729	7.327.900
Imposto de Renda e Contribuição Social Correntes	0	0	-1.427.201	-2.171.772
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	0	0	-3.668.904	-645.120
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	5.043.784	4.459.669	5.103.624	4.511.008

Demonstração do Fluxo de Caixa



(R\$ mil)

	Controladora		Consolidado	
	30.09.21	30.09.20	30.09.21	30.09.20
Atividades operacionais				
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	5.043.784	4.459.669	10.199.729	7.327.900
Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:				
Depreciação e amortização	9.003	9.711	1.408.353	1.399.409
Variações cambiais e monetárias líquidas	316.519	464.473	211.972	1.021.050
Encargos financeiros	144.836	113.232	1.758.442	1.877.899
Resultado da equivalência patrimonial	-16.438.024	-6.856.931	-1.706.178	-875.494
Outras Receitas e Despesas	-771.758	0	-771.758	-25.042
Receita contratual - Transmissão	0	0	-7.008.578	-3.739.843
Receita de construção	0	0	-1.103.056	-437.739
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	0	0	-4.858.744	-4.228.337
Provisões (reversões) operacionais	10.864.969	1.111.520	11.368.774	3.007.811
Participação de acionistas não controladores	0	0	-90.643	-61.300
Ressarcimento GSF	0	0	-4.265.889	0
Instrumentos financeiros - derivativos	0	0	-684.564	-56.396
Outras	-167.777	458.297	703.487	-521.022
	-6.042.232	-4.699.698	-5.038.382	-2.639.004
(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais				
Clientes	1	1	1.036.896	-557.013
Títulos e valores mobiliários	-720.347	-18.698	-4.511.920	-1.407.663
Direito de ressarcimento	51.040	-95.311	-66.188	-18.340
Almoxarifado	24	-65	-77.685	-41.850
Estoque de combustível nuclear	0	0	-116.863	-170.433
Ativo financeiro - Itaipu	1.568.820	514.997	1.568.820	514.997
Ativos mantidos para venda	0	294.249	-99.879	324.009
Risco Hidrológico	0	0	520.785	34.062
Créditos com controladas - CCD	0	0	0	0
Outros	110.536	128.797	62.226	-306.729
	1.010.074	823.970	-1.683.808	-1.628.960
Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais				
Fornecedores	-254.687	-58.257	-560.123	-568.307
Adiantamentos	0	0	-67.232	-53.459
Arrendamentos	-5.725	4.237	274.473	253.179
Obrigações estimadas	15.577	26.875	-16.027	122.333
Obrigações de ressarcimento	0	0	99.003	0
Encargos setoriais	0	0	-137.040	69.231
Passivos associados a ativos mantidos para venda	0	0	0	0
Contas a pagar com controladas	0	0	0	0
Outros	-733.239	342.622	-715.465	131.494
	-978.074	315.477	-1.122.411	-45.529
Pagamento de encargos financeiros	-848.801	-631.163	-1.549.307	-1.798.451
Recebimento da RAP e indenizações	0	0	7.510.113	6.519.416
Recebimento de encargos financeiros	643.814	840.415	424.945	523.603
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	-155.989	-188.159	-1.920.400	-2.376.481
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	5.528.150	3.578.347	1.523.912	454.423
Pagamento de previdência complementar	-11.002	-9.443	-241.683	-204.965

	Controladora		Consolidado	
Pagamento de contingências judiciais	-1.886.445	-2.871.787	-4.148.606	-2.942.684
Cauções e depósitos vinculados	-1.574.390	-728.671	-1.512.755	-765.390
Caixa líquido proveniente das (usados nas) atividades operacionais	728.889	888.957	2.441.347	2.423.878
Atividades de financiamento				
Empréstimos e financiamentos obtidos e debentures obtidas	2.700.000	5.193.319	4.736.770	8.191.275
Pagamento de empréstimos e financiamentos e debentures - principal	-2.860.468	-8.099.149	-4.270.102	-9.974.976
Pagamento de remuneração aos acionistas	-2.922.438	-2.579.579	-2.840.202	-2.590.936
Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital	0	0	0	0
Pagamento de arrendamentos financeiros	0	-9.899	-380.978	-409.831
Outros	0	0	266	-14.236
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de financiamento	-3.082.906	-5.495.308	-2.754.246	-4.798.704
Atividades de investimento				
Concessão de empréstimos e financiamentos	0	0	0	0
Recebimento de empréstimos e financiamentos	5.076.238	4.966.163	3.615.731	3.131.802
Aquisição de ativo imobilizado	-2.621	0	-1.375.560	-842.815
Aquisição de ativo intangível	-13.964	-14.190	-133.994	-50.331
Aquisição/aporte de capital em participações societárias	-9	0	-117.921	-45.569
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-1.022.319	-652.339	0	-6.000
Alienação de investimentos em participações societárias	188	309.287	188	311.587
Fluxo de caixa líquido na aquisição de investidas	0	0	0	0
Outros	0	0	-81.025	-151.858
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de investimento das operações continuadas	4.037.513	4.608.921	1.907.419	2.346.816
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	1.683.496	2.570	1.594.520	-28.010
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício das operações continuadas	21.630	18.202	286.607	335.307
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício das operações continuadas	1.705.126	20.772	1.881.127	307.297
	1.683.496	2.570	1.594.520	-28.010

NOVO CANAL DA SUSTENTABILIDADE



Canal da Sustentabilidade



Em nosso *site* disponibilizamos os nossos principais indicadores, relatórios e diretrizes de sustentabilidade. Porém, se você não encontrar a informação que busca sobre esse tema ou tiver alguma dúvida específica, entre em contato com nosso novo canal para atendimento exclusivo a solicitações de informações relacionadas aos aspectos ESG (ambientais, sociais e de governança corporativa), o **Canal da Sustentabilidade**.

A partir de agora, ao acessar esse novo canal, nossos públicos de relacionamento, especialmente investidores, analistas e agências de *rating*, poderão enviar suas solicitações a partir dos temas previstos no *Framework* de Sustentabilidade das empresas Eletrobras, assim como acompanhar o andamento da demanda ou consultar a lista de solicitações já respondidas sobre o tema sustentabilidade.

Clique aqui e acesse nosso **Canal da Sustentabilidade**.

