

**Brasília, 10 de agosto de 2021** - A Equatorial Energia S.A., holding com atuação no setor elétrico brasileiro, nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização e Serviços (B3: EQTL3; USOTC: EQUEY) anuncia hoje os seus resultados do segundo trimestre de 2021 (2T21) e acumulado (1S21).

**EBITDA Consolidado Ajustado alcança R\$ 1.223 milhões no trimestre (+42,7% vs 2T20), com aumento do Resultado Líquido Ajustado em 15,4% (R\$ 447 milhões).  
Companhia avança na estratégia de crescimento com aquisição da CEA.**

- **EBITDA Consolidado Ajustado alcançou R\$ 1.223 milhões** no trimestre, aumento de 42,7%, beneficiado pelo expressivo aumento do mercado nas distribuidoras, aumento da tarifa fio B e na redução da PECLD.
- **Volume total de energia distribuída** atingiu **5.921 GWh**, com crescimento consolidado de **10,7%** em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Piauí, Pará, apresentaram crescimentos de 14,7%, 13,2%, respectivamente e Maranhão e Alagoas, ambas crescendo 7,2%.
- **Perdas totais recuaram na maioria das distribuidoras em comparação ao 1T21**, nos estados de **Alagoas (22,5%, -0,5p.p.)** e **Piauí (20,6%, -0,7p.p.)** pelo sétimo e nono trimestre consecutivo, respectivamente, reduzindo também no **Pará (30,1%, -0,6p.p.)**, e aumentaram no **Maranhão (19,2%, +0,5p.p.)**.
- No 2T21, os **Investimentos consolidados da Equatorial** totalizaram **R\$ 473 milhões**, redução de 21,3% comparada ao 2T20, resultado da conclusão dos empreendimentos de transmissão.
- **Alavancagem consolidada** no 2T21 registrou 2,0x, medida pela relação **Dívida Líquida/EBITDA Ajustado**, caindo 0,3x em comparação ao 2T20 (2,3x) e menor 0,2x do que o 1T21 (2,2x), fruto da forte geração de caixa nos períodos. As **disponibilidades** atingiram **R\$ 8,1 bilhões**, correspondendo a **3,1x da dívida de curto prazo**.
- **Aprovado Índice de Reajuste Tarifário Anual para Equatorial Pará**, em 06 de agosto de 2021, com efeito médio a ser percebido com **efeito médio para os clientes de +9,01%**. A Parcela B apresentou um aumento de 34%, alcançando R\$ 2.927 milhões.
- Em 01 de junho foi emitido pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) o Termo de Liberação de Definitivo (TLD) para 100% da Receita Anual Permitida (RAP) do ativo SPE 03, no valor total de R\$ 116,5 milhões. Com a entrada desta SPE, a Equatorial Transmissão passa a ter todos os ativos com RAP ativa.
- Em 02 de junho, a Equatorial Serviços S.A, adquiriu a E-Nova Instalação e Manutenção Ltda, com foco em oferecer soluções técnicas em eficiência energética e em geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, inclusive por meio da geração distribuída.
- Em 28 de junho, o Grupo Equatorial Energia venceu Leilão para **aquisição do controle acionário da CEA**, concessionária de distribuição de energia do estado do Amapá. A aquisição depende da conclusão de condições precedentes e autorizações regulatórias.
- **Concluído processo de aquisição da CEEE-D**, em 8 de julho de 2021, com assinatura do contrato de compra e venda, após serem observadas as condições precedentes e aprovações regulatórias.

Destaques financeiros (R\$ MM)	2T20	2T21	Var.	1S20	1S21	Var.
Receita operacional líquida (ROL)	3.482	4.272	22,7%	7.689	8.695	13,1%
<b>EBITDA ajustado (trimestral)</b>	<b>857</b>	<b>1.223</b>	<b>42,7%</b>	<b>1.926</b>	<b>2.304</b>	<b>19,6%</b>
Margem EBITDA (%ROL)	24,6%	28,6%	4,0 p.p.	25,1%	26,5%	1,4 p.p.
<b>EBITDA ajustado (últ.12 meses)</b>	<b>4.730</b>	<b>5.155</b>	<b>9,0%</b>	<b>4.730</b>	<b>5.155</b>	<b>9,0%</b>
<b>Lucro líquido ajustado</b>	<b>387</b>	<b>447</b>	<b>15,4%</b>	<b>762</b>	<b>853</b>	<b>11,9%</b>
Margem líquida (%ROL)	11,1%	10,5%	-0,7 p.p.	9,9%	9,8%	-0,1 p.p.
Lucro líquido ajustado por ação (R\$/ação)	0,38	0,44	15,4%	0,75	0,84	11,9%
<b>Investimentos</b>	<b>601</b>	<b>473</b>	<b>-21,3%</b>	<b>1.167</b>	<b>844</b>	<b>-27,7%</b>
<b>Dívida líquida</b>	<b>10.933</b>	<b>10.298</b>	<b>-5,8%</b>	<b>10.933</b>	<b>10.298</b>	<b>-5,8%</b>
Dívida líquida/EBITDA ajustado (últ.12 meses)	2,3	2,0	-0,3 x	2,3	2,0	-0,3 x
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,2	3,1	0,9 x	2,2	3,1	0,9 x
<b>EBITDA ajustado (trimestral)</b>						
EQTL Maranhão	203	302	48,6%	431	636	48%
EQTL Pará	219	415	89,7%	530	817	54%
EQTL Piauí	42	156	275,6%	95	287	203%
EQTL Alagoas	56	97	73,3%	110	206	87%
Transmissão (Regulatório)	84	254	202,4%	161	468	191%
<b>Dados operacionais</b>						
<b>Energia distribuída (GWh)</b>	<b>5.349</b>	<b>5.921</b>	<b>10,7%</b>	<b>10.929</b>	<b>11.725</b>	<b>7,3%</b>
<b>Nº de consumidores (Mil)</b>	<b>7.709</b>	<b>7.876</b>	<b>2,2%</b>	<b>7.709</b>	<b>7.876</b>	<b>2,2%</b>

Para fins de comparabilidade, o 2T21 não considera ajuste de R\$ 283 milhões, referente a ganhos e perdas na realização do ativo de contrato das transmissoras, com impacto positivo na linha de "Receita Operacional Líquida (ROL)" e negativo em "Custos de Energia Elétrica", sem impacto no semestre.

## **1. Eventos de Divulgação**

**TELECONFERÊNCIA EM PORTUGUÊS  
COM TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA INGLÊS**

QUINTA-FEIRA, 12 DE AGOSTO DE 2021

14H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

13H00 (HORÁRIO DE NOVA YORK)

TELEFONES: +55 11 3181-8565 / +55 11 4210-1803

+1 412 717-9627 / +1 844 204-8942

CÓDIGO: EQUATORIAL

- Os participantes devem se conectar aproximadamente 10 minutos antes do início das teleconferências.
- SLIDES E WEBCAST: Os slides da apresentação estarão disponíveis para visualização e download na sessão de Relações com Investidores em nosso website <http://www.equatorialenergia.com.br/ri> a partir da data da teleconferência. O áudio das teleconferências será transmitido ao vivo pela Internet, no mesmo site, onde ficará disponível após o evento.

## **Relações com Investidores**

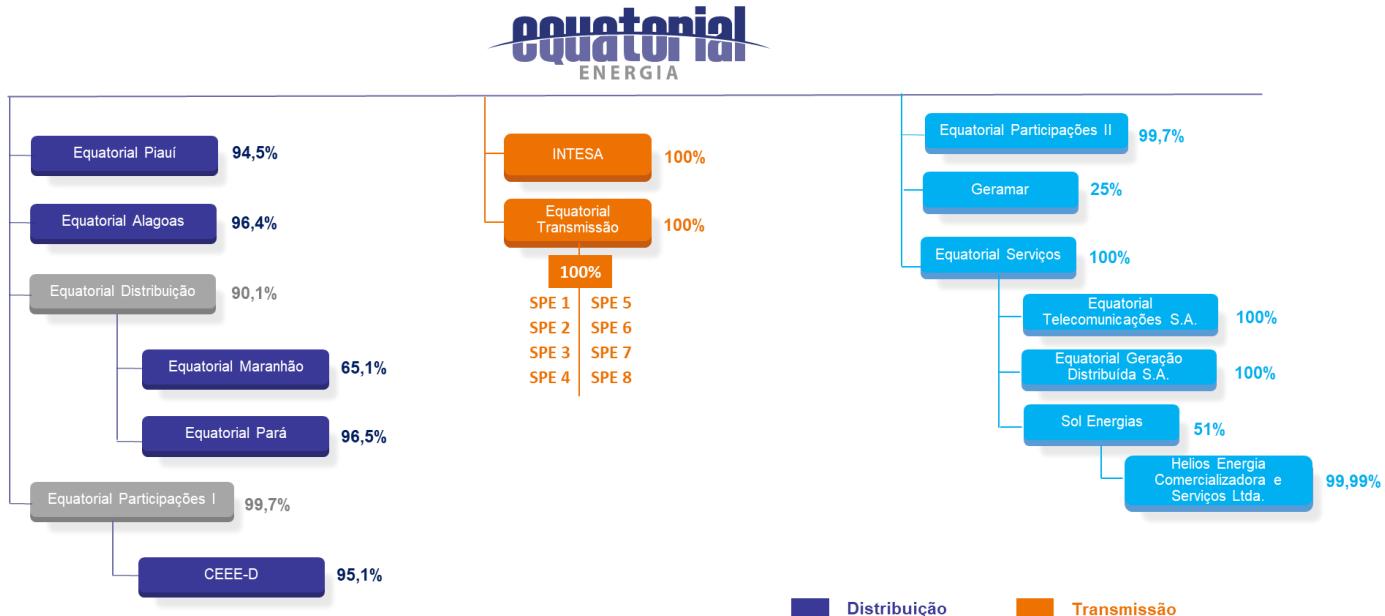
---

- E-mail: [ri@equatorialenergia.com.br](mailto:ri@equatorialenergia.com.br)
- Website: [www.equatorialenergia.com.br](http://www.equatorialenergia.com.br)

<u>1. EVENTOS DE DIVULGAÇÃO</u>	1
<u>RELAÇÕES COM INVESTIDORES</u>	2
<u>2. COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA</u>	4
<u>3. EQUATORIAL TRANSMISSÃO</u>	4
<u>4. DESEMPENHO OPERACIONAL</u>	6
<u>5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO</u>	15
<u>5.1 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO</u>	15
<u>5.1.1 - RECEITA OPERACIONAL</u>	16
<u>5.1.2 - CUSTOS E DESPESAS</u>	18
<u>5.2 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO – SEGMENTO DE TRANSMISSÃO</u>	28
<u>5.2.1 EQUATORIAL TRANSMISSÃO - SPEs 01 A 08</u>	28
<u>5.2.2 INTESA</u>	29
<u>6. DESTAQUES REGULATÓRIOS</u>	30
<u>6.1 REVISÃO TARIFÁRIA - TRANSMISSÃO</u>	30
<u>6.3 BASE DE REMUNERAÇÃO</u>	31
<u>6.4 PARCELA B</u>	32
<u>6.5 ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS</u>	33
<u>7. ENDIVIDAMENTO</u>	34
<u>7.1 – ENDIVIDAMENTO CONSOLIDADO</u>	34
<u>7.2 – CAPTAÇÕES RELEVANTES</u>	35
<u>8. INVESTIMENTOS</u>	36
<u>9. MERCADO DE CAPITAIS</u>	37
<u>10. SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE</u>	37
<u>AVISO</u>	37
<u>ANEXO 1 – RESULTADO GERENCIAL DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ISOLADO NA EQUATORIAL PARÁ (R\$ MM)</u>	39
<u>ANEXO 2 – APURAÇÃO DE IRPJ E CSLL NAS DISTRIBUIDORAS (R\$ MM)</u>	39

## 2. Composição Acionária

O quadro abaixo representa a versão simplificada do Grupo Equatorial Energia. As informações constantes desta seção são pró-forma e refletem a composição acionária atual, conforme consta na data de divulgação destes comentários de desempenho.



## 3. Equatorial Transmissão

Atualmente, a Equatorial Energia, através da Equatorial Transmissão possui 8 lotes concluídos, e 100% de participação direta na Intesa, linha operacional. A RAP ativa hoje é de R\$ 1.220,2 milhões.

### 3.1 Resumo dos lotes

Data base: 07/2021

Informação	Intesa	SPE 1	SPE 2	SPE 3	SPE 4	SPE 5	SPE 6	SPE 7	SPE 8
Contrato de Concessão da Aneel nº	02/2006	07/2017	08/2017	10/2017	12/2017	13/2017	14/2017	20/2017	48/2017
Localização	TO/GO	BA	BA	BA/PI	BA/MG	BA/MG	MG	PA	PA
Extensão da Linha	695	250	235	372	588	250	325	129	434
Tensão da Linha	500	500	500	500	500	500	230/500	230	
Fim da Concessão	27/04/2036	10/02/2047	10/02/2047	10/02/2047	10/02/2047	10/02/2047	10/02/2047	10/02/2047	21/07/2047
Início da Operação	30/05/2008	01/05/2020	22/01/2020	01/06/2021	31/10/2020*	23/12/2020	05/03/2021**	22/09/2020	03/06/2019
RAP	182.590.360,39	95.217.491,56	86.355.384,64	125.884.981,56	227.055.401,42	104.772.027,12	129.896.418,44	109.839.234,07	158.569.237,70
Índice de Reajuste RAP	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA
Redução da RAP em 50%	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
Revisão Tarifária	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Impostos Indiretos	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Regime Tributação	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real	Lucro Real
Benefício Sudam/Sudene	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Área/Receita Benefício (%)	87%	100%	100%	100%	59,66%	100%	29,56%	100%	100%
Percentual Benefício Sudam/Sudene	65%	75%	75%	75%	45%	75%	22%	75%	75%

\* Em 31 de outubro de 2020, foi iniciada a operação comercial de 50,6% da SPE 04, equivalente a uma RAP (Receita Anual Permitida) de R\$ 106,3 milhões (valores de jun/20). O restante da receita é, atualmente, proveniente de Termo de Liberação de Receitas (TLR) emitido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), totalizando R\$ 213 milhões. Embora 100% concluído, a SPE 04 tem 49,4% de sua estrutura impossibilitada de entrar em operação pois aguarda conclusão de uma subestação a qual a SPE 04 se ligará, de propriedade de outra transmissora.

\*\*Considera, para a SPE06, Termo de Liberação de Receitas (TLR) emitido no dia 09 de abril de 2021 pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Embora o empreendimento esteja com seu avanço físico 100% concluído, o início da operação da finalização da estrutura (subestação) a qual a SPE 06 se ligará, de propriedade de outra transmissora. Desta maneira, foi emitido TLR retroativamente a data de 05 de março de 2021.

### 3.2 Financiamentos de Longo Prazo da Equatorial Transmissão

A necessidade de financiamento das SPEs da Companhia já está 100% contratada, resultando em uma alavancagem média de aproximadamente 80% nos projetos. Do total contratado, 96% já foi desembolsado, equivalente a R\$ 4,6 bilhões, sendo utilizados para fazer frente ao avanço físico das obras. O funding principal foi obtido de 3 diferentes fontes – BNDES, Banco do Nordeste e Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA) – e complementado por debêntures de infraestrutura para atingir o objetivo de alavancagem para cada SPE, conforme estrutura demonstrada abaixo.

SPE	Fonte	Contratado	Desembolsado	%
SPE 1	Banco do Nordeste	343	338	
	Debentures	55	55	
	<b>Total</b>	<b>398</b>	<b>393</b>	<b>99%</b>
SPE 2	Banco do Nordeste	353	350	
	Debentures	45	45	
	<b>Total</b>	<b>398</b>	<b>395</b>	<b>99%</b>
SPE 3	Banco do Nordeste	425	425	
	Debentures	90	90	
	<b>Total</b>	<b>515</b>	<b>515</b>	<b>100%</b>
SPE 4	BNDES	822	813	99%
SPE 5	Banco do Nordeste	356	278	
	Debentures	66	66	
	<b>Total</b>	<b>422</b>	<b>344</b>	<b>81%</b>
SPE 6	BNDES	419	412	98%
SPE 7	FDA	293	224	
	Debentures	130	130	
	<b>Total</b>	<b>423</b>	<b>354</b>	<b>84%</b>
SPE 8	FDA	495	465	
	Debentures	189	189	
	<b>Total</b>	<b>684</b>	<b>654</b>	<b>96%</b>
EQTT	Debentures	800	800	
	<b>Total</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>100%</b>
<b>Total Equatorial Transmissão</b>		<b>4.881</b>	<b>4.680</b>	<b>96%</b>

## 4. DESEMPENHO OPERACIONAL

### 4.1 Vendas de Energia Elétrica – Consolidado por Classe

Classes de consumo (MWh)	2T20	2T21	Var.	1S20	1S21	Var.
<b>Consolidado (MA + PA + PI + AL)</b>						
Residencial	2.657.697	2.817.002	6,0%	5.207.364	5.568.267	6,9%
Industrial	212.127	222.072	4,7%	438.642	445.050	1,5%
Comercial	757.159	892.219	17,8%	1.690.271	1.773.228	4,9%
Outros	1.051.267	1.095.163	4,2%	2.184.336	2.195.325	0,5%
<b>Total (cativo)</b>	<b>4.678.250</b>	<b>5.026.456</b>	<b>7,4%</b>	<b>9.520.614</b>	<b>9.981.869</b>	<b>4,8%</b>
Industrial	434.694	516.117	18,7%	911.334	1.018.343	11,7%
Comercial	189.370	295.451	56,0%	408.580	561.861	37,5%
Outros	6.225	40.037	543,2%	9.095	76.978	746,4%
<b>Consumidores livres</b>	<b>630.289</b>	<b>851.605</b>	<b>35,1%</b>	<b>1.329.009</b>	<b>1.657.182</b>	<b>24,7%</b>
Energia de Conexão - outras Distribuidor	40.097	43.437	8,3%	79.608	86.278	8,4%
<b>Total Distribuída*</b>	<b>5.348.636</b>	<b>5.921.498</b>	<b>10,7%</b>	<b>10.929.230</b>	<b>11.725.330</b>	<b>7,3%</b>

(\*) Inclui mercados cativo, livre, uso distribuidora e consumo próprio

Consumo por Distribuidora (MWh)	2T20	2T21	Var.	1S20	1S21	Var.
Equatorial Maranhão	1.561.073	1.674.008	7,2%	3.115.697	3.311.840	6,3%
Equatorial Pará	2.036.276	2.305.201	13,2%	4.125.587	4.472.356	8,4%
Equatorial Piauí	869.112	996.648	14,7%	1.773.860	1.950.097	9,9%
Equatorial Alagoas	882.175	945.641	7,2%	1.914.087	1.991.036	4,0%
<b>Total (Cativo + Livre)</b>	<b>5.348.636</b>	<b>5.921.498</b>	<b>10,7%</b>	<b>10.929.231</b>	<b>11.725.330</b>	<b>7,3%</b>

No 2T21, o consumo de energia elétrica dos mercados cativo e livre apresentou crescimento de 10,7% de forma consolidada na Equatorial, ou seja, considerando a soma dos mercados de Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas. Entre as classes, o destaque foi a retomada do segmento comercial, com o forte aumento de 17,8%, seguido pelo residencial, crescendo 6,0%. Individualmente os destaques do trimestre foram a Equatorial Piauí e Pará, com um crescimento de 14,7% e 13,2%, respectivamente. Já Equatorial Maranhão e Alagoas cresceram 7,2%.

Na análise das distribuidoras, temos os seguintes destaques:

Volume Vendido MWh	2T21					1S21				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residencial	883.054	1.045.654	483.722	404.573	2.817.002	1.761.592	2.023.390	957.154	826.130	5.568.267
Industrial	47.123	109.896	32.019	33.034	222.072	93.050	219.697	64.468	67.835	445.050
Comercial	223.039	353.716	159.711	155.753	892.219	445.136	686.054	316.495	325.543	1.773.228
Outros	344.546	357.957	210.001	182.658	1.095.163	671.153	697.099	405.192	421.881	2.195.325
<b>Total (cativo)</b>	<b>1.497.762</b>	<b>1.867.222</b>	<b>885.453</b>	<b>776.019</b>	<b>5.026.456</b>	<b>2.970.931</b>	<b>3.626.240</b>	<b>1.743.309</b>	<b>1.641.390</b>	<b>9.981.869</b>
Industrial	91.763	270.207	22.015	132.133	516.117	176.916	532.471	38.617	270.339	1.018.343
Comercial	82.238	143.848	36.095	33.270	295.451	158.119	267.325	65.920	70.496	561.861
Outros	852	23.923	15.261		40.037	2.655	46.320	28.003		76.978
<b>Consumidores livres</b>	<b>174.853</b>	<b>437.979</b>	<b>73.371</b>	<b>165.403</b>	<b>851.605</b>	<b>337.690</b>	<b>846.116</b>	<b>132.540</b>	<b>340.836</b>	<b>1.657.182</b>
Energia de Conexão	1.393		37.824	4.220	43.437	3.219		74.248	8.811	86.278
<b>TOTAL (cativo + livre + conexão)</b>	<b>1.674.008</b>	<b>2.305.201</b>	<b>996.648</b>	<b>945.641</b>	<b>5.921.498</b>	<b>3.311.840</b>	<b>4.472.356</b>	<b>1.950.097</b>	<b>1.991.036</b>	<b>11.725.330</b>
Var. % (2T21 vs 2T20)	7,2%	13,2%	14,7%	7,2%	10,7%	6,3%	8,4%	9,9%	4,0%	7,3%
Volume vendido MWh	2T20					1S20				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residencial	861.436	952.468	446.318	397.475	2.657.697	1.679.244	1.843.537	884.724	799.859	5.207.364
Industrial	48.796	99.184	30.326	33.821	212.127	97.331	205.608	64.031	71.673	438.642
Comercial	197.594	301.033	130.397	128.135	757.159	430.450	646.890	306.282	306.649	1.690.271
Outros	325.317	353.481	194.075	178.395	1.051.267	645.863	729.876	388.473	420.124	2.184.336
<b>Total (cativo)</b>	<b>1.433.142</b>	<b>1.706.166</b>	<b>801.116</b>	<b>737.825</b>	<b>4.678.250</b>	<b>2.852.887</b>	<b>3.425.911</b>	<b>1.643.510</b>	<b>1.598.305</b>	<b>9.520.614</b>
Industrial	72.266	233.192	9.911	119.324	434.694	141.550	495.486	20.177	254.120	911.334
Comercial	53.420	94.769	20.409	20.773	189.370	115.760	199.950	40.080	52.790	408.580
Outros	814	2.149	3.262	-	6.225	1.594	4.239	3.262	-	9.095
<b>Consumidores livres</b>	<b>126.500</b>	<b>330.110</b>	<b>33.581</b>	<b>140.097</b>	<b>630.289</b>	<b>258.904</b>	<b>699.675</b>	<b>63.519</b>	<b>306.910</b>	<b>1.329.009</b>
Energia de Conexão	1.430		34.415	4.253	40.097	3.906		66.831	8.871	79.608
<b>TOTAL (cativo + livre + conexão)</b>	<b>1.561.073</b>	<b>2.036.276</b>	<b>869.112</b>	<b>882.175</b>	<b>5.348.636</b>	<b>3.115.697</b>	<b>4.125.587</b>	<b>1.773.860</b>	<b>1.914.087</b>	<b>10.929.230</b>

### EQUATORIAL MARANHÃO

O consumo de energia elétrica dos mercados cativo e livre da Equatorial Maranhão apresentou um crescimento de 7,2% no 2T21 em relação ao mesmo período de 2020, que foi impactado pelas medidas de isolamento social adotadas naquele momento para conter o avanço da pandemia. O consumo de energia neste trimestre foi comparativamente maior até no período pré-pandemia, subindo 7,9% em relação ao 2T19.

A classe Residencial, que representa 53% do total da energia distribuída pela Equatorial Maranhão, teve um crescimento de 2,5%, quando comparado com o mesmo trimestre do ano passado, com incremento de aproximadamente 22 GWh. O consumo médio da classe apresentou um crescimento de 1,6%, variando de 126,1 kWh/cliente em 2020 para 128,1 kWh/cliente em 2021, em função de condições climáticas, uma vez que grande parte do Maranhão apresentou um menor nível de precipitação quando comparado ao mesmo trimestre do ano anterior.

O segmento industrial apresentou crescimento de 14,7% no trimestre. O desempenho positivo é explicado pela ampliação de planta de alguns clientes, além de novas indústrias no Estado em diversos setores da economia. Os setores que mais impulsionaram esse resultado foram os de fabricação de produtos químicos (+39,6%), fabricação de produtos de minerais não-metálicos (+13,5%), extração de minerais metálicos (+10,0%), obras de infraestrutura (+33,4%), extração de minerais não-metálicos (+46,3%) e fabricação de produtos alimentícios (+5,2%). Juntos, esses setores foram responsáveis por 79% do incremento da classe industrial no período.

O segmento comercial apresentou forte aumento de 21,6% no 2T21 em relação ao mesmo período do ano anterior, beneficiado principalmente pelo avanço na retomada de atividades e pelo efeito comparativo em relação ao 2T20. Cabe destacar que este setor da economia foi até o momento o mais impactado a longo prazo pelas medidas de isolamento social decorrentes da pandemia de Covid-19. Neste trimestre o consumo alcançou um total de 305 GWh, retornando a patamares pré-pandemia (304 GWh no 2T19). Os setores que mais contribuíram no trimestre foram os de comércio por atacado, (+14,4%), comércio varejista (+21,1%), alojamento (+41,9%), serviços para edifícios e atividades paisagísticas (+44,2%) e educação (+128,4%) que representaram 78% do incremento do período.

O consumo de outras classes, apresentou crescimento de 5,9% em relação ao mesmo período de 2020, com expansão em cerca de 19 GWh. As classes que mais contribuíram positivamente para esse resultado foram as Rural e Poder Público que cresceram, respectivamente, 14,6% e 12,9% no período. Na classe Rural, o crescimento é explicado principalmente pelo aumento do número de consumidores da classe, com incremento de cerca de 22,4 mil clientes no 2T21 em relação ao 2T20, decorrente de ações de atualização cadastral. Já a classe Poder Público tem seu comportamento explicado em grande parte, pela retomada de atividades no trimestre.

#### **EQUATORIAL PARÁ**

O volume de energia do mercado da Equatorial Pará apresentou crescimento de 13,2% no 2T21, atingindo 2.305 GWh de energia distribuída, com incremento de 269 GWh quando comparado ao mesmo período do ano anterior. O resultado positivo é explicado parcialmente em função do efeito de base no período mais crítico da pandemia, em que ocorreram medidas mais severas de isolamento social e houve paralisação dos serviços considerados não essenciais para conter o avanço do Covid-19. Vale mencionar que comparado ao 2T19, o volume de energia cresceu 10,4%.

O consumo da classe residencial, que representa 45% do volume total de vendas da Equatorial Pará no 2T21, apresentou aumento de 9,8% em relação ao mesmo período do ano anterior influenciado pelas condições climáticas favoráveis ao consumo de energia com chuvas abaixo da média histórica em comparação com o mesmo período em 2020. O consumo médio residencial do período apresentou aumento de 7,8%, passando de 136 kWh/cliente no 2T20 para 146 kWh/cliente no 2T21. Além disso, ocorreu um aumento de aproximadamente 53 mil clientes no trimestre. Quanto aos consumidores classificados como Baixa Renda, o trimestre apresentou crescimento de 11,6%, passando de 692.399 clientes no 2T20 para 772.075 no 2T21

A classe industrial (cativo + livre), responsável por 16% do consumo da Equatorial Pará, apresentou crescimento de 14,4% e incremento de 48 GWh no 2T21, influenciada principalmente pela retomada e recuperação do período de pandemia nos ramos de fabricação de produtos alimentícios (+13%), bebidas (+17%), produtos de madeira (+17%), minerais não metálicos (+19%) e metalurgia (+26%) que juntas representam 72% do consumo da classe, explicado principalmente por efeito de base, com a retomada das atividades econômicas em relação ao ano anterior.

O consumo total da classe comercial (cativo + livre), apresentou expressivo crescimento de 25,7% nas vendas do 2T21 em comparação ao mesmo período do ano anterior. O forte crescimento reflete o retorno das atividades comerciais no estado, sendo esta classe uma das mais afetadas no período crítico da pandemia, fruto das restrições sociais e parada das atividades não essenciais. As atividades que mais contribuíram para o crescimento da classe foram comércio varejista (+24%), atacadista (+17%), serviços administrativos (+7%) e educação (+45%), que juntas representam 64% da classe.

As demais classes (rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio) registraram crescimento de 7,4% no consumo de energia, com incremento de 26 GWh em 2T21 versus 2T20. Influenciam no aumento de consumo Rural (+10,3%), Poder Público (+12,2%) e Serviço Público (+7,4%). A classe Rural teve seu aumento explicado principalmente pelo incremento do número de consumidores, 18,7 mil clientes, decorrente de atualização cadastral. A classe Poder Público tem seu comportamento explicado em grande parte, pela retomada de atividades no trimestre, enquanto o serviço público apresentou crescimento explicado principalmente pelo aumento de consumo de clientes de alta tensão e novas instalações.

#### **EQUATORIAL PIAUÍ**

O consumo de energia elétrica da Equatorial Piauí apresentou crescimento de 14,7% no 2T21 em relação ao mesmo período do ano de 2020, representando um incremento de aproximadamente 124 GWh, passando de 869,1 GWh em 2020 para 996,6 GWh em 2021. O resultado é explicado em parte pelo efeito positivo na comparação com o 2T20, que registrou consumo mais fraco decorrente das medidas restritivas de combate à pandemia então vigentes. Importante observar que quando olhamos os números em relação ao 2T19, temos um crescimento de 11,2% neste 2T21.

O consumo da classe residencial, que representa 50% do total de vendas da Equatorial Piauí, apresentou crescimento de 8,4% no 2T21 em relação ao mesmo período do ano anterior. Mesmo com o retorno das atividades econômicas, a classe residencial segue apresentando forte desempenho, com aumento do consumo médio, beneficiado pelas mudanças decorrentes do contexto da pandemia. Além do aumento do consumo desta classe, o desempenho do trimestre também reflete o efeito das ações de combate à perda, havendo uma redução de 10,6 GWh, correspondente a 4,15%.

O consumo de energia da classe industrial (cativo+ livre), apresentou crescimento de 34,3% no 2T21 em comparação ao 2T20. O desempenho positivo é explicado principalmente pelo efeito comparativo com o 2T20, auge das ações de restrição relacionadas ao contexto da pandemia, e reflete a retomada de atividades do atual momento, lideradas pelas atividades de Mineração (28,8%) e Bebidas (27,4%) e por um grande cliente do setor de fabricação de embalagens, que é o segundo maior cliente industrial do Piauí, que teve um crescimento de aproximadamente 131% no 2T21. O incremento de energia foi de 2,7 GWh, equivalente a 20% de todo incremento da classe no trimestre. Ao compararmos o 2T21 com 2T19 (sem efeito pandêmico), observa-se um crescimento de 4,7% o que demonstra um crescimento real em comparação a níveis pré-pandemia.

A classe comercial (cativo + livre), apresentou forte crescimento de 29,8% no 2T21 em relação ao 2T20. A classe sofreu grande impacto do isolamento social no estado em 2020, com reflexos ainda no resultado do trimestre atual. Apesar do elevado crescimento da classe, o resultado do trimestre aponta para a retomada dos níveis de consumo anteriores à pandemia. Destaca-se que, em 2020 a classe comercial perdeu aproximadamente 4 mil clientes em relação à 2021. Diante disso, o incremento de 45 GWh no trimestre demonstra uma recuperação dos clientes que conseguiram manter-se ativos mesmo com as condições econômicas desfavoráveis, ratificado pelo aumento de 36,12% do consumo médio da classe. Nesse cenário, evidencia-se o setor de comércio varejista, principalmente shoppings e lojas.

O consumo de outras classes (rural, poder público, iluminação pública, serviço público) no 2T21 apresentou crescimento de 14,2% em relação ao mesmo período do ano anterior. O resultado do trimestre é impulsionado, principalmente, pela classe Rural que cresceu 43,2% devido a reclassificação de clientes anteriormente residenciais, agregando 21 GWh ao trimestre.

#### **EQUATORIAL ALAGOAS**

No 2T21 o consumo de energia elétrica dos mercados cativo e livre da Equatorial Alagoas apresentou crescimento de 7,2% em relação ao 2T20, resultado da recuperação no comparativo com o mesmo período do ano anterior, que foi fortemente atingida pelo cenário pandêmico, além do aumento no número de clientes (+3,3%).

O consumo da classe residencial, correspondente a 43% do total de vendas por classe da Equatorial Alagoas no 2T21, apresentou crescimento de 1,8% no período, com incremento de aproximadamente 7 GWh. Este incremento está relacionado ao aumento de aproximadamente 26 mil consumidores, acrescentando cerca de 3 GWh, e as mudanças no nível de consumo decorrentes do contexto da pandemia. Quanto aos consumidores classificados como Baixa Renda, apresentou aumento de 14,4%, passando de 305 mil clientes no 2T20, para 349mil no 2T21, fruto do esforço de atualização cadastral de clientes.

O consumo de energia da classe industrial (cativo e livre), apresentou crescimento de 7,9% no 2T21 quando comparado ao mesmo período de 2020. O desempenho positivo é explicado pela melhoria do setor industrial do Estado e pela base de comparação de 2020 fragilizada pela pandemia.

O consumo da classe comercial (cativo e livre), apresentou expressivo crescimento de 26,9% com relação ao mesmo período do ano anterior. Cabe destacar que este setor da economia foi até o momento o mais impactado pelas medidas de isolamento social decorrentes da pandemia de Covid-19, o que explica o forte crescimento no 2T21, em comparação ao período de maiores medidas restritivas do ano passado.

O consumo de outras classes (rural, poder público, iluminação pública, serviço público), apresentou crescimento de 2,4% em relação ao mesmo período de 2020, com incremento de cerca de 4 GWh. As classes que mais contribuíram positivamente para esse resultado foram Poder Público e Rural, que cresceram, respectivamente, 4,5% e 2,9% no período. O aumento da classe Poder Público é explicado, em grande parte, pela retomada de diversas atividades ao longo do período e redução das medidas de restrição então vigentes. Já a classe Rural, o crescimento é explicado principalmente pelo aumento do número de consumidores de classe, com incremento de cerca de 10,6 mil clientes no 2T21 em relação ao 2T20, decorrente de ações de atualização cadastral e de migrações da classe residencial.

## 4.2 Número de Consumidores – Consolidado por Classe

No 2T21, o total de unidades consumidoras consolidado cresceu 2,2% em comparação ao 2T20, com destaque para o aumento da classe Residencial (convencional e baixa renda).

Cabe destacar o crescimento de 11,9% ou 166,1 mil consumidores classificados como baixa renda em relação ao 2T20, fruto do esforço da Companhia para o cadastramento de consumidores elegíveis ao benefício, o que se intensificou após o início da Covid-19. Dentre os esforços realizados, destacamos a possibilidade do cadastramento pelo WhatsApp de novos clientes nessa classe, além de realização de campanhas junto aos municípios e desenvolvimento de ferramentas que integram informações e facilitam o cadastramento, com o intuito de garantir que as famílias que fazem jus à tarifa social possam usufruir do benefício. Vale notar que o descadastramento dos consumidores baixa renda, inicialmente previsto até março de 2021 (REN 891/20), e prorrogado até 30 de junho de 2021 pela REN 928/21, permanecerá vigente até 30 de setembro de 2021(REN 936/21).

Também se observa um crescimento de 22% do número de consumidores da classe outros, em função de medidas de recadastramento direcionadas no sentido de cadastrar os consumidores que podem ser reconhecidos na classe rural. Esta classe possui subvenção que pode variar conforme o perfil do cliente, sendo 4% para clientes do grupo A sobre as tarifas azul ou verde e, como subvenção máxima, 90% para o grupo Rural Irrigante A no horário reservado.

Individualmente, vale notar o aumento da base total de clientes em todas as distribuidoras, com destaque para os estados de Piauí e Alagoas, que cresceram 3,3%, conforme quadro a seguir.

Número de Consumidores (cativo+livre)	2T20					2T21				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residencial - convencional	1.507.454	1.655.639	690.483	723.971	4.577.547	1.438.238	1.616.324	642.254	705.648	4.402.464
Residencial - baixa renda	776.140	692.399	418.493	305.002	2.192.034	866.391	772.414	465.374	349.015	2.453.194
Industrial	7.365	3.947	2.653	1.870	15.835	6.825	4.070	2.420	1.985	15.300
Comercial	139.229	169.751	89.471	65.040	463.491	129.037	163.090	85.255	65.325	442.707
Outros	133.916	195.356	96.318	34.991	460.581	156.660	214.625	144.838	45.810	561.933
<b>Total</b>	<b>2.564.104</b>	<b>2.717.092</b>	<b>1.297.418</b>	<b>1.130.874</b>	<b>7.709.488</b>	<b>2.597.151</b>	<b>2.770.523</b>	<b>1.340.141</b>	<b>1.167.783</b>	<b>7.875.598</b>
<i>Var. % (2T21 vs 2T20)</i>						1,3%	2,0%	3,3%	3,3%	2,2%

### 4.3 Balanço Energético

4.3 Balanço energético (MWh)	2T20	2T21	Var.	1S20	1S21	Var.
<b>Maranhão</b>						
Sistema interligado	1.917.923	2.118.874	10,5%	3.794.583	4.106.806	8,2%
<b>Energia injetada</b>	<b>1.917.923</b>	<b>2.118.874</b>	<b>10,5%</b>	<b>3.794.583</b>	<b>4.106.806</b>	<b>8,2%</b>
Energia distribuída	1.559.643	1.672.615	7,2%	3.111.791	3.308.621	6,3%
Energia de conexão com outras distribuidora	1.430	1.393	-2,6%	3.906	3.219	-17,6%
Perdas totais	356.851	444.866	24,7%	678.886	794.966	17,1%
<b>Pará</b>						
Sistema interligado	2.923.331	3.200.990	9,5%	5.807.054	6.203.934	6,8%
Sistema isolado	73.493	69.074	-6,0%	147.637	132.541	-10,2%
<b>Energia injetada</b>	<b>2.996.824</b>	<b>3.270.063</b>	<b>9,1%</b>	<b>5.954.691</b>	<b>6.336.474</b>	<b>6,4%</b>
Energia distribuída	2.036.276	2.305.201	13,2%	4.125.587	4.472.356	8,4%
Perdas totais	960.548	964.863	0,4%	1.829.104	1.864.118	1,9%
<b>Piauí</b>						
Sistema interligado	1.125.802	1.242.679	10,4%	2.243.130	2.407.329	7,3%
<b>Energia injetada</b>	<b>1.125.802</b>	<b>1.242.679</b>	<b>10,4%</b>	<b>2.243.130</b>	<b>2.407.329</b>	<b>7,3%</b>
Energia distribuída	834.698	958.824	14,9%	1.707.029	1.875.849	9,9%
Energia de conexão com outras distribuidora	34.415	37.824	9,9%	66.831	74.248	11,1%
Perdas totais	256.691	246.031	-4,2%	469.270	457.232	-2,6%
<b>Alagoas</b>						
Sistema interligado	1.162.545	1.204.785	3,6%	2.548.058	2.576.479	1,1%
<b>Energia injetada</b>	<b>1.162.545</b>	<b>1.204.785</b>	<b>3,6%</b>	<b>2.548.058</b>	<b>2.576.479</b>	<b>1,1%</b>
Energia distribuída	877.922	941.421	7,2%	1.905.215	1.982.225	4,0%
Energia de conexão com outras distribuidora	4.253	4.220	-7,6%	8.871	8.811	-7,7%
Perdas totais	280.370	259.144	-7,6%	633.972	585.443	-7,7%

A energia injetada no **Maranhão** cresceu 10,5%, quando comparado ao mesmo período do ano de 2020 e 12% em relação ao 2T19. O 2T21 foi influenciado pelas condições climáticas com anomalias de precipitação com chuvas abaixo das médias históricas. Em maio, na ilha de São Luís, que representa cerca de 31 % da injetada total, houve ainda um período de estiagem, dentro da estação chuvosa, provocando dias mais quentes. A energia injetada pela mini/microgeração tem se tornado cada vez mais relevante nesse indicador, representando 1,7% do total de energia injetada em todo o estado no primeiro segundo do ano de 2021. O crescimento deste tipo de fonte de geração de energia cresceu 122% no 2T21 quando comparado ao 2T20, equivalente a um incremento de aproximadamente 20 GWh.

A energia injetada do **Pará** apresentou crescimento de 9,1% no 2T21 versus 2T20 e 8,4% em relação ao 2T19. O comportamento está ligado diretamente ao efeito de base no período mais crítico da pandemia, em que ocorreram medidas mais severas de isolamento social, bem como paralisação dos serviços considerados não essenciais para conter o avanço do Covid-19. Em complemento, as condições climáticas também influenciaram para o crescimento da injetada com pluviometria abaixo da média histórica em 9,1%, correspondente a 116mm quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Também, a energia injetada pela mini/microgeração continua apresentando crescimento expressivo, alcançando representatividade de 1,5% do total de energia injetada no 2T21 versus 0,6% no 2T20, com crescimento de 165% e incremento de 25 GWh no 2T21 quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

A energia injetada da **Piauí** apresentou aumento de 10,4% no 2T21 quando comparado ao mesmo período do ano de 2020 e 5,1% em relação ao 2T19. Assim como nos casos anteriores, este comportamento deve-se, principalmente, ao comparativo com período de restrições vigentes no ano passado (2T20). O retorno das atividades econômicas no estado refletidas no comportamento do trimestre indica retomada aos patamares pré-pandemia. Destaca-se que o resultado do trimestre ainda teve influência desfavorável dos condicionantes climáticos, nesse período, o volume de chuvas em Teresina apresentou um aumento de 28,3% em comparação ao 2T20, em especial no mês de maio (+76,4%). No Piauí a mini/microgeração está em forte expansão, atualmente essa geração já representa 3% de toda energia injetada no estado. No 2T21 o crescimento foi de 118% em relação ao 2T20, em termos absolutos esse crescimento equivale a incremento de 20 GWh. Totalizando 18.255 clientes, desse, a maior representatividade é atribuída à classe residencial que detém 70% dos consumidores com geração distribuída, seguida pela classe comercial com 25% de participação. Em comparação ao 2T20, o número de consumidores teve um aumento de 161% (7.007 clientes em jun/20).

A energia injetada da **Equatorial Alagoas** apresentou um crescimento de 3,6% no 2T21, quando comparado ao mesmo período do ano de 2020, também beneficiado pelos efeitos comparativos com o 2T20, período mais agudo da pandemia. Vale registrar o crescimento da energia injetada pela mini/microgeração, representando 1,0% do total injetado em todo o estado, no segundo trimestre do ano de 2021, um crescimento de 158% quando comparado ao 2T20, equivalente a aproximadamente 7,3 GWh.

#### Níveis de cobertura contratual de compra de energia

Conforme as regras atualmente vigentes, as distribuidoras que estiverem dentro do percentual de 100% a 105% de contratação sobre seu requisito de energia terão cobertura tarifária integral.

O nível de contratação previsto em 2021, para Equatorial Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas, é de 101,4%, 99,15%, 105,91% e 106,92%, respectivamente. No caso do Pará, participamos de um mecanismo em julho/2021 para recompor o lastro contratual. Para as demais distribuidoras, com percentual acima do 105%, tais sobras estão sendo consideradas como involuntárias, não afetando o resultado das empresas.

#### 4.4 Perdas na Distribuição de Energia

Distribuidoras	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	Regulatório
<b><u>Perdas Totais / Injetada</u></b>						
Equatorial Maranhão	18,2%	18,3%	18,5%	18,6%	19,2%	17,7%
Equatorial Pará	29,8%	29,9%	30,8%	30,7%	30,1%	27,6%
Equatorial Piauí	22,9%	22,5%	21,5%	21,3%	20,6%	20,5%
Equatorial Alagoas	24,0%	23,8%	23,6%	23,1%	22,5%	20,8%
<b><u>Perdas Não-Técnicas / BT</u></b>						
Equatorial Maranhão	9,6%	9,9%	10,2%	10,4%	11,5%	8,9%
Equatorial Pará	38,9%	39,1%	41,5%	41,3%	39,9%	33,0%
Equatorial Piauí	18,7%	17,7%	15,8%	15,3%	14,1%	13,9%
Equatorial Alagoas	29,6%	28,9%	28,2%	27,0%	25,6%	22,0%

No 2T21, as perdas de energia da Equatorial **Maranhão** apresentaram um aumento (0,6 p.p.), impactado pelo menor número de dias faturados no período, além do cenário adverso imposto pela pandemia. A distribuidora segue sendo a que possui o menor volume de perdas do grupo.

Já no **Pará**, observa-se uma redução em relação ao 1T21, reflexo das ações de combate implementadas no período, e que devem avançar nos próximos trimestres, com destaque para o fortalecimento da tipologia de rede e expansão do sistema de medição centralizada (SMC).

No **Piauí** e em **Alagoas**, segue o processo de turnaround e de combate às perdas, e pelo sétimo trimestre consecutivo é possível observar queda no percentual de perdas em Alagoas, e pelo nono trimestre consecutivo no Piauí, aproximando o desempenho do nível regulatório. A Equatorial Piauí se encontra agora somente 0,1 ponto percentual acima do nível regulatório de perdas.

Vale notar que o cadastramento dos consumidores baixa renda, inicialmente previsto até março (REN 891/20), e prorrogado até 30 de junho pela REN 928/21, permanecerá vigente até 30 de setembro (REN 936/21).

#### 4.5 PECLD e Arrecadação

PECLD/ ROB <sup>1</sup> (trimestral)	2T20	2T21	Var.
Consolidado	5,0%	1,3%	-3,6 p.p.
Equatorial Maranhão	3,5%	0,9%	-2,6 p.p.
Equatorial Pará	6,8%	2,1%	-4,7 p.p.
Equatorial Piauí	3,9%	0,3%	-3,6 p.p.
Equatorial Alagoas	3,9%	1,1%	-2,7 p.p.

<sup>1</sup> Desconsidera Receita de Construção.

Arrecadação - IAR (trimestral)	2T20	2T21	Var.
Consolidado	93,1%	99,2%	6,1 p.p.
Equatorial Maranhão	94,6%	97,8%	3,2 p.p.
Equatorial Pará	90,4%	98,1%	7,7 p.p.
Equatorial Piauí	95,1%	101,9%	6,8 p.p.
Equatorial Alagoas	95,6%	101,8%	6,2 p.p.

Os níveis de PECLD das distribuidoras refletem um grande esforço feito pelas equipes de cobrança que também são beneficiadas por um mercado mais robusto, comparativamente ao que vimos no 2T20, onde estávamos no auge da pandemia. Como pode ser observado, todas as distribuidoras apresentaram forte redução do PECLD, destacando-se Pará, com redução de 4,7 p.p., Piauí, reduzindo 3,6 p.p. e Maranhão, com redução de 2,6 p.p.

Pelo lado da arrecadação, podemos observar uma forte melhora no Índice de Arrecadação (IAR) consolidado, melhorando em 6,1 p.p., com destaque para a Equatorial Pará, melhorando 7,7 p.p. e Equatorial Piauí, melhorando em 6,8 p.p. Na visão consolidada, o IAR alcançou 99,2%, um aumento de 6,1 p.p. em comparação ao mesmo período do ano anterior (93,1%). Vale destacar que a melhora alcançada é fruto do grande esforço da Companhia em melhorar este indicador, destacando-se o programa Energia em Dia, que realiza sorteios de prêmios para clientes que se mantiverem adimplentes, a implementação do sistema de renegociação das dívidas de forma online direto no sites das distribuidoras e o forte empenho das equipes nas agências de físicas além do esforço do cadastramento dos clientes baixa renda.

## 4.6 Indicadores de qualidade – DEC e FEC

Distribuidoras	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	Regulatório
<b>DEC</b>						
Equatorial Maranhão	13,8	13,6	13,4	18,4	19,6	16,1
Equatorial Pará	20,9	21,0	20,2	19,4	19,9	26,2
Equatorial Piauí	32,5	30,3	27,6	26,5	26,7	20,8
Equatorial Alagoas	23,9	21,6	19,3	17,3	18,5	15,5
<b>FEC</b>						
Equatorial Maranhão	6,1	6,0	5,9	7,4	7,7	9,7
Equatorial Pará	11,1	11,1	10,8	10,7	10,84	20,7
Equatorial Piauí	13,5	13,3	12,8	13,1	12,7	14,1
Equatorial Alagoas	11,6	11,1	9,6	9,3	9,2	12,9

O nível da qualidade e da eficiência do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a duração média das interrupções, em horas por cliente por período) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a frequência das interrupções, em número de interrupções por cliente por período), ambos no período de 12 meses.

**Maranhão** absorve, ainda, os efeitos de eventos atípicos, sobretudo relacionados às supridoras, ocorridos no 1T21, com destaque para a falha em linha de transmissão no mês de janeiro, que ocasionou a interrupção do fornecimento por aproximadamente 4,5 horas na região de São Luís e afetando mais de 550 mil clientes da distribuidora. No 2T21, o incremento está relacionado, principalmente, ao maior número de ocorrências por interferências de vegetação em áreas remotas e rurais.

**Pará** podemos observar um leve aumento no DEC em 2,6%, passando de 19,4 horas para 19,9 horas em comparação com o trimestre anterior. Já o FEC manteve-se estável em relação ao trimestre passado (aumento de 0,1 p.p.), ambos abaixo do patamar regulatório.

No **Piauí**, os indicadores seguem evoluindo, tendo o DEC leve aumento de 0,8%, passando de 26,5 horas para 26,7 horas e o FEC saindo de 13,1 para 12,7, redução de 0,4 p.p.

Em **Alagoas**, o DEC passou de 17,3 para 18,5 no período, enquanto o FEC apresentou melhora de 0,1 p.p., passando de 9,3 para 9,2. O aumento no DEC é consequência, principalmente, da maior pluviometria registrada no trimestre, em comparação ao 2T20. Como resultado do processo de turnaround, Alagoas registra redução de 22% no seu nível de DEC, 21% no FEC, em comparação ao mesmo período do ano passado.

## 5. Desempenho Econômico-Financeiro

As informações constantes desta seção refletem a consolidação das Demonstrações Contábeis da Equatorial Energia.

### 5.1 Desempenho Econômico-Financeiro Consolidado<sup>1,2</sup>

DRE (R\$ MM)	2T20	2T21	Var.	1S20	1S21	Var.
Receita operacional bruta (ROB)	4.604	5.715	24,1%	10.278	11.561	12,5%
Receita operacional líquida (ROL)	3.482	4.272	22,7%	7.689	8.695	13,1%
Custo de energia elétrica	(2.026)	(2.442)	20,6%	(4.595)	(5.296)	15,3%
Custo e despesas operacionais	(583)	(540)	-7,5%	(1.071)	(1.102)	2,9%
<b>EBITDA</b>	<b>873</b>	<b>1.291</b>	<b>47,8%</b>	<b>2.023</b>	<b>2.297</b>	<b>13,6%</b>
Outras receitas/despesas operacionais	0	(2)	-5130,0%	(7)	(20)	175,9%
Depreciação	(162)	(190)	17,3%	(322)	(354)	9,9%
Resultado do serviço (EBIT)	691	1.086	57,1%	1.660	1.912	15,2%
Resultado financeiro	(65)	(308)	377,5%	(218)	(539)	147,4%
Amortização de ágio	(56)	(28)	-50,0%	(56)	(56)	0,0%
Lucro antes da tributação (EBT)	627	778	24,1%	1.442	1.373	-4,8%
IR/CSLL	(153)	(146)	-4,3%	(453)	(288)	-36,4%
Participações minoritárias	(68)	(122)	78,6%	(143)	(222)	54,8%
<b>Lucro líquido (LL)</b>	<b>406</b>	<b>510</b>	<b>25,6%</b>	<b>846</b>	<b>863</b>	<b>2,0%</b>

<sup>1</sup> O Lucro líquido considera somente a participação dos acionistas controladores nas empresas controladas

<sup>2</sup> Para fins de comparabilidade, o 2T21 não considera ajuste de R\$ 283 milhões, referente a ganhos e perdas na realização do ativo de contrato das transmissoras, com impacto positivo na linha de "Receita Operacional Líquida (ROL)" e negativo em "Custos de Energia Elétrica", sem impacto no semestre. Os valores ajustados estão refletidos na NE 24 das demonstrações financeiras (ITR 2T21).

### 5.1.1 - Receita operacional <sup>3</sup>

Análise da receita (R\$ MM)	2T20	2T21	Var.	1S20	1S21	Var.
(+) Vendas as classes	3.015	3.780	25%	6.660	7.412	11%
Residencial	1.699	2.197	29%	3.722	4.299	16%
Industrial	143	166	16%	316	332	5%
Comercial	579	725	25%	1.364	1.433	5%
Outras classes	594	692	17%	1.258	1.347	7%
(+) Ultrapassagem de demanda / reativo excedente	113	178	-58%	233	345	48%
(+) Suprimento	25	82	234%	106	116	9%
(+) Outras receitas	538	467	-13%	829	898	8%
Subvenção baixa renda	399	190	-52%	543	378	-30%
Subvenção CDE outros	128	162	27%	242	291	20%
Uso da rede	(11)	(42)	-276%	(43)	(82)	-90%
Atualização ativo financeiro	(19)	68	-464%	2	178	10412%
Outras receitas operacionais	40	89	121%	85	133	57%
(+) Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	(185)	280	-251%	(189)	722	-482%
(+) Receita de construção - Distribuição	437	428	-2%	833	885	6%
(=) Receita Operacional Bruta - Distribuição	3.941	5.215	32%	8.471	10.377	23%
(+) Receita de Operação e Manutenção (Transmissão)	6	7	13%	12	13	10%
(+) Receita de construção - Transmissão	370	78	-79%	1.207	386	-68%
(+) Transmissão de energia	2	0	-84%	3	1	-78%
(+) Receita Ativo de Contrato	227	123	-46%	390	117	-70%
(+) Outras receitas	25	218	780%	65	554	748%
(=) Receita operacional bruta - Transmissão	630	426	-32%	1.678	1.070	-36%
Receita operacional bruta - Outros	33	77	133%	129	114	-12%
(+) Deduções à receita	(1.122)	(1.450)	29%	(2.589)	(2.866)	-11%
Deduções à receita - Transmissão	(67)	(30)	-56%	(170)	(78)	54%
Deduções à receita - Distribuição	(1.042)	(1.410)		(2.388)	(2.768)	
PIS e COFINS	(241)	(348)	44%	(626)	(681)	-9%
Encargos do consumidor	(27)	(35)	31%	(57)	(71)	-24%
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(91)	(125)	38%	(181)	(253)	-40%
ICMS	(673)	(873)	30%	(1.496)	(1.712)	-14%
ISS	(0)	(1)	24%	(2)	(1)	35%
Compensações Indicadores de Qualidade	(9)	(27)	202%	(27)	(50)	-85%
Deduções à receita - Outros	(13)	(10)	23%	(30)	(20)	36%
(=) Receita operacional líquida	3.482	4.269	23%	7.689	8.695	13%
(-) Receita de construção - Dist. e Transm.	806	505	-37%	2.040	1.271	-38%
(=) Receita operacional líquida sem receita de construção	2.676	3.764	41%	5.649	7.425	31%

De forma consolidada, a ROL da Equatorial, desconsiderando a Receita de Construção, cresceu 41%, ou R\$ 1 bilhão, em comparação ao mesmo período do ano anterior. O forte aumento, reflete a expansão do mercado e parcela B no 2T21, em comparação mesmo período do ano anterior.

A redução da receita oriunda da subvenção baixa renda é resultado de uma política emergencial do governo federal por conta da pandemia, que no 2T20 aumentou a subvenção para 100% o faturamento da classe baixa renda de até 220 MWh consumido no mês e não apenas os grupos prioritários. Portanto, passado a pior fase pandêmica, a subvenção voltou a considerar somente os grupos prioritários. Por fim, o aumento na linha de valores a receber de parcela A, referem-se em grande parte dos recursos oriundos da Conta-Covid.

<sup>3</sup> Para fins de comparabilidade, o 2T21 não considera ajuste de R\$ 283 milhões, referente a ganhos e perdas na realização do ativo de contrato das transmissoras, com impacto positivo na linha “Receita Ativo de Contrato”. Os valores ajustados estão refletidos na NE 24 das demonstrações financeiras (ITR 2T21).

Adicionalmente aos efeitos destacados, o detalhamento da receita nos nossos ativos de distribuição está demonstrado no quadro a seguir.

Análise da receita		2T21				1S21			
(R\$ Milhões)		Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+)	Vendas as classes	1.095	1.515	611	560	2.101	2.986	1.180	1.144
Residencial		684	867	339	307	1.311	1.703	660	625
Industrial		36	85	22	23	70	174	43	46
Comercial		168	310	119	128	328	613	233	260
Outras classes		207	252	131	102	392	496	245	214
(+)	Ult. de demanda / reativo excedente	(3)	(7)	190	(2)	(6)	(13)	369	(5)
(+)	Suprimento	14	9	35	24	21	16	52	27
(+)	Outras receitas	155	292	(111)	131	356	555	(222)	208
Subvenção baixa renda		65	68	33	23	130	135	65	47
Subvenção CDE outros		35	78	15	35	65	148	30	49
Uso da rede		29	67	(171)	33	56	131	(333)	64
Atualização ativo financeiro		12	54	0	1	74	101	1	2
Outras receitas operacionais		13	24	13	39	31	40	15	46
(+)	Valores a receber de parcela A	53	62	48	118	166	224	124	208
(+)	Receita de construção	72	223	73	59	209	409	159	108
(=)	Receita operacional bruta	1.386	2.094	846	889	2.847	4.177	1.662	1.691
(+)	Deduções à receita	(395)	(528)	(232)	(255)	(745)	(1.077)	(460)	(486)
PIS e COFINS		(118)	(109)	(44)	(77)	(201)	(247)	(89)	(144)
Encargos do consumidor		(10)	(14)	(6)	(5)	(21)	(27)	(12)	(11)
Conta de desenvolvimento energético - CDE		(29)	(38)	(17)	(40)	(66)	(85)	(39)	(63)
ICMS		(227)	(362)	(155)	(129)	(440)	(703)	(306)	(262)
ISS		(0)	(0)	(0)	-	(1)	(1)	(0)	-
Compensações Indicadores de Qualidade		(10)	(5)	(10)	(4)	(16)	(13)	(15)	(6)
(=)	Receita operacional líquida	991	1.566	614	635	2.102	3.101	1.202	1.204
(-)	Receita de construção	72	223	73	59	209	409	159	108
(=)	Receita operacional líquida sem receita de construção	919	1.343	540	576	1.893	2.692	1.044	1.096
Análise da receita		2T20				1S20			
(R\$ Milhões)		Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+)	Vendas as classes	845	1.237	510	423	1.863	2.691	1.120	986
Residencial		515	675	279	230	1.124	1.456	613	529
Industrial		27	74	21	20	68	159	45	44
Comercial		129	259	100	91	314	586	238	225
Outras classes		174	228	110	81	357	489	224	188
(+)	Ult. de demanda / reativo excedente	(5)	(11)	132	(3)	(10)	(23)	272	(6)
(+)	Suprimento	6	8	7	3	26	27	48	5
(+)	Outras receitas	207	261	(25)	94	313	472	(108)	152
Subvenção baixa renda		141	142	73	42	193	192	101	57
Subvenção CDE outros		28	58	16	26	55	117	31	39
Uso da rede		33	57	(123)	21	40	126	(253)	44
Atualização ativo financeiro		(6)	(12)	(0)	0	(2)	2	0	1
Outras receitas operacionais		11	16	8	5	26	35	13	11
(+)	Valores a receber de parcela A	(92)	(75)	(54)	36	(120)	(45)	(82)	58
(+)	Receita de construção	130	166	96	45	265	314	175	79
(=)	Receita operacional bruta	1.091	1.585	667	598	2.336	3.436	1.425	1.275
(+)	Deduções à receita	(261)	(421)	(181)	(178)	(594)	(987)	(412)	(396)
PIS e COFINS		(60)	(90)	(38)	(53)	(149)	(269)	(86)	(123)
Encargos do consumidor		(8)	(11)	(4)	(4)	(17)	(23)	(9)	(8)
Conta de desenvolvimento energético - CDE		(25)	(36)	(15)	(15)	(51)	(71)	(29)	(30)
ICMS		(167)	(284)	(125)	(98)	(372)	(616)	(282)	(225)
ISS		(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(0)	(0)	(1)
Compensações Indicadores de Qualidade		(0)	(0)	(0)	(8)	(4)	(8)	(5)	(10)
(=)	Receita operacional líquida	830	1.164	486	419	1.742	2.449	1.013	878
(-)	Receita de construção	130	166	96	45	265	314	175	79
(=)	Receita operacional líquida sem receita de construção	700	999	390	375	1.478	2.135	838	799

## 5.1.2 - Custos e Despesas<sup>4</sup>

De forma consolidada, o custo da Equatorial Energia (considerando despesas gerenciáveis, não-gerenciáveis e de construção) atingiu R\$ 3,1 bilhões neste 2T21, montante 12% superior ao reportado no 2T20.

Custos Operacionais	2T20	2T21	Var.	1S20	1S21	Var.
<b>R\$ Milhões</b>						
(+) Pessoal	134	147	9%	286	310	9%
(+) Material	7	11	63%	15	26	74%
(+) Serviço de terceiros	201	268	33%	395	519	31%
(+) Outros	23	16	-33%	37	25	-32%
<b>(=) PMSO Reportado</b>	<b>365</b>	<b>441</b>	<b>21%</b>	<b>733</b>	<b>881</b>	<b>20%</b>
Ajustes Piauí	-	(1)	N/A	(3)	(1)	51%
Ajustes Alagoas	-	(1)	N/A	-	(4)	N/A
Ajuste Maranhão	(9)	(1)	87%	(7)	(6)	13%
Ajuste Pará	(11)	(1)	87%	(11)	(17)	-45%
Ajuste Holding	(13)	(2)	82%	(26)	(3)	89%
<b>PMSO Ajustado</b>	<b>331</b>	<b>435</b>	<b>31%</b>	<b>686</b>	<b>850</b>	<b>24%</b>
<b>PCLD e perdas</b>	<b>174</b>	<b>61</b>	<b>-65%</b>	<b>253</b>	<b>131</b>	<b>-48%</b>
% Receita bruta Dist. (s/rec .de construção)	5,0%	1,3%	-3,6 p.p.	3,3%	1,4%	-58%
<b>Provisões para contingências</b>	<b>13</b>	<b>9</b>	<b>-26%</b>	<b>25</b>	<b>22</b>	<b>-11%</b>
<b>(+) Provisões</b>	<b>186</b>	<b>71</b>	<b>-62%</b>	<b>278</b>	<b>153</b>	<b>-45%</b>
<b>(+) Subvenção CCC</b>	<b>29</b>	<b>26</b>	<b>-10%</b>	<b>63</b>	<b>47</b>	<b>-25%</b>
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(0)	2	-5130%	7	20	176%
(+) Depreciação e amortização	162	190	17%	322	354	10%
<b>(=) Custos e despesas gerenciáveis</b>	<b>742</b>	<b>729</b>	<b>-2%</b>	<b>1.403</b>	<b>1.454</b>	<b>4%</b>
(+) Energia comprada e transporte	1.363	1.893	39%	3.036	3.827	26%
(+) Encargos uso rede e conexão	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>(=) Custos e despesas não-gerenciáveis</b>	<b>1.363</b>	<b>1.893</b>	<b>39%</b>	<b>3.036</b>	<b>3.827</b>	<b>26%</b>
<b>(+) Custos de construção</b>	<b>662</b>	<b>471</b>	<b>-29%</b>	<b>1.559</b>	<b>1.108</b>	<b>-29%</b>
<b>(=) Total</b>	<b>2.768</b>	<b>3.093</b>	<b>12%</b>	<b>5.998</b>	<b>6.390</b>	<b>7%</b>

No 2T21, o PMSO Reportado, consolidado, da Companhia cresceu 21% (R\$ 76 milhões) em comparação ao 2T20, influenciado por aumento de quadro de pessoal, inclusão da 8ª hora no Pará, aumento do volume de atendimentos, despesas com honorários advocatícios e intensificação dos serviços de cobrança. O PMSO ajustado cresceu 31%, passando de R\$ 331 milhões para R\$ 435 milhões. O IPCA acumulado no período foi de 8,35%.

Na PECLD, houve uma redução de 65%, influenciado pela melhora da arrecadação de 6,1 p.p. no IAR (vide seção 4.5) e pela captura da eficiência da gestão operacional na atualização da matriz de provisão.

<sup>4</sup> Para fins de comparabilidade, o 2T21 não considera ajuste de R\$ 283 milhões, referente a ganhos e perdas na realização do ativo de contrato das transmissoras, com efeito negativo na linha de "Custo de Construção". Os valores ajustados estão refletidos na NE 25 das demonstrações financeiras (ITR 2T21).

De forma individual, gostaríamos de destacar os custos das distribuidoras, conforme detalhado:

Custos Operacionais R\$ Milhões	2T21				1S21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Pessoal Participação nos resultados	42	44	21	18	78	99	40	38
(+) Material	8	5	5	2	16	10	-	4
(+) Serviço de terceiros	(0)	7	1	2	5	12	2	4
(+) Outros Compensações de indicadores de qualidade	77	102	48	37	160	201	97	74
(+) Outros	3	2	1	1	5	2	3	2
(=) PMSO Reportado	<b>122</b>	<b>154</b>	<b>72</b>	<b>58</b>	<b>249</b>	<b>314</b>	<b>143</b>	<b>118</b>
Ajustes Pessoal	(3)	(1)	(1)	(1)	(6)	(15)	(1)	(2)
Ajustes Material	2	-	-	-	-	-	-	(0)
Ajustes Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Ajustes Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PMSO Ajustado</b>	<b>121</b>	<b>153</b>	<b>71</b>	<b>57</b>	<b>243</b>	<b>297</b>	<b>141</b>	<b>114</b>
PCLD e perdas	11	38	2	9	25	72	10	23
% Receita bruta (s/receita de construção)	0,9%	2,1%	0	1,1%	0,9%	1,9%	0	1,5%
Provisões para contingências	5	0	0	3	11	4	3	5
(+) Provisões	<b>16</b>	<b>39</b>	<b>3</b>	<b>13</b>	<b>36</b>	<b>76</b>	<b>13</b>	<b>28</b>
(+) Subvenção CCC	-	26	-	-	-	47	-	-
(+) Outras receitas/despesas operacionais	1	(0)	(1)	2	0	12	0	7
(+) Depreciação e amortização	53	95	24	18	107	166	46	34
(=) Custos e despesas gerenciáveis	<b>193</b>	<b>314</b>	<b>97</b>	<b>90</b>	<b>392</b>	<b>616</b>	<b>202</b>	<b>187</b>
(+) Energia comprada e transporte	384	535	310	238	789	1.118	592	502
(+) Encargos uso rede e conexão	100	187	6	77	197	374	11	154
(=) Custos e despesas não-gerenciáveis	<b>483</b>	<b>722</b>	<b>316</b>	<b>316</b>	<b>985</b>	<b>1.493</b>	<b>603</b>	<b>655</b>
(+) Custos de construção	<b>72</b>	<b>223</b>	<b>73</b>	<b>59</b>	<b>209</b>	<b>409</b>	<b>159</b>	<b>108</b>
(=) Total	<b>749</b>	<b>1.259</b>	<b>486</b>	<b>464</b>	<b>1.587</b>	<b>2.518</b>	<b>964</b>	<b>950</b>
Custos Operacionais R\$ Milhões	2T20				1S20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Pessoal Participação nos resultados	30	34	16	12	62	68	38	31
(+) Material	9	4	-	1	17	9	-	3
(+) Serviço de terceiros	2	1	1	1	5	3	2	2
(+) Outros Compensações de indicadores de qualidade	89	87	39	32	169	167	79	61
(+) Outros	5	8	1	3	9	11	4	5
(=) PMSO Reportado	<b>127</b>	<b>131</b>	<b>58</b>	<b>48</b>	<b>244</b>	<b>249</b>	<b>123</b>	<b>99</b>
Ajustes Pessoal	-	-	-	-	-	-	(3)	-
Ajustes Material	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes Serviços de Terceiros	(8)	(6)	-	-	(6)	(6)	-	-
Ajustes Outros	(1)	(6)	-	-	(1)	(6)	-	-
<b>PMSO Ajustado</b>	<b>118</b>	<b>119</b>	<b>58</b>	<b>48</b>	<b>238</b>	<b>237</b>	<b>120</b>	<b>99</b>
PCLD e perdas	34	96	22	21	50	121	43	39
% Receita bruta (s/receita de construção)	3,53%	6,8%	3,9%	3,9%	2,4%	3,9%	3,4%	-4,4%
Provisões para contingências	6	4	3	1	11	10	4	1
(+) Provisões	<b>40</b>	<b>100</b>	<b>25</b>	<b>22</b>	<b>62</b>	<b>130</b>	<b>47</b>	<b>40</b>
(+) Subvenção CCC	-	29	-	-	-	63	-	-
(+) Outras receitas/despesas operacionais	0	(4)	3	0	1	4	2	(0)
(+) Depreciação e amortização	47	78	23	15	94	149	45	35
(=) Custos e despesas gerenciáveis	<b>214</b>	<b>334</b>	<b>109</b>	<b>85</b>	<b>401</b>	<b>596</b>	<b>217</b>	<b>173</b>
(+) Energia comprada e transporte	281	417	200	193	624	927	434	420
(+) Encargos uso rede e conexão	57	99	30	51	122	-	72	109
(=) Custos e despesas não-gerenciáveis	<b>338</b>	<b>517</b>	<b>230</b>	<b>244</b>	<b>746</b>	<b>927</b>	<b>506</b>	<b>529</b>
(+) Custos de construção	<b>130</b>	<b>166</b>	<b>96</b>	<b>45</b>	<b>265</b>	<b>314</b>	<b>175</b>	<b>79</b>
(=) Total	<b>682</b>	<b>1.016</b>	<b>435</b>	<b>374</b>	<b>1.412</b>	<b>1.836</b>	<b>899</b>	<b>781</b>

## MARANHÃO

No 2T21, as despesas de pessoal, material, serviço de terceiros e outros (PMSO) totalizaram R\$ 122 milhões, recuo de R\$ 5,4 milhões, ou 4,2%, em relação ao 2T20. Descontados os efeitos não recorrentes, o PMSO ajustado no 2T21 totalizou R\$ 121 milhões, contra R\$ 118 milhões no 2T20, representando um aumento de 2,3%, abaixo da inflação acumulada no período de 8,35%, medida pelo IPCA, e de 9,22%, medida pelo INPC. Os efeitos não recorrentes impactaram as linhas de **Pessoal**, no montante de R\$ 3,0 milhões referentes ao *stock options*, e **Material**, no montante de R\$ 1,8 milhão.

A conta de **Pessoal** apresentou aumento de R\$ 11,1 milhões no trimestre, em função especialmente do redesenho organizacional, com impacto de R\$ 5,2 milhões, e pelo reconhecimento contábil de programa de incentivos de longo prazo (*Phantom Shares e stock options*), sendo R\$ 3,0 milhões referentes ao *Phantom Shares* e R\$ 2,9 milhões referem-se ao SOP, este, efeito não recorrente.

Já a conta **Material** registrou redução de R\$ 2,0 milhões, referente à regularização de saldos contábeis de períodos anteriores, efeito este classificado como não recorrente.

A rubrica de **Serviços de Terceiros** apresentou redução de R\$ 11,9 milhões, impactada principalmente por ajustes não recorrentes ocorrido no 2T20, referente a notas faturadas de ordens de serviços. Em **Outros**, houve redução de R\$ 2 milhões quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

Por fim, no 2T21, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) **provisionadas** no período, totalizaram R\$ 11,3 milhões, uma expressiva redução de R\$ 22,6 milhões quando comparado ao 2T20, reflexo da menor inadimplência com melhor arrecadação no período e pela captura da eficiência da gestão operacional na atualização da matriz de provisão. Com relação ao patamar em relação a receita, o nível atual registrado é 2,6 p.p. inferior ao observado no mesmo trimestre de 2020.

#### **PARÁ**

O PMSO (pessoal, material, serviço de terceiros e outros) reportado no 2T21 foi de R\$ 154 milhões, apresentando um aumento de R\$ 23,6 milhões em relação ao 2T20, cerca de 68% do aumento decorre do efeito inflacionário, aquisição da 8ª hora, aumento das despesas do regime de plantão e maiores despesas com cobrança e combate à fraude. Quando comparado ao PMSO do 1T21, houve redução de 3,8%.

O PMSO ajustado foi de R\$ 153 milhões, aumento de R\$ 33,6 milhões, ou 28,6% em comparação ao 2T20, sendo o único efeito tratado como não recorrente por não ter efeito caixa foi observado na linha de **Pessoal**, no montante de R\$ 1,5 milhão, referente ao *stock options*.

Na conta **Pessoal**, o aumento de R\$ 9,8 milhões decorre, principalmente, do redesenho organizacional e o acréscimo da oitava hora trabalhada na Equatorial Pará no montante de R\$ 3,4 milhões, implementados no 1T21, além das despesas relativas aos programas de incentivo de longo prazo de R\$ 2,9 milhões, dos quais R\$ 1,5 milhão (*stock options*) são não recorrentes.

Na conta de **Material**, o aumento de R\$ 5,3 milhões refere-se, principalmente, à maior volumetria de ocorrências de serviços de atendimentos emergenciais de plantão que exigem materiais de manutenção, em comparação ao 2T20, além da inflação acumulada no período.

Já em **Serviços de Terceiros**, o aumento de R\$ 15 milhões sendo grande parte explicada pelos seguintes efeitos:

- (i) Honorários Advocatícios sobre êxitos (R\$ 5,5 milhões);
- (ii) Aumento do nas despesas com cobrança, combate à fraude e redução de perdas, devido a estratégia de intensificação dessas iniciativas (R\$ 5,1 milhões);
- (iii) Aumento do volume de ocorrências no regime de plantão no 2T21 (R\$ 3,4 milhões);
- (iv) Incremento de despesas relacionadas à tecnologia da informação (R\$ 0,5 milhão).

No 2T21, a Equatorial Pará constituiu provisão para Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) no valor de R\$ 38,4 milhões, redução de R\$ 57,8 milhões, quando comparado ao 2T20, período mais agudo da pandemia. Com relação ao patamar em relação a receita, o nível atual registrado equivale a 2,1% da Receita Operacional Bruta (sem a Receita de Construção), redução de 4,7p.p.

## **PIAUÍ**

No 2T21, as despesas de pessoal, material, serviço de terceiros e outros (PMSO) totalizaram R\$ 72 milhões, contra R\$ 58 milhões reportado no 2T20 e R\$ 71 milhões no 1T21. O PMSO Ajustado, ou seja, desconsiderando os efeitos não recorrentes, totalizou R\$ 71 milhões no 2T21 contra os mesmos R\$ 58 milhões no mesmo período do ano anterior.

Na conta **Pessoal** houve um aumento de R\$ 4,8 milhões, fruto em grande parte do pagamento de participação de resultados pelo atingimento das metas em 2020, enquanto no ano anterior não houve tal pagamento. O efeito não recorrente de R\$ 0,8 milhão é referente ao *stock options* (não recorrente pois não tem efeito caixa).

Em **Serviços de Terceiros**, o aumento de R\$ 9,1 milhões é em grande parte explicado pelos seguintes efeitos:

- (i) Aumento das despesas com cobranças ao consumidor, decorrente da estratégia de intensificação dessas iniciativas (R\$ 2,7 milhões);
- (ii) Honorários Advocatícios sobre êxitos (R\$ 2,4 milhões);
- (iii) Gastos com manutenção e licença de software em função do novo ERP (R\$ 1,8 milhão);
- (iv) Despesas com o retorno das agências de atendimento ao consumidor (R\$ 1,1 milhão).

Já a conta **Material e Outros**, o montante permaneceu estável em relação ao ano anterior.

No 2T21, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) apresentaram uma provisão R\$ 2,2 milhões, patamar 3,6 p.p. inferior ao observado no mesmo trimestre de 2020, fruto da melhor arrecadação no período e do efeito comparativo com relação ao 2T20 e pela captura da eficiência da gestão operacional na atualização da matriz de provisão.

## **ALAGOAS**

No 2T21, as despesas de pessoal, material, serviço de terceiros e outros (PMSO) totalizaram R\$ 58 milhões, em comparação a R\$ 48 milhões no mesmo período do ano passado. Desconsiderados os efeitos não recorrentes, o PMSO ajustado foi de R\$ 57 milhões, valor 18,8% superior ao mesmo período do ano passado.

Na conta **Pessoal**, houve aumento de R\$ 6,3 milhões, devido sobretudo ao reconhecimento de despesas com os programas de incentivo de longo prazo, no valor de R\$ 2,0 milhões, dos quais R\$ 0,9 milhão não-recorrentes, pois não tem efeito caixa (*stock options*), além do pagamento de participação de resultados pelo atingimento das metas no montante de R\$ 0,7 milhão, e despesas com rescisões contratuais e despesas legais trabalhistas (R\$ 0,9 milhão).

Já o aumento na conta **Material**, de R\$ 1,0 milhão, é fruto principalmente da aquisição de equipamentos para as equipes de faturamento e cobrança e de materiais para manutenção de redes (R\$ 0,9 milhão).

Na conta **Serviços de Terceiros**, o incremento de R\$ 5,8 milhões está relacionado, principalmente, à honorários advocatícios sobre êxitos e consultorias (R\$ 3,6 milhões), despesas com manutenção e licença de software (R\$ 1,5 milhão), que no ano anterior por se tratar de implantação de sistemas foi apropriado como investimento, e aumento com serviços de manutenção da rede, como poda e limpeza de faixa (R\$ 0,7 milhão), além do maior volume de serviços relacionados à cobrança (R\$ 0,7 milhões).

Em **Outros**, a redução de R\$ 2,7 milhões decorre do menor volume com despesas relacionadas às campanhas de *marketing* no período, em comparação ao realizado no 2T20.

Por fim, no 2T21 as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) registrou provisão de R\$ 9,4 milhões, uma redução de R\$ 11,9 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior. Com relação ao patamar em relação a receita, o nível atual registrado é 2,8 p.p. inferior ao observado no mesmo trimestre de 2020.

### 5.1.3 - EBITDA Consolidado Equatorial

A seguir, demonstramos a conciliação do EBITDA Consolidado da Equatorial.

Conciliação do EBITDA (R\$ milhões)	2T20	2T21	Var.	1S20	1S21	Var.
Resultado do Exercício	474	632	33,3%	989	1.085	9,7%
Impostos sobre o Lucro	153	146	-4,3%	453	288	-36,4%
Resultado Financeiro	65	308	377,5%	218	539	147,4%
Depreciação e amortização*	218	218	-0,1%	378	410	8,5%
Equivalência Patrimonial	(36)	(13)	-62,8%	(16)	(25)	58,5%
<b>EBITDA societário**</b>	<b>873</b>	<b>1.291</b>	<b>47,8%</b>	<b>2.023</b>	<b>2.297</b>	<b>13,6%</b>

\* Inclui Amortização do Direito de Concessão

\*\*Calculado em conformidade com a Instrução CVM 527/12

EBITDA consolidado Equatorial	2T20	2T21	Var.	1S20	1S21	Var.
EBITDA Equatorial Maranhão	195	296	52,0%	424	622	46,6%
EBITDA Equatorial Pará	226	402	77,5%	550	749	36,2%
EBITDA Equatorial Piauí	70	155	121,5%	155	284	83,6%
EBITDA Equatorial Alagoas	61	188	208,7%	130	288	121,0%
EBITDA Intesa	18	24	33,2%	11	47	322,0%
EBITDA Transmissão	311	238	-23,3%	737	338	-54,2%
EBITDA 55 Soluções	17	7	-61,0%	28	2	-93,2%
PPA Piauí na Consolidação	(3)	(0)	-98,3%	10	(1)	-112,9%
EBITDA Holding + outros	(21)	(18)	-11,5%	(22)	(31)	37,7%
<b>EBITDA Equatorial</b>	<b>873</b>	<b>1.291</b>	<b>47,8%</b>	<b>2.022</b>	<b>2.297</b>	<b>13,6%</b>
Ajustes Maranhão	9	6	-26,7%	6	14	128,5%
Ajustes Pará	(7)	13	-281,3%	(20)	68	-443,5%
Ajustes Piauí	(29)	1	-102,2%	(60)	3	-105,0%
Ajuste Alagoas	(5)	(91)	1707,2%	(20)	(83)	317,6%
Ajuste Holding	(0)	(0)	-95,9%	(18)	0	-100,0%
Ajustes Stock options (EQTL)	13	2	-81,6%	26	3	-88,6%
Ajuste PPA Equatorial Piauí	3	0	-98,3%	(10)	1	-112,9%
<b>EBITDA Equatorial ajustado</b>	<b>857</b>	<b>1.223</b>	<b>42,7%</b>	<b>1.926</b>	<b>2.304</b>	<b>19,6%</b>

O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 1.291 milhões no 2T21, valor 47,8% maior, explicado em grande parte pelo crescimento de mercado e da parcela B em todas as distribuidoras em função dos reajustes tarifários de PA e MA e das Revisões Tarifárias Extraordinárias de PI e AL, além da melhora nos valores provisionados de PECLD e aumento do VNR.

Já o EBITDA Ajustado, desconsiderando os efeitos não-recorrentes, registrou expansão de 42,7%, impulsionado principalmente pelo maior EBITDA das distribuidoras, conforme descrito acima. Abaixo abrimos a comparação do EBITDA Ajustado pelo VNR e IFRS09 do 2T21x2T20:

Recomposição EBITDA	2T20	2T21	Var.	1S20	1S21	Var.
EBITDA Equatorial Ajustado	857	1.223	42,7%	1.926	2.304	19,6%
(-) IFRS 9 (Transmissão)	244	7	-97,0%	587	(83)	-114,2%
(-) VNR	(19)	68	-464,5%	2	178	10412,3%
<b>EBITDA Equatorial (ex-novos ativos)</b>	<b>631</b>	<b>1.148</b>	<b>81,8%</b>	<b>1.337</b>	<b>2.210</b>	<b>65,2%</b>

Pode-se observar que o EBITDA ajustado por estes efeitos contábeis cresceu influenciado pela entrada em operação dos ativos de transmissão, assim como o aumento de mercado e da tarifa fio B ocasionada pelos reajustes e revisões ocorridas nas distribuidoras entre os períodos reportados, além da melhora da PECLD.

A seguir, abrimos os valores por distribuidora, assim como destacamos os valores considerados como não recorrentes no resultado do 2T21:

EBITDA R\$ Milhões	2T21				1S21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Resultado do Exercício	197	210	113	172	390	334	181	236
(+) Impostos sobre o Lucro	35	51	3	14	87	98	25	20
(+) Resultado Financeiro	11	46	16	(16)	38	150	33	(2)
(+) Depreciação e Amortização	53	95	24	18	107	166	46	34
<b>(=) EBITDA societário (CVM)*</b>	<b>296</b>	<b>402</b>	<b>155</b>	<b>188</b>	<b>622</b>	<b>749</b>	<b>284</b>	<b>288</b>
(+) Outras receitas/despesas operacionais	1	(0)	(1)	2	0	12	0	7
(+) Impactos Margem Bruta	4	12	1	(94)	8	39	1	(94)
(+) Ajustes de PMSO	1	1	1	1	6	17	1	4
<b>(=) EBITDA societário ajustado</b>	<b>302</b>	<b>415</b>	<b>156</b>	<b>97</b>	<b>636</b>	<b>817</b>	<b>287</b>	<b>206</b>

\*Calculado em conformidade com a instrução CVM 527/12

EBITDA R\$ Milhões	2T20				1S20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Resultado do Exercício	129	99	20	39	268	208	45	71
(+) Impostos sobre o Lucro	22	22	-	(2)	49	109	-	(2)
(+) Resultado Financeiro	(4)	27	27	9	13	83	64	27
(+) Depreciação e Amortização	47	78	23	15	94	149	45	35
<b>(=) EBITDA societário (CVM)*</b>	<b>195</b>	<b>226</b>	<b>70</b>	<b>61</b>	<b>424</b>	<b>550</b>	<b>155</b>	<b>130</b>
(+) Outras receitas/despesas operacionais	0	(4)	3	0	1	4	2	(0)
(+) Ajustes 2020	8	(4)	(32)	(5)	5	(24)	(62)	(20)
<b>(=) EBITDA societário ajustado</b>	<b>203</b>	<b>219</b>	<b>42</b>	<b>56</b>	<b>431</b>	<b>530</b>	<b>95</b>	<b>110</b>

### MARANHÃO

O EBITDA ajustado do 2T21 alcançou R\$ 302 milhões, contra R\$ 203 milhões no 2T20, em grande parte explicado pelo aumento da margem bruta (crescimento de mercado e tarifa fio B) e pelo aumento da receita de atualização do ativo financeiro (VNR) de R\$ 18 milhões, fruto da aceleração dos investimentos com foco na revisão tarifária da Equatorial Maranhão e em função do expressivo aumento do IPCA no trimestre, além da melhora da PECLD de R\$ 23 milhões.

Destacamos como principais efeitos não recorrentes:

- i) R\$ 1,3 milhão de ajustes no PMSO, sendo desse total R\$ 3 milhões de efeito positivo referente ao programa *stock option*, e R\$ 1,8 milhão, com impacto negativo, referente a serviços de terceiros; e
- ii) R\$ 4 milhões de impacto na Margem, referente a efeitos de descasamento de Parcela A.

### PARÁ

No 2T21, o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 415 milhões, aumento de R\$ 196 milhões ou 89,5% em comparação ao mesmo período do ano anterior, fruto especialmente do crescimento de mercado, tarifa fio B e do incremento de R\$ 66 milhões de receita de atualização do ativo financeiro (VNR) em função do expressivo aumento do IPCA no trimestre e da redução de PECLD em R\$ 58 milhões.

Como impactos não-recorrente neste trimestre, destaca-se:

- (i) R\$ 12,1 milhões de impactos na Margem, referente a receitas de parcela A sem CVA correspondente;
- (ii) R\$ 1,44 milhão de ajustes no PMSO, referente ao programa de incentivos de longo prazo (*stock options*).

### PIAUÍ

No 2T21, o EBITDA Ajustado alcançou R\$ 156 milhões, contra R\$ 42 milhões no 2T20, representando um aumento de R\$ 114 milhões ou 271,4%, positivamente influenciado pela redução das perdas, aumento da tarifa fio B em 54,8% função da RTE, ocorrida em dezembro de 2020, crescimento de mercado e melhora no desempenho de PECLD na comparação com o mesmo período de 2020 em R\$ 20 milhões.

Como efeitos não recorrente neste trimestre, destaca-se:

- i) R\$ 0,8 milhão de ajustes no PMSO, referente ao programa de *Stock Options*.

#### ALAGOAS

No 2T21, o EBITDA Ajustado considerando os efeitos não recorrentes atingiu R\$ 97 milhões, contra R\$ 56 milhões no 2T20, explicado em grande parte pelo crescimento de mercado que representou R\$ 28 milhões, aumento da renda não faturada em R\$ 8 milhões e pelo delta de perdas, com melhora de R\$ 7 milhões.

Como efeitos não recorrentes neste trimestre, destacam-se:

- i) Ajustes referentes à sobrecontratação oriunda da RTA dos anos 2016 e 2017 (R\$ 44 milhões);
- ii) Recebimento da indenização das sobras físicas referente à Medida Provisória 998 (R\$ 32 milhões);
- iii) Complemento da previsão da receita de desconto tarifário no Reajuste Tarifário Anual (R\$ 17 milhões); e
- iv) R\$ 0,8 milhão de ajustes no PMSO, referente ao programa de *Stock Options*.

#### 5.1.4 – Resultado Financeiro Consolidado

R\$ MM	2T20	2T21	Var.	1S20	1S21	Var.
(+) Rendas Financeiras	41	60	45%	102	92	-10%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	68	124	83%	176	254	44%
(+) Operações de Swap	87	(466)	637%	446	(254)	157%
(+) Var. Cambial sobre dívida	(90)	377	-519%	(450)	149	-133%
(+) Var. Cambial sobre dívida - RJ	-	-	N/A	-	-	N/A
(+) Encargos e Var. Monetária sobre dívida	(153)	(351)	-129%	(420)	(618)	-47%
(+) Variações Monetárias e Cambiais - Caução STN	-	-	N/A	-	-	N/A
(+) Encargos CVA	20	3	-87%	43	3	-92%
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ	(18)	(36)	-97%	(34)	(78)	-129%
(+) AVP sobre Dívida RJ	(5)	(5)	-4%	(10)	(10)	-1%
(+) Ajuste a Valor Presente	(4)	(3)	21%	(8)	(7)	14%
(+) Contingências	(0)	8	-5183%	(7)	(1)	84%
(+) Outras Receitas	21	12	-43%	14	27	94%
(+) Outras Despesas	(32)	(31)	3%	(84)	(98)	-17%
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(66)</b>	<b>(310)</b>	<b>371%</b>	<b>(232)</b>	<b>(542)</b>	<b>133%</b>
(+) Efeitos Não Recorrentes	-	-	N/A	14	5	-64%
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(66)</b>	<b>(310)</b>	<b>371%</b>	<b>(218)</b>	<b>(537)</b>	<b>146%</b>

De forma consolidada, o resultado financeiro da Equatorial Energia atingiu R\$ 310 milhões negativos contra R\$ 66 milhões negativos no 2T20. Ajustando pelos efeitos não recorrentes o resultado financeiro foi de R\$ 304 milhões negativos neste 2T21 contra R\$ 66 milhões também negativos no mesmo período do ano passado. Os principais motivos para o aumento da despesa financeira líquida foram a marcação a mercado dos contratos de Swap e dívida em moeda estrangeira, e expressivo aumento do IPCA e IGP-M impactando juros e encargos da recuperação judicial da Equatorial Pará, variação monetária sobre a dívida, além dos custos e despesas financeiras das operações de transmissão no valor de R\$ 145 milhões que até o ano passado eram incorporados ao ativo de contrato e agora estão sendo registrados no resultado financeiro.

De maneira individual, gostaríamos de dar os seguintes destaques:

RESULTADO FINANCEIRO											1S21						
R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	55 Soluções	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	55 Soluções	
(+) Rendas Financeiras	9	22	11	7	3	7	1	0	16	35	16	12	4	7	1	1	
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	31	42	22	29	-	-	-	-	63	86	53	52	-	-	-	-	
(+) Operações de Swap	(57)	(181)	(133)	-	(95)	-	-	-	(31)	(59)	(70)	-	(95)	-	-	-	
(+) Var. Cambial sobre dívida	54	195	128	-	-	-	-	-	27	58	64	-	-	-	-	-	
(+) Juros e VM sobre Dívida	(42)	(77)	(48)	(21)	(9)	(146)	(8)	0	(86)	(152)	(93)	(58)	(17)	(199)	(14)	0	
(+) Encargos CVA	0	(1)	0	3	-	-	-	-	(1)	(3)	2	5	-	-	-	-	
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ	-	(36)	-	-	-	-	-	-	(78)	-	-	-	-	-	-	-	
(+) AVP sobre Dívida RJ	-	(5)	-	-	-	-	-	-	(10)	(0)	-	-	-	-	-	-	
(+) Ajuste a Valor Presente	(0)	(0)	(3)	(0)	0	-	-	-	(0)	(0)	(7)	(0)	0	-	-	-	
(+) Contingências	(2)	2	6	2	-	-	-	-	(5)	1	2	1	-	-	-	-	
(+) Outras Receitas	0	6	5	0	0	(0)	0	-	(0)	17	10	0	0	-	0	-	
(+) Outras Despesas	(4)	(13)	(4)	(4)	(3)	(3)	(0)	(0)	(21)	(44)	(11)	(10)	(4)	(7)	(1)	(0)	
<b>(=) Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(11)</b>	<b>(46)</b>	<b>(16)</b>	<b>16</b>	<b>(103)</b>	<b>(142)</b>	<b>(7)</b>	<b>0</b>	<b>(38)</b>	<b>(150)</b>	<b>(33)</b>	<b>2</b>	<b>(111)</b>	<b>(198)</b>	<b>(14)</b>	<b>1</b>	
FEE	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	
<b>(=) Resultado Financeiro Líquido Ajustado</b>	<b>(11)</b>	<b>(46)</b>	<b>(16)</b>	<b>16</b>	<b>(103)</b>	<b>(142)</b>	<b>(7)</b>	<b>0</b>	<b>(33)</b>	<b>(150)</b>	<b>(33)</b>	<b>2</b>	<b>(111)</b>	<b>(198)</b>	<b>(14)</b>	<b>1</b>	
RESULTADO FINANCEIRO											1S20						
R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	55 Soluções	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	55 Soluções	
(+) Rendas Financeiras	10	14	4	4	5	0	2	1	23	29	10	9	17	0	12	2	
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	19	27	6	16	-	-	-	-	43	52	45	36	-	-	-	-	
(+) Operações de Swap	-	65	22	-	-	-	-	-	-	337	110	-	-	-	-	-	
(+) Var. Cambial sobre dívida	-	(68)	(22)	-	-	-	-	-	-	(340)	(110)	-	-	-	-	-	
(+) Juros e VM sobre Dívida	(22)	(34)	(44)	(43)	(10)	3	(4)	-	(70)	(98)	(100)	(95)	(32)	4	(29)	-	
(+) Encargos CVA	0	2	2	16	-	-	-	-	1	4	5	33	-	-	-	-	
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ	-	(18)	-	-	-	-	-	-	(34)	-	-	-	-	-	-	-	
(+) AVP sobre Dívida RJ	-	(5)	-	-	-	-	-	-	-	(10)	-	-	-	-	-	-	
(+) Ajuste a Valor Presente	(0)	(0)	(4)	(0)	0	-	-	-	(0)	(0)	(8)	(0)	0	-	-	-	
(+) Contingências	1	3	(5)	1	-	-	-	-	(1)	3	(9)	-	-	-	-	-	
(+) Outras Receitas	1	1	16	3	0	1	0	-	3	4	3	4	(0)	1	0	-	
(+) Outras Despesas	(5)	(13)	(4)	(5)	(1)	(4)	(0)	(0)	(13)	(30)	(9)	(12)	(6)	(11)	(3)	(0)	
<b>(=) Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>4</b>	<b>(27)</b>	<b>(27)</b>	<b>(9)</b>	<b>(5)</b>	<b>0</b>	<b>(2)</b>	<b>1</b>	<b>(13)</b>	<b>(83)</b>	<b>(64)</b>	<b>(27)</b>	<b>(21)</b>	<b>(6)</b>	<b>(20)</b>	<b>2</b>	
Desconto de Juros e Correção Monetária de Parcelamento														14			
<b>(=) Resultado Financeiro Líquido Ajustado</b>	<b>4</b>	<b>(27)</b>	<b>(27)</b>	<b>(9)</b>	<b>(5)</b>	<b>0</b>	<b>(2)</b>	<b>1</b>	<b>(13)</b>	<b>(83)</b>	<b>(51)</b>	<b>(27)</b>	<b>(21)</b>	<b>(6)</b>	<b>(20)</b>	<b>2</b>	

## Maranhão

No 2T21, o resultado financeiro líquido foi negativo R\$ 11 milhões, contra R\$ 4 milhões positivos no 2T20, gerando uma variação negativa de R\$ 15 milhões em relação ao valor registrado no ano anterior. O aumento de R\$ 12 milhões em acréscimos moratórios ocorreu devido ao pagamento em atraso das faturas de energia pelos consumidores, ocasionado principalmente pela pandemia do COVID 19. Já em fevereiro de 2021, houve contratação de empréstimo de USD 67 milhões com proteção de 100% da exposição cambial, que ocasionou variações nas rubricas variação cambial e swap. O aumento de R\$ 21 milhões em juros e variação monetária sobre a dívida se deu principalmente em função da alta expressiva do IPCA, indexador com 58% de participação da dívida, que no 2T20 estava em 0,43% e passou para 1,68% no 2T21, além do aumento do saldo da dívida com BNDES que no 2T20 era R\$ 729 milhões e passou para R\$ 1,2 bilhão 2T21.

## PARÁ

No 2T21, o resultado financeiro líquido foi negativo R\$ 46 milhões, contra R\$ 27 milhões negativos no 2T20, gerando uma variação negativa de aproximadamente R\$ 20 milhões em relação ao valor registrado no ano anterior. O aumento de R\$ 45 milhões no 2T21 de juros e variação monetária sobre a dívida deu-se em função da avanço expressivo do IPCA, indexador da dívida com 36,4% de participação, que passou de 0,43% no 2T20 para 1,68% no 2T21 e também devido ao aumento do saldo devedor da dívida que no 2T20 estava em R\$ 4,8 bilhões e passou para R\$ 5,1 bilhões no 2T21. O aumento foi parcialmente absorvido pela redução do CDI, indexador mais significativo, que saiu de 1,75% no 2T20 para 1,28% no 2T21. O aumento de R\$ 18 milhões de Juros e variação monetária sobre a Dívida da Recuperação Judicial se deu pela elevada variação do IGP-M que saiu de 2,66% no 2T20 para 6,31% no 2T21.

## PIAUÍ

No 2T21, o resultado financeiro líquido foi negativo R\$ 16 milhões, contra R\$ 27 milhões negativos no 2T20, gerando uma variação positiva de R\$ 11 milhões em relação ao valor registrado no ano anterior. A melhora de R\$ 6 milhões nas rendas financeiras no 2T21, deu-se em função do aumento nas disponibilidades da companhia, que no 2T20 era de R\$ 569 milhões e no 2T21 está em R\$ 1,4 bilhões. O aumento de R\$ 16 milhões em acréscimos moratórios ocorreu devido ao pagamento em atraso das faturas de energia pelos consumidores, ocasionado principalmente pela pandemia do Covid-19. Já o acréscimo de R\$ 6 milhões no 2T21 de juros e variação monetária sobre a dívida deu-se principalmente em função do aumento o saldo da dívida, que no 2T20 era de R\$ 2,8 bilhões e passou para R\$ 3,5 bilhões no 2T21. Essa alta foi parcialmente absorvida pela queda do CDI, indexador mais relevante da dívida, com 70% participação, que estava em 1,75% no 2T20 e está em 1,28% no 2T21.

### **ALAGOAS**

No 2T21, o resultado financeiro líquido foi de R\$ 16 milhões positivos, contra R\$ 9 milhões negativos no 2T20, gerando uma variação positiva de R\$ 25 milhões em relação ao valor registrado no ano anterior. A melhora de R\$ 3 milhões nas rendas financeiras no 2T21, deu-se em função do aumento em 44% nas disponibilidades da companhia, que no 2T20 era de R\$ 569 milhões e no 2T21 está em R\$ 820 milhões. O aumento foi parcialmente absorvido pela queda do CDI, que no 2T20 era 1,75%, e passou para 1,28% no 2T21. O aumento em acréscimos moratórios ocorreu devido ao pagamento em atraso das faturas de energia pelos consumidores, ocasionado principalmente pela pandemia do Covid-19. A redução de R\$ 20 milhões no 2T21 em juros e variação monetária sobre a dívida deu-se principalmente em função da queda do saldo da dívida, que no 2T20 era de R\$ 2,4 bilhões e passou para R\$ 1,8 bilhões no 2T21 e também pelo declínio do CDI, indexador mais relevante da dívida, com 81% participação, que estava em 1,75% no 2T20 e passou para 1,28% no 2T21. Em encargos CVA, o principal impacto foi a baixa dos empréstimos RGR conforme Lei 14.120/21, ocorrido em março de 2021, que consequentemente extinguiu a atualização do ativo RGR.

### **EQUATORIAL ENERGIA HOLDING**

No 2T21, o resultado financeiro líquido foi negativo R\$ 103 milhões, contra R\$ 5 milhões negativos no 2T20. Grande parte desta variação é explicada pela contratação de NDF's no valor total de USD 228 milhões, com o objetivo de proteção ao risco da moeda estrangeira dos passivos da CEEE-D.

### **EQUATORIAL ENERGIA TRANSMISSÃO**

No 2T20, praticamente todas receitas e despesas eram ativadas e incorporadas ao ativo de contrato. Com a entrada em operação das SPEs 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 e 8, as receitas e despesas passam a ser reconhecidas no resultado financeiro da empresa.

### **INTESA**

No 2T21, o resultado financeiro líquido foi negativo R\$ 7 milhões, contra R\$ 2 milhões negativos no 2T20, gerando uma variação negativa de R\$ 5 milhões. A redução no 2T21 em rendas financeiras deu-se em função da queda das disponibilidades da companhia, que estava em R\$ 213 milhões no 2T20 e passou para R\$ 86 milhões no 2T21. Já aumento no 2T21 em juros e variação monetária sobre a dívida deu-se em função da alta expressiva do IPCA, que saiu de -0,43% no 2T20 para 1,68% no 2T21.

### **55 SOLUÇÕES**

A redução no 2T21 em rendas financeiras deu-se principalmente em função da queda das disponibilidades da companhia, que estava em R\$ 44 milhões no 2T20 e passou para R\$ 30 milhões no 2T21.

### 5.1.5 - Lucro Líquido Consolidado Equatorial<sup>5</sup>

<b>Lucro líquido consolidado Equatorial</b>	<b>2T20</b>	<b>2T21</b>	<b>Var.</b>	<b>1S20</b>	<b>1S21</b>	<b>Var.</b>
Lucro líquido Maranhão	76	115	52,0%	157	229	45,4%
Lucro líquido Pará	86	182	111,4%	181	290	60,1%
Lucro líquido Piauí	19	106	464,1%	43	171	297,3%
Lucro líquido Alagoas	37	166	344,2%	69	228	231,8%
Lucro líquido Intesa	24	14	-42,9%	6	27	392,3%
Lucro Líquido Transmissão	198	59	-70,1%	446	89	-80,1%
Lucro Líquido 55 Soluções	14	3	-77,0%	20	2	-92,2%
Consolidação PPA Equatorial Piauí	(2)	(0)	-98,4%	6	(1)	-112,9%
Consolidação PPA Equatorial Alagoas	1	1	2,6%	2	2	2,8%
Lucro líquido Holding + Outros	(47)	(137)	192,7%	(84)	(173)	104,7%
<b>Lucro líquido Equatorial</b>	<b>406</b>	<b>510</b>	<b>25,6%</b>	<b>846</b>	<b>863</b>	<b>2,0%</b>
Ajustes Maranhão	6	2	-60,1%	3	12	276,9%
Ajustes Pará	(3)	11	-446,8%	(22)	43	-298,7%
Ajustes Piauí	(30)	2	-105,0%	(47)	2	-105,2%
Ajustes Alagoas	(5)	(80)	1570,1%	(22)	(75)	246,7%
Ajustes Holding	(0)	(0)	0,0%	(13)	5	-135,2%
Ajustes Stock options (EQTL)	13	2	-81,6%	26	3	-88,6%
Consolidação PPA Equatorial Piauí	2	0	-98,4%	(6)	1	-112,9%
Consolidação PPA Equatorial Alagoas	(1)	(1)	2,6%	(2)	(2)	2,8%
<b>Lucro líquido Equatorial ajustado</b>	<b>387</b>	<b>447</b>	<b>15,4%</b>	<b>762</b>	<b>853</b>	<b>11,9%</b>

De forma consolidada, o lucro líquido da Equatorial atingiu R\$ 510 milhões no trimestre, 25,6% maior em relação ao 2T20. Se ajustarmos pelos efeitos não recorrentes do trimestre, atingimos R\$ 447 milhões, aumento de 15,4%.

<b>LUCRO LÍQUIDO</b> R\$ Milhões	<b>2T21</b>				<b>1S21</b>			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>(+ ) Lucro Líquido</b>	<b>197</b>	<b>210</b>	<b>113</b>	<b>172</b>	<b>390</b>	<b>334</b>	<b>181</b>	<b>236</b>
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	5	14	2	(93)	14	56	3	(89)
(+) Efeito IR e CSLL	(1)	(1)	(0)	10	2	(6)	(0)	12
(+) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	-	-	-	5	-	-	-
(+) Outras Receitas/Despesas Não Operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>(=) Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>201</b>	<b>223</b>	<b>114</b>	<b>90</b>	<b>411</b>	<b>383</b>	<b>183</b>	<b>159</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO</b> R\$ Milhões	<b>2T20</b>				<b>1S20</b>			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>(+ ) Lucro Líquido</b>	<b>129</b>	<b>99</b>	<b>20</b>	<b>39</b>	<b>268</b>	<b>208</b>	<b>45</b>	<b>71</b>
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	8	(4)	(32)	(5)	5	(24)	(62)	(20)
(+) Efeito IR e CSLL	1	0	-	-	1	(1)	(2)	(2)
(+) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	14	-
(+) Outras Receitas/Despesas Não Operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>(=) Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>139</b>	<b>95</b>	<b>(12)</b>	<b>34</b>	<b>274</b>	<b>183</b>	<b>(4)</b>	<b>48</b>

### MARANHÃO

Na Equatorial Maranhão, o lucro líquido ajustado atingiu R\$ 201 milhões no trimestre. Após os ajustes comentados no EBITDA e no resultado financeiro, não houve outros lançamentos não recorrentes relevantes que afetem o lucro líquido neste trimestre.

<sup>5</sup> O Lucro líquido considera somente a participação dos acionistas controladores nas empresas controladas

## PARÁ

No Pará, o lucro líquido ajustado atingiu R\$ 223 milhões no 2T21. Após os ajustes comentados no EBITDA, no resultado financeiro e os impactos na apuração de imposto de renda e contribuição social, não houve outros lançamentos não recorrentes relevantes que afetem o lucro líquido neste trimestre.

## PIAUÍ

No Piauí, o lucro líquido ajustado atingiu R\$ 114 milhões no trimestre. Após os ajustes comentados no EBITDA e no Resultado Financeiro, não houve outros lançamentos não recorrentes relevantes que afetem o lucro líquido neste trimestre.

## ALAGOAS

Em Alagoas, o lucro líquido ajustado atingiu R\$ 90 milhões no 2T21. Após os ajustes comentados no EBITDA e os impactos na apuração de imposto de renda e contribuição social, não houve outros lançamentos não recorrentes relevantes que afetem o lucro líquido neste trimestre.

## 5.2 Desempenho Econômico-Financeiro – Segmento de Transmissão

### 5.2.1 Equatorial Transmissão - SPEs 01 a 08

<b>EQTT - Principais Indicadores - Regulatório (R\$ MM)</b>	<b>2T20</b>	<b>2T21</b>	<b>Var.</b>
Receita Líquida	56	230	310,3%
Custos e despesas operacionais	(5)	(9)	83,2%
Custos de infraestrutura	-	-	0,0%
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>51</b>	<b>221</b>	<b>332,5%</b>
Depreciação / amortização	(0)	(8)	4199,9%
<b>Margem EBITDA</b>	<b>91%</b>	<b>96%</b>	<b>5,4%</b>
Resultado do serviço (EBIT)	51	213	318,7%
Resultado financeiro	0	(142)	-302255,3%
Tributos	1	(7)	-1520,2%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>51</b>	<b>64</b>	<b>24,2%</b>

<b>Endividamento e Caixa</b>	<b>2T20</b>	<b>2T21</b>	<b>Var.</b>
Dívida Líquida	3.753	4.752	26,6%
Volume de dívida	4.247	5.050	18,9%
Disponibilidades	494	298	-39,7%

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

No 2T21, a receita líquida atingiu R\$ 230 milhões e os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 9 milhões. Com a entrada das SPE'S 3, 4, 5, 6, 7 e etapa final da SPE 8 (4T20), as despesas passaram a ser apropriadas no resultado. O EBITDA regulatório atingiu R\$ 221 milhões, com margem de 96%.

Na tabela a seguir, apresentamos a demonstração do resultado do segmento de transmissão, do societário para o regulatório, das SPEs consolidadas pela Equatorial Transmissão<sup>6</sup>.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	2T20 Regulatório	Ajustes	2T20 Societário	2T21 Regulatório	Ajustes	2T21 Societário	1S20 Regulatório	Ajustes	1S20 Societário	1S21 Regulatório	Ajustes	1S21 Societário
<b>Receita operacional</b>	<b>61.897</b>	<b>(529.807)</b>	<b>591.704</b>	<b>254.753</b>	<b>129.105</b>	<b>383.858</b>	<b>105.359</b>	<b>1.476.561</b>	<b>1.581.920</b>	<b>460.707</b>	<b>518.502</b>	<b>979.208</b>
Transmissão de energia	61.897	61.897	-	245.825	(245.825)	5.298	5.298	-	2.790	2.790	8.017	8.017
Receita de Operação e Manutenção	-	(2.003)	2.003			76.844	76.844	-	1.101.644	1.101.644	378.630	378.630
Receita de construção	-	(352.962)	352.962			-	-	-	3.249	3.249	-	-
Operações com Transmissão de Energia Elétrica	-	(2.260)	2.260			206.811	206.811	-	162.679	162.679	533.984	533.984
Atualização ativo de contrato em serviço	-	(83.309)	83.309			86.344	86.344	-	319.914	319.914	43.414	43.414
Receita Ativo de Contrato	-	(191.436)	191.436			-	-	(8.791)	(8.791)	-	-	-
Ativo de contrato - Ganho de realização	-	40.547	(40.547)			8.928	(367)	8.561	435	(0)	434.78755	15531
Outras receitas	-	(281)	281			(24.699)	46	(24.653)	(8.552)	(143.846)	(152.398)	(45.279)
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(5.822)</b>	<b>52.563</b>	<b>(58.385)</b>			<b>230.054</b>	<b>129.151</b>	<b>359.205</b>	<b>96.807</b>	<b>1.332.715</b>	<b>1.429.522</b>	<b>415.428</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>56.074</b>	<b>477.245</b>	<b>533.319</b>			<b>(68.716)</b>	<b>(68.716)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(337.498)</b>	<b>(337.498)</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>			<b>(68.716)</b>	<b>(68.716)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(337.498)</b>	<b>(337.498)</b>
Variação da margem do ativo de contrato	-	-	-			<b>230.054</b>	<b>60.435</b>	<b>290.489</b>	<b>96.807</b>	<b>1.332.715</b>	<b>1.429.522</b>	<b>415.428</b>
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>56.074</b>	<b>477.245</b>	<b>533.319</b>			<b>(9.168)</b>	<b>(43.207)</b>	<b>(52.375)</b>	<b>(6.673)</b>	<b>(685.758)</b>	<b>(692.431)</b>	<b>(16.313)</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(5.003)</b>	<b>(217.765)</b>	<b>(222.768)</b>			<b>(3.063)</b>	<b>(0)</b>	<b>(3.063)</b>	<b>(3.490)</b>	<b>-</b>	<b>(3.490)</b>	<b>(7.460)</b>
Pessoal	(2.726)	-	(2.726)			<b>(268)</b>	<b>0</b>	<b>(268)</b>	<b>(191)</b>	<b>-</b>	<b>(191)</b>	<b>(418)</b>
Material	(72)	-	(72)			<b>(5.449)</b>	<b>(0)</b>	<b>(5.449)</b>	<b>(2.532)</b>	<b>-</b>	<b>(2.532)</b>	<b>(7.634)</b>
Serviço de terceiros	(1.661)	-	(1.661)			<b>(43.179)</b>	<b>(43.179)</b>	<b>-</b>	<b>(685.758)</b>	<b>(685.758)</b>	<b>-</b>	<b>(220.130)</b>
Custo de construção	-	(217.765)	(217.765)			<b>(387)</b>	<b>(27)</b>	<b>(414)</b>	<b>(460)</b>	<b>-</b>	<b>(460)</b>	<b>(801)</b>
Outros	(544)	-	(544)			<b>220.886</b>	<b>17.228</b>	<b>238.115</b>	<b>90.134</b>	<b>646.957</b>	<b>737.091</b>	<b>399.115</b>
<b>EBITDA</b>	<b>51.071</b>	<b>259.480</b>	<b>310.551</b>			<b>(7.807)</b>	<b>7.743</b>	<b>(64)</b>	<b>(324)</b>	<b>211</b>	<b>(113)</b>	<b>(15.276)</b>
<b>Depreciação e amortização</b>	<b>(182)</b>	<b>(153)</b>	<b>(29)</b>			<b>213.079</b>	<b>24.971</b>	<b>238.051</b>	<b>89.810</b>	<b>647.168</b>	<b>736.978</b>	<b>383.839</b>
<b>Resultado do serviço</b>	<b>50.890</b>	<b>(259.632)</b>	<b>310.522</b>			<b>(142.013)</b>	<b>(0)</b>	<b>(142.013)</b>	<b>(5.919)</b>	<b>-</b>	<b>(5.919)</b>	<b>(198.406)</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>47</b>	<b>-</b>	<b>47</b>			<b>7.052</b>	<b>(0)</b>	<b>7.052</b>	<b>783</b>	<b>-</b>	<b>783</b>	<b>7.436</b>
Recetas financeiras	766	-	766			<b>(149.065)</b>	<b>0</b>	<b>(149.065)</b>	<b>(6.702)</b>	<b>-</b>	<b>(6.702)</b>	<b>(205.842)</b>
Despesas financeiras	(719)	-	(719)			<b>71.066</b>	<b>24.971</b>	<b>96.038</b>	<b>83.891</b>	<b>647.168</b>	<b>731.059</b>	<b>185.433</b>
<b>Resultado antes do imposto de renda</b>	<b>50.937</b>	<b>(259.632)</b>	<b>310.569</b>			<b>(10.143)</b>	<b>(61)</b>	<b>(10.204)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(16.842)</b>	<b>-</b>
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-			<b>2.957</b>	<b>-</b>	<b>2.957</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.352</b>	<b>-</b>
Subvenção do imposto de renda	506	506	-			<b>(29.598)</b>	<b>(29.598)</b>	<b>-</b>	<b>(284.742)</b>	<b>(284.742)</b>	<b>-</b>	<b>4.352</b>
Impostos diferidos	-	112.766	(112.766)			<b>63.880</b>	<b>(4.688)</b>	<b>59.192</b>	<b>83.891</b>	<b>647.168</b>	<b>446.317</b>	<b>172.943</b>
<b>Resultado do exercício</b>	<b>51.443</b>	<b>(146.360)</b>	<b>197.803</b>			<b>*</b>	<b>*</b>	<b>*</b>	<b>*</b>	<b>*</b>	<b>*</b>	<b>(84.229)</b>
												<b>88.714</b>

## 5.2.2 Intesa<sup>7</sup>

Intesa - Principais Indicadores - Regulatório (R\$ MM)	2T20	2T21	Var.
Receita líquida	37	37	1,1%
Custos e despesas operacionais	(4)	(4)	-2,2%
Custos de infraestrutura	-	-	N/A
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>1,5%</b>
Depreciação / amortização	(3)	(6)	71,2%
<b>Margem EBITDA</b>	<b>89%</b>	<b>90%</b>	<b>0,4%</b>
<b>Margem EBITDA ajustada*</b>	<b>89%</b>	<b>90%</b>	<b>0,4%</b>
Resultado do serviço (EBIT)	30	28	-6,5%
Resultado financeiro	(2)	(7)	231,7%
Tributos	(1)	(2)	131,1%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>26</b>	<b>18</b>	<b>-31,9%</b>
Custo e endividamento	2T20	2T21	Var.
Dívida Líquida	293	431	47,0%
Volume de dívida	508	518	1,9%
Disponibilidades	215	87	-59,4%

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

<sup>6</sup> Para fins de comparabilidade, o 2T21 não considera ajuste de R\$ 269 milhões, referente a ganhos e perdas na realização do ativo de contrato das transmissoras, com impacto positivo na linha de “Receita Ativo de Contrato” e negativo em “Variação da Margem do Ativo de Contrato”, sem impacto no semestre.

<sup>7</sup> Para fins de comparabilidade, o 2T21 não considera ajuste de R\$ 14 milhões, referente a ganhos e perdas na realização do ativo de contrato, com impacto positivo na linha de “Receita Ativo de Contrato” e negativo em “Variação da Margem do Ativo de Contrato”, sem impacto no semestre.

A Receita líquida da Intesa foi de R\$ 37 milhões no 2T21, em linha com o mesmo período do ano passado. Os custos e despesas operacionais também se mantiveram em linha com o observado no 2T20. O EBITDA atingiu R\$ 34 milhões no 2T21, como uma margem EBITDA de 90%, contra R\$ 34 milhões no 2T20 e uma margem de 89%.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	2T20 Regulatório	Ajustes	2T20 Societário	2T21 Regulatório	Ajustes	2T21 Societário	1S20 Regulatório	Ajustes	1S20 Societário	1S21 Regulatório	Ajustes	1S21 Societário
<b>Receita operacional</b>	<b>43.243</b>	<b>(5.011)</b>	<b>38.232</b>	<b>43.233</b>	<b>(1.065)</b>	<b>42.169</b>	<b>91.365</b>	<b>(13.747)</b>	<b>77.618</b>	<b>87.914</b>	<b>2.704</b>	<b>90.618</b>
Transmissão de energia	39.786	(39.786)	-	41.654	(41.303)	351	87.659	(87.659)	-	84.775	(84.071)	704
Receita de Operação e Manutenção	-	4.386	4.386		1.910	1.910		8.865	8.865		4.757	4.757
Receita de construção	-	16.660	16.660		790	790		87.575	87.575		7.026	7.026
Receita Ativo de Contrato	-	35.511	35.511		36.919	36.919		70.265	70.265		73.753	73.753
Ativo de contrato - Ganho/Perda de realização	-	(20.300)	(20.300)		-	-		(93.249)	(93.249)		-	-
Outras receitas	3.457	(1.482)	1.975	1.579	619	2.198	3.706	456	4.162	3.139	1.238	4.378
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(6.168)</b>	<b>(2.639)</b>	<b>(8.807)</b>	<b>(5.765)</b>	<b>705</b>	<b>(5.060)</b>	<b>(12.541)</b>	<b>(5.357)</b>	<b>(17.898)</b>	<b>(11.984)</b>	<b>1.257</b>	<b>(10.727)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>37.075</b>	<b>(7.650)</b>	<b>29.425</b>	<b>37.468</b>	<b>(359)</b>	<b>37.109</b>	<b>78.824</b>	<b>(19.104)</b>	<b>59.720</b>	<b>75.929</b>	<b>3.962</b>	<b>79.891</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	-	-	-	-	(9.251)	(9.251)	-	-	-	-	(22.893)	(22.893)
Variação da margem do ativo de contrato	-	-	-	-	(9.251)	(9.251)	-	-	-	-	(22.893)	(22.893)
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>37.075</b>	<b>(7.650)</b>	<b>29.425</b>	<b>37.468</b>	<b>(9.610)</b>	<b>27.858</b>	<b>78.824</b>	<b>(19.104)</b>	<b>59.720</b>	<b>75.929</b>	<b>(18.931)</b>	<b>56.998</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(3.996)</b>	<b>(7.715)</b>	<b>(11.711)</b>	<b>(3.908)</b>	<b>(351)</b>	<b>(4.259)</b>	<b>(8.143)</b>	<b>(40.554)</b>	<b>(48.697)</b>	<b>(7.354)</b>	<b>(3.127)</b>	<b>(10.481)</b>
Pessoal	(844)	-	(844)	(972)	-	(972)	(1.668)	-	(1.668)	(2.562)	-	(2.562)
Material	(155)	-	(155)	(173)	-	(173)	(172)	-	(172)	(198)	-	(198)
Serviço de terceiros	(3.396)	-	(3.396)	(2.351)	-	(2.351)	(7.026)	-	(7.026)	(4.211)	-	(4.211)
Custo de construção	-	(7.715)	(7.715)		(351)	(351)	-	(40.554)	(40.554)		(3.127)	(3.127)
Outros	399	-	399	(412)	-	(412)	723	-	723	(383)	-	(383)
<b>EBITDA</b>	<b>33.079</b>	<b>(15.365)</b>	<b>17.714</b>	<b>33.560</b>	<b>(9.962)</b>	<b>23.598</b>	<b>70.681</b>	<b>(59.658)</b>	<b>11.023</b>	<b>68.576</b>	<b>(22.059)</b>	<b>46.517</b>
Depreciação e amortização	(3.381)	5.157	1.776	(5.790)	5.691	(98)	(8.596)	10.399	1.803	(11.580)	11.465	(115)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>29.698</b>	<b>(10.208)</b>	<b>19.490</b>	<b>27.770</b>	<b>(4.270)</b>	<b>23.500</b>	<b>62.085</b>	<b>(49.259)</b>	<b>12.826</b>	<b>56.996</b>	<b>(10.594)</b>	<b>46.402</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(2.225)</b>	-	<b>(2.225)</b>	<b>(7.384)</b>	-	<b>(7.384)</b>	<b>(8.261)</b>	-	<b>(8.261)</b>	<b>(14.263)</b>	-	<b>(14.263)</b>
Receitas financeiras	1.991	-	1.991	564	-	564	4.144	-	4.144	758	-	758
Despesas financeiras	(4.216)	-	(4.216)	(7.948)	-	(7.948)	(12.405)	-	(12.405)	(15.021)	-	(15.021)
<b>Resultado antes do imposto de renda</b>	<b>27.473</b>	<b>(10.208)</b>	<b>17.265</b>	<b>20.386</b>	<b>(4.270)</b>	<b>16.116</b>	<b>53.825</b>	<b>(49.259)</b>	<b>4.566</b>	<b>42.733</b>	<b>(10.594)</b>	<b>32.139</b>
Imposto de renda e contribuição social	(3.548)	(2.324)	(5.872)	(5.449)	(24)	(5.473)	(3.794)	2.220	(1.574)	(10.362)	(553)	(10.915)
Subvenção do imposto de renda	2.512	-	2.512	3.055	-	3.055	2.512	-	2.512	5.870	-	5.870
<b>Resultado do exercício</b>	<b>26.437</b>	<b>(12.532)</b>	<b>13.905</b>	<b>17.992</b>	<b>(4.294)</b>	<b>13.698</b>	<b>52.543</b>	<b>(47.039)</b>	<b>5.504</b>	<b>38.241</b>	<b>(11.147)</b>	<b>27.094</b>

## 6. Destaques Regulatórios

### 6.1 Revisão Tarifária - Transmissão

Concessionária	Contrato	Assinatura do Contrato	1ª Revisão	2ª Revisão	3ª Revisão	4ª Revisão
SPE 1	07/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 2	08/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 3	10/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 4	12/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 5	13/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 6	14/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 7	20/2017	10/02/2017	01/07/2022	01/07/2027	01/07/2032	01/07/2037
SPE 8	48/2017	21/07/2017	01/07/2023	01/07/2028	01/07/2033	01/07/2038
Intesa (Reforços)	02/2006	27/04/2006	01/07/2020	* 01/07/2024	01/07/2029	01/07/2034

\*A data da 1ª revisão dos reforços da Intesa era, originalmente, 01/07/2019, mas foi postergada pela ANEEL e teve seus efeitos retroativos válidos a partir de 01/07/2020. Importante salientar que a receita do projeto original da Intesa sofrerá redução de 50% em 2024.

## 6.2 Processos Tarifários – Distribuição

### Reajuste Tarifário Anual – Equatorial Alagoas

Em 27 de abril, a Agência Nacional de Energia Elétrica, em reunião de Diretoria, homologou o Reajuste Tarifário Anual (RTA) da Equatorial Alagoas, com efeito médio a ser percebido pelo consumidor de 8,62%, já considerado o efeito líquido da inclusão e exclusão dos Componentes Financeiros na tarifa (-11,22%). Como resultado, a parcela B da Equatorial Alagoas teve um reajuste positivo de 6,7% quando comparada à vigente no último ano tarifário, principalmente influenciada pelo IPCA do período de referência que foi de 6,91% e pelo Fator X de -0,52%, o que representa 2,45% do efeito médio percebido sobre a parcela B. Com isto, a Parcela B homologada alcançou o valor de R\$ 703,7 milhões.

O Reajuste aprovado contou com algumas medidas que ajudaram a manter a modicidade tarifária, como reversão dos saldos não utilizados da Conta Covid, a utilização dos créditos de ICMS na base de PIS/COFINS, o reperfilamento dos custos da RBSE e o diferimento da Rede Básica, sendo este último um diferimento de Parcela A.

### Reajuste Tarifário Anual – Equatorial Pará

Em 06 de agosto, a Agência Nacional de Energia Elétrica, em reunião de Diretoria, homologou o reajuste anual das tarifas da Equatorial Pará. O Reajuste Tarifário Anual (RTA) foi estabelecido pela ANEEL com efeito médio a ser percebido pelo consumidor de 9,01%. Já a parcela B teve um reajuste de 34,0% quando comparada à Parcela B vigente no último ano tarifário, influenciada pelo IGP-M do período de referência que foi de 33,75%, menos o Fator X de -0,29%. Com isto a Parcela B homologada alcançou o valor de R\$ 2.927 milhões.

Diante do cenário socioeconômico decorrente da pandemia de Covid-19, foram adotados mecanismos para mitigar parte do aumento tarifário. Esses mecanismos foram incorporados ao presente processo tarifário na forma de componentes financeiros negativos, como: reversão dos recursos da Conta-Covid, reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária, Reversão Antecipada de Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos – UDER e utilização dos saldos de Créditos de PIS/COFINS.

Distribuidora	Efeito Médio Percebido pelos Consumidores (%)	Início da Vigência	Processo
Equatorial Maranhão	-0,01%	20/08/2020	Reajuste Tarifário Anual
Equatorial Pará	9,01%	07/08/2021	Reajuste Tarifário Anual
Equatorial Piauí	3,48%	02/12/2020	Reajuste Tarifário Anual
Equatorial Alagoas	8,62%	03/05/2021	Reajuste Tarifário Anual

## 6.3 Base de Remuneração

Distribuidora	Base de Remuneração Líquida (R\$ Milhões)			Data da Revisão Tarifária	
	3º Ciclo (Base antes da privatização para AL e PI)	4º Ciclo	5º Ciclo (1º Ciclo para PI e AL)	Última Revisão	Próxima Revisão
Equatorial Maranhão	2.069	3.309		ago/17	ago/21
Equatorial Pará	1.472	3.090	5.047	ago/19	ago/23
Equatorial Piauí*	318	-	1.671	-	dez/23
Equatorial Alagoas**	444	-	1.354	-	mai/24

\* Na Equatorial Piauí, ocorreu resarcimento das sobras físicas homologadas na RTE realizada em dezembro de 2020, no montante de R\$ 392 milhões. Sem este resarcimento a nova base seria de R\$ 2.063 milhões.

\*\* Na Equatorial Alagoas, a RTE foi aprovada em abril, com uma Base de Remuneração Líquida no valor aprovado de R\$ 1.354 bilhões.

## 6.4 Parcera B

Distribuidora	Parcela B (R\$ Milhões)			
	VPB <sub>1</sub> A-1	VPB <sub>1</sub> A0	Var. %	Início da vigência
Maranhão	1.473	1.641	11,4%	ago/20
Pará	2.184	2.927	34,0%	ago/21
Piauí	498	847	70,1%	dez/20
Alagoas	666	704	5,7%	mai/21
<b>TOTAL</b>	<b>4.821</b>	<b>6.119</b>	<b>26,9%</b>	

## 6.5 Ativos e Passivos Regulatórios

	30/06/2021			
Ativos regulatórios	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>Constituição CVAs</b>	<b>263.746</b>	<b>268.039</b>	<b>156.889</b>	<b>59.211</b>
<i>CDE</i>	14.879	14.660	11.217	1.617
<i>Proinfa</i>	5.724	7.242	3.386	44
<i>ESS</i>	62.651	84.455	43.502	7.216
<i>Rede básica</i>	44.530	72.439	35.086	20.281
<i>Compra de energia</i>	135.962	89.243	63.697	29.589
<i>Outros</i>				464
<b>Amortização CVAs</b>	<b>2.770</b>	<b>17.404</b>	<b>34.348</b>	<b>533.183</b>
<i>CDE</i>	938	912	143	3.839
<i>Proinfa</i>	-		72	14.881
<i>ESS</i>	280	6.664	-	89
<i>Energia RTE</i>		-		194.356
<i>Rede básica</i>	1540	1.632	9.573	320.018
<i>Compra de energia</i>	12	8.196	24.560	
<b>Neutralidade parc. A</b>			-	<b>66.628</b>
<b>Sobrecontratação</b>		<b>1.103</b>		<b>40.070</b>
<b>Outros ativos regulatórios</b>	<b>26.455</b>	<b>26.363</b>	<b>55.127</b>	<b>72.535</b>
<i>Outros</i>	25154	26.363	25.670	72.535
<i>Sobrecontratação</i>	1301		29.457	
<b>Saldo final</b>	<b>292.971</b>	<b>312.909</b>	<b>246.364</b>	<b>771.627</b>
	0			
Passivos regulatórios	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>Constituição CVAs</b>	<b>(28.496)</b>	<b>(23.091)</b>	<b>(9.474)</b>	<b>(78.040)</b>
<i>Compra de energia</i>	(14.965)		(8.017)	(4.416)
<i>ESS</i>	(13.531)	(16.243)	(1.457)	(3.290)
<i>Neutralidade parc. A</i>		(6.848)		(2.096)
<i>Outros</i>				(60.515)
<i>Sobrecontratação</i>				(7.723)
<b>Amortização CVAs</b>	<b>(12.411)</b>	<b>(8.398)</b>	<b>(30.486)</b>	<b>(195.601)</b>
<i>Rede básica</i>	(8)	(54)	(114)	(195.097)
<i>Compra de energia</i>	(1.134)	(695)	(27)	
<i>CDE</i>		-	(4.294)	
<i>ESS</i>	(10.277)	(6.786)	(23.680)	(503)
<i>Proinfa</i>	(992)	(662)	(2.372)	
<b>Neutralidade parc. A</b>	<b>(2.029)</b>	<b>(201)</b>	<b>(4.444)</b>	-
<b>Outros ativos regulatórios</b>	<b>(307.203)</b>	<b>(284.482)</b>	<b>(272.617)</b>	<b>(325.197)</b>
<i>Outros</i>	(303.000)	(284.482)	(255.352)	(325.197)
<b>Sobrecontratação</b>	<b>(4.203)</b>	<b>(85.866)</b>	<b>(17.266)</b>	
<i>Devolução PIS/COFINS</i>				<b>(121.741)</b>
<b>Saldo final</b>	<b>(350.139)</b>	<b>(401.837)</b>	<b>(317.021)</b>	<b>(720.579)</b>
Ativos / passivos reg. líquidos	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Ativos regulatórios	292.971	312.909	246.364	771.627
Passivos regulatórios	(350.139)	(401.837)	(317.021)	(720.579)
<b>Ativo Regulatório Líquido (p/ Dívida Líquida)</b>	<b>(57.168)</b>	<b>(88.928)</b>	<b>(70.657)</b>	<b>51.048</b>
Rec. ult. de demanda / energia reativa	(53.971)	(175.917)	(7.110)	(9.886)
<b>Ativo regulatório líquido</b>	<b>(111.139)</b>	<b>(264.845)</b>	<b>(77.767)</b>	<b>41.162</b>

## 7. Endividamento

### 7.1 – Endividamento Consolidado

Em 30 de junho de 2021, a dívida bruta consolidada, considerando encargos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 18.723 milhões, aumento de 4% em relação ao trimestre anterior. Para abertura mais detalhada da dívida, vide website de RI – Informações Financeiras – Dados Operacionais e Financeiros.

#### Endividamento (100% de consolidação)

	Indexador	Spread	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 a 2034	2035 a 2044	2044 a 2049	Total
<b>Moeda Nacional</b>												
<b>Pará</b>												
% do CDI	111,8% a 115,7%	481	492	321	-	-	-	-	-	-	-	1.295
CDI+	+1,0% a +1,3%	8	-	1.000	-	-	-	-	-	-	-	1.008
IPCA	+4,8% a +8,0%	350	225	343	228	195	195	307	40	-	-	1.884
IGP-M	+1,0%	8	-	-	-	-	-	370	-	-	-	377
Pré-fixado (R\$)	1% a 10% aa	24	34	32	36	34	25	676	-	-	-	861
AVP/Custo de Captação	0,0% aa	(2)	(31)	(20)	(19)	(19)	(19)	(134)	(2)	-	-	247
<b>Equatorial Pará (Total)</b>		<b>869</b>	<b>720</b>	<b>1.676</b>	<b>245</b>	<b>209</b>	<b>201</b>	<b>1.219</b>	<b>38</b>	<b>-</b>	<b>5.178</b>	
<b>Moeda Nacional</b>												
<b>Maranhão</b>												
% do CDI	106% a 107%	5	500	-	-	-	-	-	-	-	-	505
CDI +	+1,0% a +3,7%	3	2	1	162	162	-	-	-	-	-	329
IPCA	+3,0% a +5,5%	249	95	226	81	81	81	307	37	-	-	1.156
SELIC	+2,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TJLP	+2,3% a +2,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pré-fixado (R\$)	6,0% aa	1	3	3	3	2	-	-	-	-	-	12
AVP/Custo de Captação	0%	(2)	(3)	(2)	(0)	(0)	(0)	(2)	(1)	-	-	10
<b>Equatorial Maranhão (Total)</b>		<b>256</b>	<b>597</b>	<b>228</b>	<b>245</b>	<b>245</b>	<b>81</b>	<b>305</b>	<b>36</b>	<b>-</b>	<b>1.992</b>	
<b>Moeda Nacional</b>												
<b>Piauí</b>												
% do CDI	109,8% a 119,5%	444	457	80	102	-	-	-	-	-	-	0
CDI+	+1% +1,1%	10	312	617	200	132	132	-	-	-	-	0
IPCA	+0,5% a +3,9%	23	46	44	51	49	38	218	131	-	-	601
SELIC	+0,5%	33	44	10	-	-	-	-	-	-	-	87
Pré-fixado (R\$)	+5,0%	-	-	-	39	39	39	313	398	151	151	981
AVP/Custo de Captação	0%	(0)	(23)	(34)	(22)	(22)	(22)	(179)	(224)	(86)	-	614
<b>Equatorial Piauí (Total)</b>		<b>510</b>	<b>836</b>	<b>718</b>	<b>370</b>	<b>199</b>	<b>188</b>	<b>351</b>	<b>305</b>	<b>65</b>	<b>3.542</b>	
<b>Moeda Nacional</b>												
<b>Alagoas</b>												
% do CDI	100% a 124,85%	180	360	330	391	-	-	-	-	-	-	1.262
CDI+	+1,0%	-	4	250	-	-	-	-	-	-	-	254
IPCA	+3,9%	7	13	13	18	18	18	146	91	-	-	324
SELIC	+0,5%	12	11	5	0	-	-	-	-	-	-	27
Pré-fixado (R\$)	5,0% aa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AVP/Custo de Captação	0%	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	-	-	0
<b>Equatorial Alagoas (Total)</b>		<b>199</b>	<b>388</b>	<b>598</b>	<b>409</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>145</b>	<b>91</b>	<b>-</b>	<b>1.867</b>	
<b>Moeda Nacional</b>												
<b>Equatorial Transmissão</b>												
IPCA	+1,6% a 5,3%	80	106	211	224	297	299	2.461	1.415	-	-	5.092
AVP/Custo de Captação	0%	(1)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(20)	(8)	-	-	42
<b>Equatorial Transmissão (Total)</b>		<b>79</b>	<b>103</b>	<b>208</b>	<b>221</b>	<b>294</b>	<b>296</b>	<b>2.442</b>	<b>1.407</b>	<b>-</b>	<b>5.050</b>	
<b>Moeda Nacional</b>												
<b>Intesa</b>												
% do CDI	109%	2	-	-	250	-	-	-	-	-	-	252
CDI+	+1,1% a 2,2%	2	-	-	-	-	-	150	-	-	-	152
IPCA+	+ 5,4%	4	-	38	38	38	-	-	-	-	-	117
AVP/Custo de Captação	0%	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)	-	-	-	-	3
<b>Intesa (Total)</b>		<b>8</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>37</b>	<b>287</b>	<b>37</b>	<b>150</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>518</b>
<b>Moeda Nacional</b>												
<b>Equatorial Energia</b>												
CDI+	+1,3% a 1,6%	5	-	-	448	-	-	-	-	-	-	453
IPCA	+ 5,8%	4	-	61	61	-	-	-	-	-	-	127
AVP/Custo de Captação	0%	(1)	(1)	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	4
<b>Equatorial Energia (Total)</b>		<b>9</b>	<b>(1)</b>	<b>60</b>	<b>509</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>577</b>
<b>Equatorial Consolidado</b>		<b>1.929</b>	<b>2.642</b>	<b>3.525</b>	<b>2.286</b>	<b>1.002</b>	<b>934</b>	<b>4.463</b>	<b>1.877</b>	<b>65</b>	<b>18.723</b>	

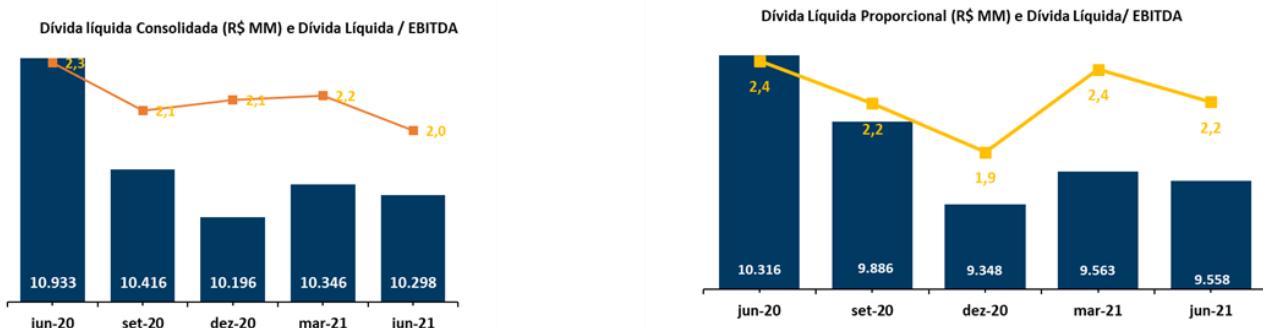
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Equatorial Energia	Equatorial Transmissão	Intesa	55 Soluções	Equatorial Distribuição	Consolidado
Dívida bruta	1.991.925	5.178.393	3.541.530	1.867.070	576.531	5.049.939	517.879	-	-	18.723.267
Disponibilidades	1.240.304	2.889.175	1.454.883	912.572	1.225.745	335.824	87.205	86.955	1.016	8.233.679
Ativo reg. líquido	(111.139)	(264.845)	(77.767)	41.162	-	-	-	-	-	(412.589)
Sub rogação CCC	-	91.688	-	-	-	-	-	-	-	91.688
Ativos financeiros sobras fisi	0	0	350.023	30.508	-	0	0	-	-	380.531
Dep. Judicial de bancos	-	7.975	-	-	-	-	-	-	-	7.975
Swap	(39.876)	242.218	15.821	-	(94.528)	-	-	-	-	123.635
<b>Dívida líquida</b>	<b>902.636</b>	<b>2.212.182</b>	<b>1.798.569</b>	<b>882.828</b>	<b>(554.686)</b>	<b>4.714.115</b>	<b>430.674</b>	<b>(86.955)</b>	<b>(1.016)</b>	<b>10.298.347</b>
Part. EQTL	58,6%	86,9%	94,5%	96,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
<b>Dívida Líquida (Proporcional)</b>	<b>528.854</b>	<b>1.921.280</b>	<b>1.699.648</b>	<b>850.782</b>	<b>(554.686)</b>	<b>4.714.115</b>	<b>430.674</b>	<b>(86.955)</b>	<b>(1.016)</b>	<b>9.502.696</b>

A dívida bruta da **Geramar** não é consolidada na Equatorial. O saldo da dívida bruta da Geramar no 2T21, ajustada pela participação da Equatorial, de 25%, era de R\$ 51 milhões.

	Indexador	Spread	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 a 2034	2035 a 2044	2044 a 2049	Total
Geramar	TJLP	+ 1,0%	6	10	10	10	-	-	-	-	-	36
	Pré fixado (R\$)	8,5% a.a.	1	2	2	2	2	2	-	-	-	11
	SELIC	+ 3,3%	1	3	1	-	-	-	-	-	-	5
	<b>Geramar (Total)</b>		<b>8</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>51</b>

A dívida líquida consolidada da Equatorial no 2T21, totalizava R\$ 10,3 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA de 2,0x.

A dívida líquida ajustada pelas participações da Equatorial em suas controladas totalizava, em 30 de junho de 2021, R\$ 9,6 bilhões, resultando em uma relação dívida líquida/EBITDA proporcional de 2,2x, conforme demonstrado a seguir.



## 7.2 – Captações Relevantes

Ao longo do 2T21 e até a elaboração deste relatório, o grupo realizou as seguintes liberações de dívidas/financiamentos.

Empresa	Contraparte	Data da Liquidação	Valor (R\$ mil)	Prazo	Pagamento de Juros	Amortização
EQTL TRANSMISSÃO	DEBÊNTURES	06/04/2021	800.000	15 anos	Semestral	Anual
EQTL PARÁ	MLA - 2ª TRANCHE	08/04/2021	97.657	-	-	-
SPE 5	MÚTUO (EQTL PA)	15/04/2021	10.000	2 anos	Bullet	Bullet
EQTL PIAUÍ	4131 SCOTIABANK	26/04/2021	300.000	5 anos	Semestral	4º e 5º ano
EQTL PARÁ	BNDES	10/06/2021	70.025	20 anos	Mensal	Mensal
EQTL PIAUÍ	BNDES	29/06/2021	19.235	20 anos	Mensal	Mensal
SPE 3	MÚTUO (EQTL)	15/07/2021	15.000	2 anos	Bullet	Bullet
EQTL MARANHÃO	BNDES	29/07/2021	145.000	20 anos	Mensal	Mensal
EQTL PIAUÍ	BNDES	29/07/2021	110.000	20 anos	Mensal	Mensal
CEE-E-D	L31 - Bank of America	29/07/2021	250.000	2 anos	Trimestral	Bullet
SPE 8	FDA	30/07/2021	64.350	20 anos	Semestral	Semestral
						<b>1.881.267</b>

## 8. Investimentos

As informações relativas aos Investimentos realizados no período consideram 100% de Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, Intesa, Equatorial Transmissão e 25% da Geramar.

Investimentos (R\$MM)	2T20	2T21	Var.%	1S20	1S21	Var.%
<b>Maranhão</b>						
Ativos elétricos	96	59	-38,8%	197	182	-7,8%
Obrigações especiais	17	7	-61,9%	31	14	-56,2%
Ativos não elétricos	17	7	-58,0%	36	14	-62,2%
<b>Total</b>	<b>130</b>	<b>72</b>	<b>-44,4%</b>	<b>265</b>	<b>209</b>	<b>-20,9%</b>
<b>Pará</b>						
Ativos elétricos	100	165	65,5%	201	305	51,7%
Obrigações especiais	27	55	102,5%	70	85	20,6%
Ativos não elétricos	10	3	-70,1%	26	19	-24,9%
<b>Total</b>	<b>137</b>	<b>223</b>	<b>63,4%</b>	<b>297</b>	<b>409</b>	<b>37,7%</b>
<b>Piauí</b>						
Ativos elétricos	71	51	-27,9%	118	105	-10,6%
Obrigações especiais	17	15	-15,6%	32	23	-28,6%
Ativos não elétricos	7	8	9,2%	20	22	14,9%
<b>Total</b>	<b>95</b>	<b>73</b>	<b>-22,9%</b>	<b>169</b>	<b>151</b>	<b>-11,1%</b>
<b>Alagoas</b>						
Ativos elétricos	42	53	27,4%	72	91	27,0%
Obrigações especiais	-	-	N/A	-	-	N/A
Ativos não elétricos	3	6	83,2%	7	17	135,6%
<b>Total</b>	<b>45</b>	<b>59</b>	<b>31,3%</b>	<b>79</b>	<b>108</b>	<b>36,7%</b>
<b>Total Equatorial Distribuição</b>	<b>407</b>	<b>428</b>	<b>5,1%</b>	<b>810</b>	<b>877</b>	<b>8,2%</b>
<b>Geramar</b>						
Geração	3	1	-64,3%	3		100,0%
<b>Equatorial Transmissão</b>						
Projeto	179	43	-75,9%	581	221	-61,9%
Intesa	12	1	-90,1%	21	4	-79,4%
<b>Total Equatorial</b>	<b>601</b>	<b>473</b>	<b>-21,3%</b>	<b>1.167</b>	<b>844</b>	<b>-27,7%</b>

Desde o início dos projetos da Equatorial Transmissão, em 2017, de forma acumulada, já foram investidos aproximadamente R\$ 5,22 bilhões. A redução dos investimentos em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior demonstra que já estamos em fase final de implementação dos projetos de transmissão. Quanto ao segmento de distribuição houve aceleração dos investimentos, na maioria das distribuidoras, a despeito pandemia de Covid-19.

## 9. Mercado de Capitais

---

Dados de Mercados	jun/20	jun/21	Var. %
Enterprise Value (EV - R\$ milhões) <sup>1</sup>	34.793	34.618	-0,5%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	23.459	25.061	6,8%
ADTV90 (R\$ milhões) <sup>2</sup>	169	183	8,3%
EQTL3 (ON) (R\$/ação)	23,32	24,80	6,3%

<sup>1</sup>EV = Valor de Mercado + Dívida Líquida Proporcional

<sup>2</sup>ADTV = Volume Médio Diário de Negociação

Em 4 de dezembro de 2020, a Companhia aprovou Programa de Recompra de Ações com o objetivo de maximizar a geração de valor para seus acionistas, por meio da aquisição para manutenção em tesouraria e posterior alienação ou cancelamento sem redução de capital social. A operação foi aprovada limitada a quantidade de 50.110.056 ações, o equivalente a 5,0% das ações em circulação, com duração máxima de 18 meses. Até 30 de junho, 28.421.100 ações haviam sido adquiridas no âmbito do programa.

## 10. Serviços Prestados pelo Auditor Independente

---

A Companhia não contratou da Ernst & Young Auditores Independentes, seu auditor externo, outros serviços além da auditoria independente e serviços por exigência da ANEEL. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que principalmente determinam que o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais no seu cliente ou promover os seus interesses.

As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: i) dados operacionais da Equatorial Distribuição Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas (incluindo aqueles relacionados ao Programa Luz para Todos (PLPT); ii) informações financeiras pró-forma, bem como a comparação destas informações com os resultados societários do período; e iii) expectativas da administração quanto ao desempenho futuro das companhias.

## Aviso

---

As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras “acredita”, “poderá”, “irá”, “continua”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “estima” ou expressões semelhantes.

As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da Companhia.

**Critérios contábeis adotados:**

As informações estão apresentadas na forma consolidada e de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, a partir de informações financeiras revisadas. As informações financeiras consolidadas apresentadas neste relatório representam 100% do resultado da Equatorial Maranhão, 100% da Equatorial Pará, 100% da Equatorial Piauí, 100% da Equatorial Alagoas, 100% da Equatorial Transmissão, 100% da Intesa e 100% da 55 Soluções.

As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados da Equatorial Maranhão, 100% da Equatorial Pará, 100% da Equatorial Piauí e da Equatorial Alagoas e 100% da 55 Soluções.

## Anexo 1 – Resultado Gerencial da Operação do Sistema Isolado na Equatorial Pará (R\$ MM)

SISTEMAS ISOLADOS	2T20	2T21	Var.%	1S20	1S21	Var.%
<b>RECEITAS / REEMBOLSOS</b>	<b>99</b>	<b>117</b>	<b>17,8%</b>	<b>211</b>	<b>221</b>	<b>4,6%</b>
Subvenção CCC	70	91	31,4%	150	171	14,1%
Receita de ACR	22	17	-22,5%	45	34	-25,4%
(-)C F PIS/COFINS	7	8	12,5%	16	16	0,2%
<b>CUSTOS / DESPESAS</b>	<b>(99)</b>	<b>(120)</b>	<b>-20,8%</b>	<b>(213)</b>	<b>(224)</b>	<b>-5,3%</b>
Serviço de terceiros	(3)	(3)	-5,6%	(4)	(5)	-9,0%
Contratação de energia e potência - SI	(96)	(117)	-21,2%	(208)	(219)	-5,2%
<b>SUPERÁVIT (DÉFICIT) DO SISTEMA ISOLADO</b>	<b>0</b>	<b>(2)</b>	<b>748,3%</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>-95,7%</b>
<b>Energia Injetada (GWh)</b>	<b>73</b>	<b>68</b>	<b>-6,3%</b>	<b>147</b>	<b>131</b>	<b>-10,5%</b>

## Anexo 2 – Apuração de IRPJ e CSLL nas Distribuidoras (R\$ MM)

IRPJ / CSLL R\$ Milhões	2T21				1S21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>LAIR (a)</b>	<b>152</b>	<b>261</b>	<b>116</b>	<b>186</b>	<b>478</b>	<b>432</b>	<b>206</b>	<b>256</b>
Despesas IRPJ / CSLL	(35)	(51)	(3)	(14)	(87)	(98)	(25)	(20)
(+) Ativo Fiscal Diferido	0	(14)	(13)	-	21	29	7	-
(=) Imposto Calculado	(35)	(65)	(16)	(14)	(66)	(69)	(18)	(20)
<b>(=) Imposto Caixa (b)</b>	<b>(35)</b>	<b>(65)</b>	<b>(16)</b>	<b>(14)</b>	<b>(66)</b>	<b>(69)</b>	<b>(18)</b>	<b>(20)</b>
<b>(b/a) Taxa Efetiva</b>	<b>22,9%</b>	<b>25,1%</b>	<b>13,9%</b>	<b>7,6%</b>	<b>14%</b>	<b>16%</b>	<b>9%</b>	<b>8%</b>
<b>Lucro Real</b>	<b>209</b>	<b>300</b>	<b>108</b>	<b>126</b>	<b>374</b>	<b>48</b>	<b>143</b>	<b>180</b>
<b>Taxa Efetiva sobre Lucro Real</b>	<b>16,6%</b>	<b>21,8%</b>	<b>14,9%</b>	<b>11,2%</b>	<b>17,6%</b>	<b>142,2%</b>	<b>12,7%</b>	<b>11,0%</b>
IRPJ / CSLL R\$ Milhões	2T20				1S20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>LAIR (a)</b>	<b>152</b>	<b>121</b>	<b>20</b>	<b>36</b>	<b>318</b>	<b>317</b>	<b>45</b>	<b>69</b>
Despesas IRPJ / CSLL	(22)	(22)	-	2	(49)	(109)	-	2
(+) Ativo Fiscal Diferido	(8)	15	-	(35)	(4)	101	-	(35)
(=) Imposto Calculado	(30)	(7)	-	(32)	(54)	(7)	-	(33)
<b>(=) Imposto Caixa (b)</b>	<b>(30)</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>	<b>(32)</b>	<b>(54)</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>	<b>(33)</b>
<b>(b/a) Taxa Efetiva</b>	<b>19,8%</b>	<b>6,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>89,2%</b>	<b>17%</b>	<b>2%</b>	<b>0%</b>	<b>47%</b>
<b>Lucro Real</b>	<b>158</b>	<b>78</b>	<b>(0)</b>	<b>117</b>	<b>336</b>	<b>78</b>	<b>(41)</b>	<b>335</b>
<b>Taxa Efetiva sobre Lucro Real</b>	<b>19,0%</b>	<b>9,5%</b>	<b>0,0%</b>	<b>27,8%</b>	<b>16,0%</b>	<b>9,5%</b>	<b>0,0%</b>	<b>9,7%</b>

## Anexo 3 – Demonstração de Resultado do Período (R\$ Mil)

### DRE EQUATORIAL MARANHÃO

Demonstração do resultado (R\$ mil)	2T20	2T21
<b>Receita operacional</b>	<b>1.090.881</b>	<b>1.386.391</b>
Fornecimento de energia elétrica	916.742	1.245.504
Suprimento de energia elétrica	5.955	14.011
Receita de construção	130.240	72.451
Outras receitas	37.944	54.425
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(260.844)</b>	<b>(395.062)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>830.038</b>	<b>991.329</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	<b>(467.825)</b>	<b>(555.898)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(280.544)	(383.728)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(57.041)	(99.719)
Custos de construção	(130.240)	(72.451)
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>362.213</b>	<b>435.431</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(167.485)</b>	<b>(139.442)</b>
Pessoal	(30.498)	(41.585,00)
Material	(2.393)	132,00
Serviço de terceiros	(88.918)	(77.017,00)
Provisões	(39.941)	(16.487,00)
Outros	(5.410)	(3.344,00)
Outras receitas/despesas operacionais	(325)	(1.141,00)
<b>EBITDA</b>	<b>194.728</b>	<b>295.989</b>
Depreciação e amortização	(46.604)	(53.277)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>148.124</b>	<b>242.712</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>3.808</b>	<b>(10.746)</b>
Receitas financeiras	30.294	41.303
Despesas financeiras	(26.486)	(52.049)
<b>Resultado antes do imposto de renda</b>	<b>151.932</b>	<b>231.966</b>
Contribuição social	(14.243)	(18.789)
Imposto de renda	(44.898)	(56.948)
Impostos diferidos	7.623	(482)
Incentivos fiscais	29.061	41.019
<b>Resultado do exercício</b>	<b>129.475</b>	<b>196.766</b>

**DRE EQUATORIAL PARÁ**

Demonstração do resultado (R\$ mil)	2T20	2T21
<b>Receita operacional</b>	<b>1.585.422</b>	<b>2.093.924</b>
Fornecimento de energia elétrica	1.350.840	1.716.106
Suprimento de energia elétrica	8.119	9.288
Receita de construção	165.630	223.051
Outras receitas	60.833	145.479
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(421.013)</b>	<b>(528.297)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1.164.408</b>	<b>1.565.627</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	<b>(682.187)</b>	<b>(945.010)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(417.435)	(534.597)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(99.122)	(187.362)
Custos de construção	(165.630)	(223.051)
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>482.221</b>	<b>620.617</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(255.999)</b>	<b>(219.008)</b>
Pessoal	(33.812)	(43.631)
Material	(1.427)	(7.246)
Serviço de terceiros	(87.268)	(101.604)
Provisões	(99.783)	(38.856)
Outros	(8.383)	(1.709)
Subvenção CCC	(28.975)	(26.026)
Outras receitas/despesas operacionais	3.650	64
<b>EBITDA</b>	<b>226.223</b>	<b>401.609</b>
Depreciação e amortização	(78.269)	(94.693)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>147.954</b>	<b>306.916</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(26.809)</b>	<b>(46.342)</b>
Receitas financeiras	114.133	89.768
Despesas financeiras	(140.942)	(136.110)
<b>Resultado operacional</b>	<b>121.145</b>	<b>260.574</b>
Contribuição social	(7.056)	(26.980)
Imposto de renda	(21.199)	(76.625)
Impostos diferidos	(14.533)	14.473
Incentivos fiscais	20.826	38.281
<b>Resultado do exercício</b>	<b>99.184</b>	<b>209.723</b>

**DRE EQUATORIAL PIAUÍ**

Demonstração do resultado (R\$ mil)	2T20	2T21
<b>Receita operacional</b>	<b>667.213</b>	<b>845.731</b>
Fornecimento de energia elétrica	543.829	709.060
Suprimento de energia elétrica	10.370	34.537
Receita de construção	96.145	73.352
Outras receitas	16.869	28.782
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(181.468)</b>	<b>(228.324)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>485.745</b>	<b>617.407</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	<b>(329.779)</b>	<b>(389.009)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(229.981)	(310.127)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(3.652)	(5.530)
Custos de construção	(96.146)	(73.352)
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>155.966</b>	<b>228.398</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(85.860)</b>	<b>(73.145)</b>
Pessoal	(16.215)	(20.971)
Material	(769)	(1.080)
Serviço de terceiros	(39.328)	(48.467)
Provisões	(24.761)	(2.633)
Outros	(1.389)	(1.273)
Matéria prima p/ produção de energia eletrica	-	-
Outras receitas/despesas operacionais	(3.398)	1.279
<b>EBITDA</b>	<b>70.106</b>	<b>155.253</b>
Depreciação e amortização	(22.656)	(23.542)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>47.450</b>	<b>131.711</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(27.497)</b>	<b>(16.182)</b>
Receitas financeiras	52.585	58.389
Despesas financeiras	(80.082)	(74.571)
<b>Resultado operacional</b>	<b>19.953</b>	<b>115.529</b>
Contribuição social	-	(9.553)
Imposto de renda	-	(26.715)
Impostos diferidos	-	13.076
Incentivos fiscais	-	20.220
<b>Resultado do exercício</b>	<b>19.953</b>	<b>112.557</b>

**DRE EQUATORIAL ALAGOAS**

Demonstração do resultado (R\$ mil)	2T20	2T21
<b>Receita operacional</b>	<b>597.652</b>	<b>889.387</b>
Fornecimento de energia elétrica	523.778	733.069
Suprimento de energia elétrica	3.146	24.387
Receita de construção	44.709	58.661
Outras receitas	26.019	73.270
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(178.340)</b>	<b>(254.917)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>419.312</b>	<b>634.470</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	<b>(288.822)</b>	<b>(374.284)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(192.972)	(238.298)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(51.141)	(77.325)
Custos de construção	(44.709)	(58.661)
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>130.489</b>	<b>260.186</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(69.615)</b>	<b>(72.239)</b>
Pessoal	(11.825)	(18.099)
Material	(821)	(1.787)
Serviço de terceiros	(31.524)	(37.300)
Provisões	(21.914)	(12.720)
Outros	(3.525)	(622)
Outras receitas/despesas operacionais	(6)	(1.711)
<b>EBITDA</b>	<b>60.875</b>	<b>187.947</b>
Depreciação e amortização	(15.434)	(17.511)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>45.441</b>	<b>170.436</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(9.006)</b>	<b>15.907</b>
Receitas financeiras	42.849	34.434
Despesas financeiras	(51.855)	(18.527)
<b>Resultado operacional</b>	<b>36.435</b>	<b>186.343</b>
Contribuição social	(10.662)	(11.314)
Imposto de renda	(29.016)	(31.203)
Impostos diferidos	34.839	-
Incentivos fiscais	7.184	28.437
<b>Resultado do exercício</b>	<b>38.780</b>	<b>172.263</b>

## DRE Equatorial Transmissão Societário

<b>Demonstração do resultado (R\$ mil)</b>	<b>2T20</b>	<b>2T21</b>	<b>1S20</b>	<b>1S21</b>
<b>Receita operacional</b>	<b>591.704</b>	<b>383.858</b>	<b>1.581.920</b>	<b>979.208</b>
Receita de construção	352.962	76.844	1.101.644	378.630
Operações com Transmissão de Energia Elétrica	2.260	-	3.249	-
Receita de Operação e Manutenção	2003	5.298	2790	8.017
Atualização ativo de contrato em serviço	83.309	206.811	162.679	533.984
Ativo de contrato - Ganho de realização	(40.547)	-	(8.791)	-
Receita ativo de contrato	191.436	86.344	319.914	43.414
Outras receitas	281	8.561	435	15.164
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(58.385)</b>	<b>(24.653)</b>	<b>(152.398)</b>	<b>(67.462)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>533.319</b>	<b>359.205</b>	<b>1.429.522</b>	<b>911.746</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	<b>(217.765)</b>	<b>(111.895)</b>	<b>(685.758)</b>	<b>(557.628)</b>
Custo de construção	(217.765)	(43.179)	(685.758)	(220.130)
Variação da margem do ativo de contrato	-	(68.716)	-	(337.498)
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>315.554</b>	<b>247.310</b>	<b>743.764</b>	<b>354.118</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(5.003)</b>	<b>(9.195)</b>	<b>(6.673)</b>	<b>(16.314)</b>
Pessoal	(2.726)	(3.063)	(3.490)	(7.460)
Material	(72)	(268)	(191)	(418)
Serviço de terceiros	(1.661)	(5.449)	(2.532)	(7.634)
Outros	(544)	(414)	(460)	(801)
<b>EBITDA</b>	<b>310.551</b>	<b>238.115</b>	<b>737.091</b>	<b>337.804</b>
Depreciação e amortização	(29)	(64)	(113)	(130)
<b>Resultado financeiro</b>	<b>47</b>	<b>(142.013)</b>	<b>(5.919)</b>	<b>(198.406)</b>
Receitas financeiras	766	7.052	783	7.436
Despesas financeiras	(719)	(149.065)	(6.702)	(205.842)
<b>Resultado operacional</b>	<b>310.569</b>	<b>96.038</b>	<b>731.059</b>	<b>139.268</b>
Contribuição social	-	(2.535)	-	(4.298)
Imposto de renda	-	(4.711)	-	(8.191)
Impostos diferidos	(112.766)	(29.598)	(284.742)	(38.064)
<b>Resultado do exercício</b>	<b>197.803</b>	<b>59.192</b>	<b>446.317</b>	<b>88.714</b>

## DRE Equatorial Energia Consolidado

Demonstração do resultado (R\$ mil)	2T20	2T21
<b>Receita operacional</b>	<b>4.604.070</b>	<b>5.666.301</b>
Fornecimento de energia elétrica	3.370.350	4.472.232
Suprimento de energia elétrica	27.590	82.224
Receita de construção	806.348	505.150
Operações com Transmissão de Energia Elétrica	(5.262)	-
Receita de Operação e Manutenção	6.390	7.208
Outras receitas	398.654	599.487
<b>Deduções à receita operacional</b>	<b>(1.121.860)</b>	<b>(1.472.006)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>3.482.210</b>	<b>4.194.295</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	<b>(2.025.621)</b>	<b>(2.363.927)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(1.363.416)	(1.892.882)
Custos de construção	(662.205)	(471.045)
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>1.456.589</b>	<b>1.830.368</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(583.318)</b>	<b>(539.712)</b>
Pessoal	(134.279)	(146.838)
Material	(6.631)	(10.835)
Serviço de terceiros	(201.125)	(268.302)
Provisões	(189.231)	(70.686)
Outros	(52.082)	(41.542)
Outras receitas/despesas operacionais	30	(1.509)
<b>EBITDA</b>	<b>873.271</b>	<b>1.290.656</b>
Depreciação e amortização	(161.624)	(189.578)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>711.647</b>	<b>1.101.078</b>
Equivalecia patrimonial	36.133	13.424
Amortização de ágio	(56.303)	(28.159)
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(64.551)</b>	<b>(308.232)</b>
Receitas financeiras	248.646	234.839
Despesas financeiras	(313.197)	(543.071)
<b>Resultado operacional</b>	<b>626.926</b>	<b>778.111</b>
Contribuição social	(34.111)	(71.526)
Imposto de renda	(101.069)	(205.556)
Impostos diferidos	(77.462)	(2.989)
Incentivos fiscais	59.918	133.969
<b>Resultado do exercício</b>	<b>474.202</b>	<b>632.010</b>
<b>Participações minoritárias</b>	<b>(68.471)</b>	<b>(122.279)</b>
<b>Lucro do exercício atribuído aos acionistas da controladora</b>	<b>405.731</b>	<b>509.731</b>

## Anexo 4 – Demonstração de Resultado por Empresa (R\$ MM)

- A tabela abaixo reflete o processo de consolidação contábil da Equatorial.
- Na linha de “Participação de Acionista Não Controlador” é feito um ajuste de forma que o lucro líquido consolidado da Equatorial reflita sua participação real no Maranhão (65,1%), no Pará (96,5%), no Piauí (94,5%) e em Alagoas (96,4%).

Demonstração do resultado por empresa (R\$ mil)	Holding	Soluções	Transmissão	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Intesa	EQTD individual	EQTD consolidado	PPAs	Eliminações	Consolidado
<b>Receita operacional</b>	-	99	338	1.386	2.094	846	889	36	-	3.480	-	(13)	5.675
Fornecimento de energia elétrica	-	68	-	1.246	1.716	901	733	-	-	2.962	-	-	4.664
Suprimento de energia elétrica	-	-	-	14	9	35	24	-	-	23	-	-	82
Receita de construção	-	-	77	72	223	73	59	1	-	296	-	-	505
Operações com Transmissão de Energia Elétrica	-	-	-	(0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de Operação e Manutenção	-	-	5	(0)	-	-	-	2	-	-	-	-	7
Outras receitas	-	30	256	54	145	(163)	73	33	-	200	-	(13)	416
<b>Deduções da receita operacional</b>	-	(11)	(48)	(395)	(528)	(228)	(255)	(8)	-	(923)	-	-	(1.473)
<b>Receita operacional líquida</b>	-	88	290	991	1.566	617	634	28	-	2.557	-	(13)	4.202
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	-	(56)	(43)	(556)	(945)	(389)	(374)	(0)	-	(1.501)	-	-	(2.364)
Energia elétrica comprada para revenda	-	(56)	-	(384)	(535)	(310)	(238)	-	-	(1.205)	-	-	(1.810)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	-	-	-	(100)	(187)	(6)	(77)	-	-	-	-	-	(83)
Custos de construção	-	-	(43)	(72)	(223)	(73)	(59)	(0)	-	(296)	-	-	(471)
<b>Custo/despesa operacional</b>	(18)	(18)	(9)	(139)	(219)	(73)	(72)	(4)	(0)	(358)	(0)	13	(540)
Pessoal	(6)	(11.744)	(3.398)	(42)	(44)	(21)	(18)	(1)	(85)	-	-	-	(147)
Material	(0)	(0,405)	(0,226)	0	(7)	(1)	(2)	(0)	(7)	-	-	-	(11)
Serviço de terceiros	(7)	(2.916)	(4.977)	(77)	(102)	(48)	(37)	(3)	(0)	(179)	-	13	(268)
Provisãoes	-	0,060	-	(16)	(39)	(3)	(13)	-	(55)	(0)	-	-	(71)
Outros	(5)	(2.620)	(0,593)	(3)	(28)	(1)	(1)	(0)	(31)	-	-	-	(42)
Outras receitas/despesas operacionais	-	-	-	(1)	0	1	(2)	-	(1)	-	-	-	(2)
<b>EBITDA</b>	(18)	14	238.116	296	402	155	188	24	(0,027)	698	(0)	-	1.298
Depreciação e amortização	(0)	(0)	(0)	(53)	(95)	(24)	(18)	(0)	(4)	(152)	(0)	-	(194)
<b>Resultado do serviço</b>	(18)	14	238	243	307	132	170	24	(4)	545	(0)	-	1.104
<b>Participação de acionistas não controlad.</b>	631	-	-	-	-	-	-	-	330	-	-	(642)	(11)
Equivalência Patrimonial	656	-	-	-	-	-	-	-	330	-	-	(642)	13
Amortização de ágio	(24)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(24)
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	(103)	0	(255)	(11)	(46)	(16)	16	(7)	(0)	(57)	1	-	(421)
Receitas financeiras	3	1	8	41	90	58	34	1	0	131	-	(0)	236
Despesas financeiras	(106)	(0)	(263)	(52)	(136)	(75)	(19)	(8)	(0)	(188)	1	0	(657)
<b>Resultado antes do imposto de renda</b>	510	15	(17)	232	261	116	186	16	326	488	1	(642)	673
Contribuição social	-	(1)	(3)	(25)	(27)	(10)	(11)	(1)	-	(52)	-	-	(78)
Imposto de renda	-	(2)	(8)	(75)	(77)	(27)	(31)	(4)	-	(152)	-	-	(224)
Impostos diferidos	-	(3)	(30)	24	14	13	-	(0)	-	39	(0)	-	19
Incentivos fiscais	-	3	41	38	20	28	3	79	-	-	-	-	134
<b>Resultado do exercício</b>	510	9	(54)	197	210	113	172	14	326	402	1	(642)	524
<b>Participações minoritárias</b>	-	(0)	-	69	7	6	6	-	32	76	0	-	122
<b>Lucro do exercício atribuído aos acionistas da control</b>	510	9	(54)	128	202	106	166	14	294	326	1	(642)	510

## Anexo 5 – Balanço Patrimonial (R\$ MM)

### BP EQTL Energia

ASSETS (R\$ '000)	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2020	30/06/2021
<b>CURRENT ASSETS</b>	<b>12.596</b>	<b>13.538</b>	<b>14.645</b>	<b>14.161</b>	<b>15.745</b>
Cash	619	3.312	2.220	2.491	4.205
Short Term Investments	5.362	3.706	5.397	4.324	3.916
Receivables	3.328	3.408	3.589	3.451	3.543
Receivables - Tariff Flags	3	1	-	-	-
Fuel Purchase - CCC Account	20	39	30	27	42
Services Provided	410	429	518	515	536
Related Parts	-	-	-	-	-
Regulatory Assets	141	50	-	188	57
Judicial Deposits	3	5	4	4	4
Derivatives	22	18	101	184	226
Inventory	43	52	47	62	96
Dividends	3	1	7	-	-
Taxes Recoverable	1.170	1.093	1.241	1.080	1.067
Taxes Recoverable on Net Income	186	177	195	202	239
Others	577	280	587	559	618
Financial Asset	-	258	-	-	-
Contract Asset	709	709	709	1.074	1.196
<b>NON-CURRENT ASSETS</b>	<b>27.907</b>	<b>28.598</b>	<b>29.479</b>	<b>23.700</b>	<b>27.756</b>
<b>LONG TERM ASSETS</b>	<b>9.563</b>	<b>9.755</b>	<b>10.027</b>	<b>4.697</b>	<b>8.719</b>
Financial Investments	135.504	118	120	120	114
Receivables	898.807	890	968	940	998
Regulatory Assets	835.297	1.017	1.186	36	22
Fuel Purchase - CCC Account	0	-	-	-	-
CCC Subrogation - Investments	85,12	85	85	122	92
Judicial Deposits	271.177	251	250	258	262
Services Requested	6.591	7	33	26	26
Advance for Future Increase of Capital	0	-	-	-	-
Swap Operations	492.346	552	295	368	101
Taxes Recoverable	1.641.102	1.468	984	778	574
Taxes Recoverable on Net Income	83.222	83	89	83	83
Pension Plan	22.065	22	23	23	23
Others	55.987	44	328	303	286
Financial Asset	5035.815	5.219	5.666	1.639	6.139
Taxes Deferred	0	-	-	-	-
<b>FIXED ASSETS</b>	<b>18.344</b>	<b>18.843</b>	<b>19.452</b>	<b>19.003</b>	<b>19.037</b>
Investments	133.438	135	130	158	169
Suppliers Advance	0	0	-	-	-
Permanent Assets	15.187	17	19	21	23
Contract Asset	9248.893	9.772	10.364	9.974	10.017
Intangible Assets	8915.586	8.890	8.909	8.822	8.805
Usage Rights	30.51	29	29	27	23
<b>ASSETS</b>	<b>40.503</b>	<b>42.136</b>	<b>44.124</b>	<b>37.861</b>	<b>43.501</b>
<b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>30/06/2020</b>	<b>30/09/2020</b>	<b>31/12/2020</b>	<b>31/03/2021</b>	<b>30/06/2021</b>
<b>CURRENT LIABILITIES</b>	<b>7.657</b>	<b>7.669</b>	<b>8.710</b>	<b>7.094</b>	<b>7.977</b>
Suppliers	1.622	1.726	2.263	1.721	1.723
Personnel	80	86	64	60	66
Loans and Financing	2.676	2.031	2.229	1.743	2.172
Debentures	88	126	883	940	1.254
Taxes Payable	551	560	596	439	431
Parcel A Values to Return	64	708	754	243	214
Taxes Payable on Net Income	112	85	169	103	215
Income Taxes Deferred	-	-	-	-	-
Dividends	317	327	602	592	720
Consumer Charges	-	-	-	-	-
Public Lighting Contribution	68	87	84	85	88
Related Parts	-	-	-	-	-
Sector Charges	295	272	286	374	338
Profit Share	110	108	127	145	97
Swap Operations	-	-	-	-	95
Contingencies Provision	243	209	216	220	121
Judicial Recovery	19	88	30	27	45
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	983	904	-	-	-
CCC Sector Charges	-	-	-	-	-
Others	418	343	395	391	389
<b>Leasing Liabilities</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>8</b>
<b>NON-CURRENT LIABILITIES</b>	<b>22.087</b>	<b>22.856</b>	<b>23.136</b>	<b>23.114</b>	<b>23.003</b>
Suppliers	7	7	7	20	19
Loans and Financing	9916	10.206	10.558	10.288	9.699
Debentures	4865	4.882	4.117	4.116	4.645
Parcel A Values to Return	197	478	170	330	278
Taxes Payable	220	234	234	223	214
Contingencies Provision	1025	1.022	991	990	994
Debt from Judicial Restructuring	872	825	931	956	976
Related Parts	0	0	-	-	-
Pension Plan	140	140	151	162	162
Income Taxes Deferred	1660	1.734	1.916	2.007	1.985
Deferred PIS/COFINS	1011	1.067	985	1.009	1.033
Sector Charges	198	204	220	152	439
Derivatives	-	-	-	109	-
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	1322	1.410	2.321	2.327	2.187
CCC Sector Charges	258	267.016	266	277	-
Others	374	360	250	241	247
<b>Leasing Liabilities</b>	<b>22</b>	<b>18.709</b>	<b>18</b>	<b>17</b>	<b>16</b>
<b>Minorities</b>	<b>1775</b>	<b>1.893</b>	<b>1.816</b>	<b>1.911</b>	<b>1.952</b>
<b>SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>8.983</b>	<b>9.719</b>	<b>10.462</b>	<b>10.180</b>	<b>10.570</b>
Capital Stock	2742	3.490	3.490	3.490	4.655
Revaluation Reserves	-154	(160)	(253)	(296)	(264)
Shares in Treasury	-	-	(32)	(632)	-632.005
Profit Reserves	5550	4.816	7.257	7.264	5.947
Other Comprehensive Income	0	-	-	-	-
Retained Earnings	846	-	-	-	-
PPA Intesa, Piauí and Alagoas	0	-	-	-	-
Net Results	0	1.574	-	353	863
<b>Total Assets and Liabilities</b>	<b>40.503</b>	<b>42.136</b>	<b>44.124</b>	<b>42.298</b>	<b>43.501</b>

## BP EQTL Maranhão

<b>Ativo (R\$ mil)</b>	<b>30/06/2020</b>	<b>30/09/2020</b>	<b>31/12/2020</b>	<b>31/03/2021</b>	<b>30/06/2021</b>
<b>Circulante</b>	<b>2.762</b>	<b>3.378</b>	<b>3.276</b>	<b>2.760</b>	<b>2.812</b>
Caixa e equivalentes de caixa	154	595	296	260	542
Aplicações financeiras	1.139	1.227	1.328	922	647
Contas a receber de clientes	1.393	1.433	1.457	1.407	1.479
Baixa renda	51	63	45	44	44
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(543)	(555)	(495)	(509)	(583)
Contas a receber - bandeiras tarifárias	1	1	-	-	-
Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais	3	5	4	4	4
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-
Estoques	14	16	10	18	24
Impostos e contribuições a recuperar	326	343	362	339	341
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	51	52	53	55	57
Outros créditos a receber	77	89	109	116	140
<b>Não circulante</b>	<b>4.489</b>	<b>4.440</b>	<b>4.618</b>	<b>4.608</b>	<b>4.574</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>2.471</b>	<b>2.460</b>	<b>2.613</b>	<b>2.833</b>	<b>2.789</b>
Aplicações financeiras	58	58	58	58	51
Contas a receber de clientes	92	94	49	50	108
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	0	109	28	22
Serviços pedidos	2	2	25	25	25
Depósitos judiciais	97	99	104	107	109
Instrumentos financeiros derivativos	-	0	-	2	-
Impostos e contribuições a recuperar	495	387	283	218	145
Outros créditos a receber	23	23	24	24	24
Ativo financeiro da concessão	1.704	1.797	1.961	2.321	2.305
Intangível	1.473	1.477	1.528	1.560	1.569
Ativos contratuais	543	502	476	214	217
Direito de uso	2	2	1	2	1
<b>Total do ativo</b>	<b>7.251</b>	<b>7.818</b>	<b>7.894</b>	<b>7.369</b>	<b>7.386</b>
<b>Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)</b>	<b>30/06/2020</b>	<b>30/09/2020</b>	<b>31/12/2020</b>	<b>31/03/2021</b>	<b>30/06/2021</b>
<b>Fornecedores</b>	<b>332</b>	<b>368</b>	<b>579</b>	<b>412</b>	<b>390</b>
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	19	21	16	17	20
Empréstimos e financiamentos	774	786	777	92	100
Debêntures	15	15	185	191	204
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	64	182	253	124	133
Impostos e contribuições a recolher	109	123	109	89	96
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	30	35	66	55	93
Dividendos	1	1	74	74	1
Encargos do consumidor	-	-	-	-	-
Contribuição de iluminação pública	14	18	17	18	20
Encargos setoriais (P&D e PEE)	56	54	56	66	59
Participação nos lucros	23	24	32	39	22
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	20	10	23	23	23
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	293	311	-	-	-
Outras contas a pagar	33	43	45	50	75
Passivo de arrendamento	1	1	1	2	-
<b>Não circulante</b>	<b>2.432</b>	<b>2.596</b>	<b>2.664</b>	<b>2.945</b>	<b>2.908</b>
Empréstimos e financiamentos	734	874	857	1.117	1.050
Impostos e contribuições a recolher	3	3	3	3	4
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	101	111	101	104	105
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	41	60	-	-	-
Encargos setoriais (P&D e PEE)	45	51	57	48	52
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	40
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	322	307	619	621	623
Passivo de arrendamento	1	0	-	-	1
Outras contas a pagar	14	14	14	-	5
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>3.037</b>	<b>3.230</b>	<b>2.997</b>	<b>3.172</b>	<b>3.242</b>
Capital social	1.322	1.322	1.480	1.480	1.652
Reservas de capital	-	-	27	32	33
Reservas de lucros	1.446	1.446	1.489	1.489	1.175
Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-23	-7,92
Outros resultados abrangentes	1	-	1	-	-
Lucros acumulados	268	462	-	194	391
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>7.251</b>	<b>7.818</b>	<b>7.894</b>	<b>7.369</b>	<b>7.386</b>

## BP EQTL Pará

Ativo (R\$ mil)	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021	30/06/2021
<b>Circulante</b>	<b>4.272</b>	<b>5.079</b>	<b>4.970</b>	<b>5.461</b>	<b>5.593</b>
Caixa e equivalentes de caixa	222	1.313	958	1.326	1.243
Investimentos de curto prazo	1.676	1.280	1.496	1.540	1.621
Contas a receber de clientes	2.800	2.870	2.819	2.796	2.889
Baixa renda	49	41	44	44	46
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(1.278)	(1.303)	(1.350)	(1.387)	(1.429)
Contas a receber - bandeiras tarifárias	2	-	-	-	-
Serviços pedidos	180	174	218	206	202
Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais	-	-	-	-	-
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	8	50	-	29	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	1	100	184	141
Almoxarifado	11	18	17	21	37
Impostos e contribuições a recuperar	399	398	420	445	459
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	66	58	75	79	87
Outros créditos a receber	116	139	143	152	255
<b>Não circulante</b>	<b>7.212</b>	<b>7.412</b>	<b>7.271</b>	<b>7.148</b>	<b>6.882</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>4.915</b>	<b>5.107</b>	<b>5.127</b>	<b>5.034</b>	<b>4.753</b>
Títulos e valores mobiliários	24	24	24	25	25
Contas a receber de clientes	383	374	348	344	337
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	85	85	85	122	92
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	0	0	-	-	-
Aquisição de combustível - conta CCC	0	0	-	-	-
Serviços pedidos	5	5	1	1	1
Depósitos judiciais	64	65	71	76	79
Impostos e contribuições a recuperar	687	601	445	349	264
Imposto de renda e contribuições social diferidos	0	0	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	368	413	214	236	101
Plano de aposentadoria e pensão	5.873	0	6	6	6
Outros créditos a receber	18.932	175	270	165	61
Ativo financeiro da concessão	3225	3315	3.613	3.660	3.737
<b>Permanente</b>	<b>2.297</b>	<b>2.305</b>	<b>2.144</b>	<b>2.115</b>	<b>2.131</b>
Ativos contratuais	288	300	135	182	257
Intangível	1975	1972	1.973	1.881	1.824
Direito de uso	23	20	22	19	17
<b>Total do ativo</b>	<b>11.484</b>	<b>12.491</b>	<b>12.241</b>	<b>12.609</b>	<b>12.475</b>
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021	30/06/2021
<b>Circulante</b>	<b>1.638</b>	<b>2.032</b>	<b>2.536</b>	<b>2.654</b>	<b>2.736</b>
Fornecedores	514	593	751	650	709
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	22	22	16	18	20
Empréstimos e financiamentos	199	419	780	991	1.032
Debêntures	18	35	240	287	296
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	-	-	81	-	9
Impostos e contribuições a recolher	230	234	153	150	137
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	6	21	36	6	68
Dividendos	-	-	67	67	-
Encargos do consumidor	-	-	-	-	-
Contribuição de iluminação pública	22	33	29	27	28
Encargos setoriais (P&D e PEE)	120	101	123	181	155
Partes relacionadas	5	-	-	-	-
Valores a pagar da recuperação judicial	19	88	31	28	46
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	326	326	-	-	-
Passivo de arrendamento	-	5	7	6	6
Encargos Setorial CCC	-	-	-	-	-
Outras contas a pagar	123	117	179	193	193
<b>Não circulante</b>	<b>6.490</b>	<b>6.826</b>	<b>6.333</b>	<b>6.473</b>	<b>6.176</b>
Fornecedores	0	0	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	2393	2445	1.977	2.005	1.711
Debêntures	1421	1427	1.209	1.183	1.186
Impostos e contribuições a recolher	177	174	171	169	166
Imposto de renda e contribuições social diferidos	286	342	373	416	402
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	126	125	123	125	120
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	156	418	170	271	256
Partes relacionadas	0	0	-	-	-
Encargos setoriais (P&D e PEE)	77	77	68	15	-
Valores a pagar da recuperação judicial	882.137	835	940	965	986
Plano de aposentadoria e pensão	40.31	40	41	53	53
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	616	619	949	951	954
Passivo de arrendamento	16	15	15	13	12
Outras contas a pagar	41.742	41	30	30	31
Encargos Setoriais	258	267	266	277	299
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>3.356</b>	<b>3.634</b>	<b>3.373</b>	<b>3.482</b>	<b>3.562</b>
Capital social	1624	1624	1.624	1.624	1.624
Reservas de reavaliação	86	85	81	81	75
Reserva de capital	-	-	15	17	18
Reservas de lucros	1430	1430	1.641	1.641	1.499
Outros resultados abrangentes	0	0	-	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial	-1	-5	(1)	(19)	6
Lucros acumulados	216	498	13	13	7
Resultado do exercício	-	-	-	124	333.742
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>11.484</b>	<b>12.491</b>	<b>12.242</b>	<b>12.609</b>	<b>12.475</b>

## BP EQTL PIAUÍ

Ativo (R\$ mil)	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021	30/06/2021
<b>Circulante</b>	<b>1.388</b>	<b>1.543</b>	<b>2.335</b>	<b>2.207</b>	<b>2.599</b>
Caixa e equivalentes de caixa	18	478	369	435	979
Investimentos de curto prazo	557	267	891	761	476
Contas a receber de clientes	631	651	701	688	704
Baixa renda e viva luz	9	10	20	8	8
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(156)	(166)	(168)	(186)	(194)
Contas a receber - bandeira tarifária	-	-	-	-	-
Serviços pedidos	77	-	114	126	133
Depósitos judiciais	-	-	-	-	0
Valores a receber da parcela A & outros itens financeiros	23	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	1	0	0	1	85
Almoxarifado	9	9	13	16	27
Impostos e contribuições a recuperar	175	168	238	196	211
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	19	19	21	23	24
Outros créditos a receber	27	21	137	139	146
<b>Não circulante</b>	<b>2.496</b>	<b>2.521</b>	<b>2.876</b>	<b>2.719</b>	<b>2.551</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>950</b>	<b>978</b>	<b>1.122</b>	<b>917</b>	<b>710</b>
Contas a receber de clientes	226	224	246	249	260
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	-	-	-	-	-
Valores a receber da parcela A & outros itens financeiros	189	222	204	8	-
Aquisição de combustível - conta CCC	-	-	-	-	-
Serviços pedidos	-	-	7	-	-
Depósitos judiciais	47	46	40	40	40
Impostos e contribuições a recuperar	331	315	220	174	127
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	-	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuições social diferidos	-	-	-	-	-
Outros créditos a receber	1	1	284	274	241
<b>Ativo financeiro da concessão</b>	<b>36</b>	<b>36</b>	<b>40</b>	<b>42</b>	<b>43</b>
<b>Permanente</b>	<b>1.546</b>	<b>1.543</b>	<b>1.754</b>	<b>1.802</b>	<b>1.841</b>
Investimentos	-	-	-	-	-
Ativos Contratuais	171	185	377	418	414
Imobilizado	-	-	-	-	-
Direito de uso	2	3	2	1	1
<b>Total do ativo</b>	<b>3.884</b>	<b>4.064</b>	<b>5.211</b>	<b>4.925</b>	<b>5.150</b>
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	30/06/2020	30/09/2019	31/12/2019	31/12/2019	31/03/2020
<b>Circulante</b>	<b>1.320</b>	<b>1.528</b>	<b>1.831</b>	<b>1.527</b>	<b>2.060</b>
Fornecedores	363	359	464	335	315
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	12	13	10	9	10
Empréstimos e financiamentos	178	179	189	193	566
Debêntures	11	18	402	409	718
Valores a devolver da parcela A & outros itens financeiros	-	311	235	119	72
Impostos e contribuições a recolher	103	103	152	108	111
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	1	1	29	3	15
Dividendos	-	-	-	-	-
Encargos do consumidor	-	-	-	-	-
Contribuição de iluminação pública	12	16	16	15	16
Encargos setoriais (P&D e PEE)	62	60	26	40	38
Participação nos lucros	23	21	21	20	16
Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Valores a pagar da recuperação judicial	-	-	-	-	-
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	-	145	-	-	-
Outras contas a pagar	380	148	148	130	125
<b>Não circulante</b>	<b>3.393</b>	<b>3.397</b>	<b>3.643</b>	<b>3.608</b>	<b>3.171</b>
Empréstimos e financiamentos	1.684	1.679	2.179	2.137	1.947
Debêntures	1.020	1.020	620	620	310
Impostos e contribuições a recolher	32	27	22	17	12
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	2	22	9
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	69
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	215	219	219	216	222
Valores a devolver da parcela A & outros itens financeiros	-	-	-	-	6
Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Encargos setoriais (P&D e PEE)	49	50	88	81	81
Valores a pagar da recuperação judicial	-	-	-	-	-
Plano de aposentadoria e pensão	-	6	4	4	4
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	296	308	454	455	457
Outras contas a pagar	96	90	55	55	55
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>(829)</b>	<b>(861)</b>	<b>(264)</b>	<b>(210)</b>	<b>(81)</b>
Capital social	1.994	1.994	1	1	1
Reserva de capital			6	6	7
Ajuste de avaliação patrimonial	(189)	(191)	(203)	(218)	(202)
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-
Lucros (prejuízos) acumulados	(2.680)	(2.680)	(687)	(67)	(67)
Resultado do exercício	45	16	619	68	181
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>3.884</b>	<b>4.064</b>	<b>5.210</b>	<b>4.925</b>	<b>5.150</b>

## BP EQTL Alagoas

Ativo (R\$ mil)	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021	30/06/2021
<b>Circulante</b>	<b>1.378</b>	<b>1.592</b>	<b>1.838</b>	<b>1.805</b>	<b>1.617</b>
Caixa e equivalentes de caixa	30	724	370	385	449
Investimentos de curto prazo	539	261	679	600	464
Contas a receber de clientes	482	470	550	559	570
Baixa renda e viva luz	15	13	6	7	6
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(197)	(193)	(173)	(178)	(183)
Contas a receber - bandeira tarifária	-	-	-	-	-
Serviços pedidos	50	55	73	73	76
Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais	-	0	-	0	0
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	111	-	-	160	57
Almoxarifado	8	8	7	7	7
Impostos e contribuições a recuperar	257	171	210	88	45
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	5	5	7	8	9
Outros créditos a receber	77	78	108	98	116
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-	-
<b>Não circulante</b>	<b>2.300</b>	<b>2.486</b>	<b>2.472</b>	<b>1.628</b>	<b>1.681</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>1.176</b>	<b>1.361</b>	<b>1.293</b>	<b>419</b>	<b>436</b>
Contas a receber de clientes	282	280	280	278	272
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	-	-	-	-	-
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	646	795	873	-	-
Aquisição de combustível - conta CCC	-	-	-	-	-
Serviços pedidos	-	-	-	-	0
Depósitos judiciais	40	41	34	34	34
Impostos e contribuições a recuperar	122	158	36	36	37
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	-	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-
Plano de aposentadoria e pensão	16	-	17	17	17
Outros créditos a receber	-	16	-	-	20
Ativo financeiro da concessão	70	71	52	54	55
<b>Permanente</b>	<b>1.124</b>	<b>1.125</b>	<b>1.178</b>	<b>1.208</b>	<b>1.246</b>
Investimentos	0	0	0	0	7
Imobilizado	-	-	-	-	-
Intangível	1.027	1.046	1.073	1.067	1.076
Direito de uso	3	4	3	4	4
<b>Total do ativo</b>	<b>3.678</b>	<b>4.079</b>	<b>4.309</b>	<b>3.431</b>	<b>3.298</b>
<b>Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)</b>	<b>30/06/2020</b>	<b>30/09/2020</b>	<b>31/12/2020</b>	<b>31/03/2021</b>	<b>30/06/2021</b>
<b>Circulante</b>	<b>943</b>	<b>1.101</b>	<b>1.301</b>	<b>932</b>	<b>921</b>
Fornecedores	185	184	274	226	210
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	10	11	9	8	9
Empréstimos e financiamentos	242	324	418	387	397
Debêntures	-	-	-	-	-
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	-	215	184	-	-
Impostos e contribuições a recolher	76	69	153	69	27
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	55	9	9	7	15
Dividendos	-	-	57	57	64
Encargos do consumidor	-	-	-	-	-
Contribuição de iluminação pública	19	20	22	25	24
Encargos setoriais (P&D e PEE)	50	50	73	77	112
Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	43	42	48	46	36
Outras contas a pagar	45	47	42	19	21
<b>Não circulante</b>	<b>2.956</b>	<b>3.054</b>	<b>2.877</b>	<b>2.244</b>	<b>2.016</b>
Empréstimos e financiamentos	2.222	2.231	2.196	1.569	1.470
Debêntures	-	-	-	-	-
Impostos e contribuições a recolher	8	29	38	34	31
Imposto de renda e contribuições social diferidos	-	-	-	-	-
Impostos e contribuições a recolher diferidos	159	159	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	88	176	299	300	154
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	212	197	177	173	175
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	-	-	-	-	16
Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Contribuição de iluminação pública	-	-	-	-	-
Encargos setoriais (P&D e PEE)	26	26	8	7	7
Valores a pagar da recuperação judicial	-	-	-	-	-
Plano de aposentadoria e pensão	94	94	105	105	105
Passivo de arrendamento	5	2	2	2	3
Outras contas a pagar	142	140	53	53	55
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>(220)</b>	<b>(77)</b>	<b>131</b>	<b>197</b>	<b>361</b>
Capital social	1.285	1.285	165	1	296
Reserva de capital	-	-	7	9	9
Reservas de lucros	-	-	139	302	-
Ajuste de avaliação patrimonial	(199)	(199)	(180)	(180)	(180)
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-
Lucros (prejuízos) acumulados	(1.378)	(1.378)	-	-	-
Resultado do exercício	71	215	-	64	236
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>3.678</b>	<b>4.079</b>	<b>4.309</b>	<b>3.373</b>	<b>3.298</b>

## BP INTESA REGULATÓRIO

Ativo (R\$ mil)	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021	30/06/2021
<b>Circulante</b>	<b>259</b>	<b>280</b>	<b>57</b>	<b>84</b>	<b>112</b>
Caixa e equivalentes de caixa	215	238	31	59	87
Concessionárias e Permissionárias (Clientes)	17	18	18	18	17
Devedores diversos	22	18	1	1	2
Despesas antecipadas	-	-	-	-	-
Serviços em curso	5	6	6	6	6
<b>Não circulante</b>	<b>523</b>	<b>529</b>	<b>542</b>	<b>533</b>	<b>529</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>15</b>	<b>9</b>	<b>12</b>
Cauções e depósitos vinculados	-	-	-	-	-
Tributos a Compensar	-	-	15	9	12
<b>Permanente</b>	<b>523</b>	<b>529</b>	<b>527</b>	<b>524</b>	<b>517</b>
Imobilizado	519	525	523	520	512
Intangível	4	4	4	4	4
<b>Total do ativo</b>	<b>782</b>	<b>809</b>	<b>599</b>	<b>617</b>	<b>641</b>
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021	30/06/2021
<b>Circulante</b>	<b>93</b>	<b>93</b>	<b>58</b>	<b>55</b>	<b>103</b>
Fornecedores	31	34	32	30	28
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	1	1	1	1	1
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-
Encargos de dívidas	7	5	3	3	6
Debêntures	-	-	-	(1)	1
Impostos a recolher	-	-	-	3	2
Impostos e contribuições sociais	16	13	14	11	12
Encargos setoriais	-	-	-	6	7
Dividendos	33	33	-	1	45
Participação nos lucros	-	-	-	-	-
Outras contas a pagar	5	7	8	0	0
<b>Não circulante</b>	<b>513</b>	<b>515</b>	<b>517</b>	<b>520</b>	<b>522</b>
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-
Debêntures	501	503	505	508	511
Incentivos fiscais - ICMS	12	12	12	12	12
Outras contas a pagar	-	-	-	0	(0)
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>176</b>	<b>201</b>	<b>23</b>	<b>42</b>	<b>16</b>
Capital social	19	19	23	23	23
Reservas de capital	-	-	-	-	-
Reservas de lucros	105	105	99.902	99.999	(45)
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-
Adiantamento de dividendos	-	-	(100.000)	(100.000)	-
Lucros acumulados	52	77	98	20	38
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>782</b>	<b>809</b>	<b>599</b>	<b>617</b>	<b>641</b>

## BP INTESA SOCIETÁRIO

Ativo (R\$ mil)	30/06/2020	30/09/2020	31/12/2020	31/03/2021	30/06/2021
<b>Circulante</b>	<b>433</b>	<b>453</b>	<b>244</b>	<b>276</b>	<b>315</b>
Caixa e equivalentes de caixa	1	-	-	0	0
Investimentos de curto prazo	214	238	31	58	87
Contas a receber	17	18	18	18	17
Ativo Financeiro		-	-	-	-
Ativo de Contratos Transmissão	169	169	169	179	190
Tributos e contribuições compensáveis	20	16	15	9	12
Despesas antecipadas		-	-	-	-
Serviços Pedidos	5	6	6	-	-
Serviços em curso		-	-	6	6
Adiantamento a fornecedor	5	4	3	3	1
Outros créditos	2	2	2	2	2
<b>Não circulante</b>	<b>869</b>	<b>862</b>	<b>830</b>	<b>811</b>	<b>793</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>869</b>	<b>862</b>	<b>830</b>	<b>811</b>	<b>793</b>
Ativo Financeiro		-	-	-	-
Ativo de Contratos Transmissão	868	861	829	811	793
Tributos a Compensar		-	-	-	-
Títulos e valores mobiliários		-	-	-	-
Adiantamento a fornecedor		-	-	-	-
Intangível	1	1	-	-	-
Cauções e depósitos vinculados		-	-	-	-
Depósitos Judiciais		-	1	0	0
<b>Permanente</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Imobilizado	-	-	-	0	0
<b>Total do ativo</b>	<b>1.302</b>	<b>1.315</b>	<b>1.074</b>	<b>1.087</b>	<b>1.108</b>
<b>Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)</b>	<b>30/06/2020</b>	<b>30/09/2020</b>	<b>31/12/2020</b>	<b>31/03/2021</b>	<b>30/06/2021</b>
<b>Circulante</b>	<b>94</b>	<b>93</b>	<b>59</b>	<b>56</b>	<b>104</b>
Fornecedores	31	34	32	30	28
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	1	1	1	1	1
Encargos de dívidas	-		-	-	-
Provisões de encargos setoriais	5	5	6	6	7
Empréstimos e financiamentos	-		-	-	-
Debêntures	7	5	3	2	7
Impostos e contribuições a recolher	9	5	4	2	2
Impostos e contribuições sociais	7	8	10	11	12
Dividendos	33	33	-	1	45
Outras contas a pagar	1	1	3	1	1
<b>Não circulante</b>	<b>768</b>	<b>761</b>	<b>770</b>	<b>775</b>	<b>778</b>
Empréstimos e financiamentos		-	-	-	-
Debêntures	501	502	505	508	511
Incentivos fiscais	12	12	12	12	12
Impostos e contribuição social diferido	148	140	147	148	148
Pis e Cofins Diferidos	107	107	106	107	108
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>440</b>	<b>461</b>	<b>245</b>	<b>257</b>	<b>226</b>
Capital social	19	19	23	23	23
Reservas de capital	97	97	-	-	-
Reservas de lucros	319	319	214	221	177
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-
Lucros acumulados	5	26	8	13	27
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>1.302</b>	<b>1.315</b>	<b>1.074</b>	<b>1.087</b>	<b>1.108</b>

## BP SPEs REGULATÓRIO

Ativo (R\$ mil)	30/06/2021								Consolidado
	SP01	SP02	SP03	SP04	SP05	SP06	SP07	SP08	
<b>Circulante</b>	<b>49.976</b>	<b>42.033</b>	<b>23.889</b>	<b>135.544</b>	<b>37.151</b>	<b>60.059</b>	<b>43.747</b>	<b>54.694</b>	<b>447.093</b>
Caixa e equivalentes de caixa	35.117	23.563	7.479	108.902	18.036	30.742	16.956	33.614	274.409
Concessionárias e Permissionárias (Clientes)	9.024	8.280	12.435	22.728	11.009	13.769	11.021	12.644	100.912
Devedores diversos	5.778	10.082	3.876	3.681	8.090	15.470	15.724	8.339	71.039
Despesas antecipadas	57	108	99	233	15	78	46	96	733
<b>Não circulante</b>	<b>477.957</b>	<b>484.840</b>	<b>692.169</b>	<b>1.142.444</b>	<b>515.887</b>	<b>563.977</b>	<b>600.658</b>	<b>875.933</b>	<b>5.353.865</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>8.918</b>	<b>9.235</b>	<b>11.329</b>	<b>947</b>	<b>8.563</b>	<b>482</b>	<b>5.118</b>	<b>30</b>	<b>44.622</b>
Títulos e Valores Mobiliários	8.918	9.235	11.329	-	8.130	-	-	-	37.612
Tributos a Compensar	-	-	-	947	433	482	5.118	30	7.010
<b>Permanente</b>	<b>469.039</b>	<b>475.605</b>	<b>680.840</b>	<b>1.141.497</b>	<b>507.324</b>	<b>563.495</b>	<b>595.540</b>	<b>875.903</b>	<b>5.309.243</b>
Imobilizado	458.170	450.901	678.042	1.122.154	496.405	553.302	583.831	842.134	5.184.937
Intangível	10.869	24.704	2.798	19.343	10.919	10.194	11.709	33.769	124.306
<b>Total do ativo</b>	<b>527.933</b>	<b>526.873</b>	<b>716.058</b>	<b>1.277.987</b>	<b>553.038</b>	<b>624.036</b>	<b>644.405</b>	<b>930.627</b>	<b>5.800.958</b>
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	30/06/2021								Consolidado
	SP01	SP02	SP03	SP04	SP05	SP06	SP07	SP08	
<b>Circulante</b>	<b>53.540</b>	<b>43.998</b>	<b>61.003</b>	<b>50.764</b>	<b>76.350</b>	<b>14.484</b>	<b>38.163</b>	<b>120.858</b>	<b>459.160</b>
Fornecedores	882	2.314	2.959	18.172	12.613	11.761	10.044	5.638	64.382
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	(118)	-	(131)	-	(119)	(60)	13.569	24.655	37.795
Encargos de dívidas	7.373	7.634	9.261	-	6.382	-	3.445	4.010	38.104
Debêntures	1.096	899	6.542	-	521	-	1.349	1.524	11.932
Impostos a recolher	933	1.673	159	2.926	1.478	1.603	908	1.572	11.253
Impostos e contribuições sociais	272	2	6	3.452	2.731	458	3.621	1.913	12.455
Encargos setoriais	421	427	116	669	256	253	287	752	3.180
Dividendos	42.131	30.570	-	24.549	1.161	-	4.732	80.120	183.263
Participação nos lucros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras contas a pagar	551	478	42.090	996	51.330	469	209	674	96.796
<b>Não circulante</b>	<b>408.282</b>	<b>409.597</b>	<b>535.382</b>	<b>977.167</b>	<b>358.660</b>	<b>479.616</b>	<b>427.345</b>	<b>607.113</b>	<b>4.203.162</b>
Empréstimos e financiamentos LP	348.737	360.908	438.141	977.074	287.257	477.934	223.916	406.836	3.520.803
Debêntures LP	59.545	48.688	97.241	-	69.723	-	142.773	200.230	618.200
Mútuos com parte relacionadas	-	-	-	-	-	-	60.250	(0)	60.250
Impostos a recolher LP	-	-	-	-	-	-	258	-	258
Outras contas a pagar LP	0	-	-	93	1.680	1.683	148	48	3.651
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>66.111</b>	<b>73.278</b>	<b>119.672</b>	<b>250.057</b>	<b>118.028</b>	<b>129.936</b>	<b>178.897</b>	<b>202.656</b>	<b>1.138.636</b>
Capital social	92.459	94.888	118.770	209.694	89.257	104.770	146.857	171.171	1.027.866
Reservas de capital	-	-	-	-	-	-	-	6.386	6.386
Reservas de lucros	(2.444)	21.826	13.334	12.234	13.186	17.728	12.215	11.675	99.755
Adiantamento de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucros / Prejuízos acumulados	(23.904)	(43.436)	(12.431)	28.129	15.585	7.438	19.825	13.424	4.630
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>527.933</b>	<b>526.873</b>	<b>716.058</b>	<b>1.277.987</b>	<b>553.038</b>	<b>624.036</b>	<b>644.405</b>	<b>930.627</b>	<b>5.800.958</b>

## BP SPEs SOCIETÁRIO

Ativo (R\$ mil)	06/2021										
	SP01	SP02	SP03	SP04	SP05	SP06	SP07	SP08	EQTT	Eliminações	Consolidado
<b>Circulante</b>	<b>173</b>	<b>151</b>	<b>84</b>	<b>500</b>	<b>224</b>	<b>99</b>	<b>238</b>	<b>239</b>	<b>244</b>	<b>(185)</b>	<b>1.766</b>
Caixa e equivalentes de caixa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	1
Investimentos de curto prazo	35	24	7	109	18	31	17	34	24	-	298
Contas a receber	9	8	12	23	11	14	11	13	-	-	101
Ativo Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo de Contratos Transmissão CP	122	107	57	364	187	38	193	181	-	-	1.248
Tributos e contribuições compensáveis	5	10	2	3	3	1	6	8	1	-	39
Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-	-	-	183	(183)	0
Despesas antecipadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços Pedidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços em curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adiantamento a fornecedor	0	2	4	(1)	5	15	10	3	0	-	39
Outros créditos	1	1	1	2	1	1	1	1	35	(2)	40
<b>Não circulante</b>	<b>638</b>	<b>594</b>	<b>1.150</b>	<b>1.675</b>	<b>796</b>	<b>1.176</b>	<b>858</b>	<b>1.107</b>	<b>3.026</b>	<b>(3.021)</b>	<b>7.999</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>638</b>	<b>594</b>	<b>1.150</b>	<b>1.675</b>	<b>796</b>	<b>1.176</b>	<b>858</b>	<b>1.107</b>	<b>3.024</b>	<b>(3.021)</b>	<b>7.998</b>
Ativo Financeiro										-	-
Ativo de Contratos Transmissão LP	629	584	1.138	1.672	786	1.174	852	1.107	-	-	7.943
Tributos a Compensar	-	-	-	1	0	0	5	0	-	-	7
Títulos e valores mobiliários	9	9	11	-	8	-	-	-	-	-	38
Intangível	0	0	1	1	1	1	1	0	3	-	10
Investimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	3.021	(3.021)	0
Despesa Antecipada LP	0	-	0	0	0	0	0	-	-	-	0
<b>Permanente</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>2</b>
Imobilizado	0	0	0	0	-	-	0	0	2	-	2
<b>Total do ativo</b>	<b>811</b>	<b>745</b>	<b>1.234</b>	<b>2.174</b>	<b>1.020</b>	<b>1.275</b>	<b>1.096</b>	<b>1.346</b>	<b>3.270</b>	<b>(3.206)</b>	<b>9.765</b>
<b>Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)</b>											
<b>Circulante</b>	<b>54</b>	<b>44</b>	<b>61</b>	<b>51</b>	<b>76</b>	<b>14</b>	<b>38</b>	<b>120</b>	<b>210</b>	<b>(185)</b>	<b>483</b>
Fornecedores	1	2	3	18	13	12	10	6	1	-	65
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	-	0	-	0	-	-	-	0	6	-	6
Encargos de dívidas	7	8	9	-	6	-	3	4	-	-	38
Provisões de encargos setoriais	0	0	0	1	0	0	0	1	-	-	3
Empréstimos e financiamentos	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	14	25	-	-	38
Debêntures	1	1	7	-	1	-	1	2	9	-	21
Impostos e contribuições a recolher	1	2	0	3	1	2	1	2	2	-	13
Impostos e contribuições sociais	0	0	0	3	3	0	4	1	0	-	12
Dividendos	42	31	-	25	1	-	5	80	190	(183)	191
Outras contas a pagar	1	0	42	1	51	0	0	1	2	(2)	97
<b>Não circulante</b>	<b>566</b>	<b>545</b>	<b>785</b>	<b>1.432</b>	<b>587</b>	<b>785</b>	<b>657</b>	<b>864</b>	<b>814</b>	<b>-</b>	<b>7.036</b>
Empréstimos e financiamentos LP	349	361	438	977	287	478	224	407	-	-	3.521
Debêntures LP	60	49	97	-	70	-	143	200	814	-	1.432
Incentivos fiscais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impostos e contribuição social diferido	81	63	138	257	135	190	130	124	-	-	1.119
Pis e Cofins Diferidos	76	72	112	198	93	115	100	133	-	-	899
Mútuo compartes relacionadas	-	-	-	-	-	-	60	(0)	-	-	60
Outras contas a pagar LP	-	-	-	-	2	2	0	-	-	-	4
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>191</b>	<b>156</b>	<b>388</b>	<b>692</b>	<b>357</b>	<b>475</b>	<b>401</b>	<b>362</b>	<b>2.246</b>	<b>(3.021)</b>	<b>2.246</b>
Capital social	92	95	119	210	89	105	147	171	288	(1.028)	288
Reservas de capital	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-	6
Reservas de lucros	86	53	275	452	263	355	240	160	1.863	(1.882)	1.863
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucros acumulados	13	8	(6)	30	4	16	15	31	89	(111)	89
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>811</b>	<b>745</b>	<b>1.234</b>	<b>2.174</b>	<b>1.020</b>	<b>1.275</b>	<b>1.096</b>	<b>1.346</b>	<b>3.270</b>	<b>(3.206)</b>	<b>9.765</b>

**Brasília, August 10<sup>th</sup>, 2021** - Equatorial Energia S.A., holding acting on the Brazilian electrical sector, on the distribution, transmission, generation, commercialization and services segments (B3: EQTL3; USOTC: EQUEY) announces today its results for the second quarter (2Q21) and first semester of 2021 (1S21).

**Consolidated Adjusted EBITDA reached R\$ 1,223 million on the quarter (+42.7% vs 2Q20),  
with a raise of the Net Adjusted Results of 10.9% (R\$ 429 million).  
The Company advances its growth strategy with CEA's acquisition.**

- **Consolidated Adjusted EBITDA reached R\$ 1,223 million** in the quarter, a raise of 42.7%, mainly impacted by the raise of the sales on DisCos, the raise of the Parcel B Tariff, and the low levels of PDA.
- **The Billed Volume** reached **5,921 GWh**, with a consolidated raise of **10.7%** when compared to the same quarter of the last year. Piauí and Pará presented raises of 14.7% and 13.2%, respectively, and Maranhão and Alagoas, both grew 7.2%.
- **Total Losses dropped in most of the 4 DisCos when compared to the 1Q21**, in the states of **Alagoas** (22.5%, -0.5p.p.) and **Piauí** (20.6%, -0.7p.p.) by the seventh and ninth consecutive quarter, respectively, there was also a reduction in **Pará** (30.1%, -0.6p.p.) and a raise in **Maranhão** (19.2%, +0.5p.p.), DisCo with the smallest level of losses in the group.
- In the 2Q21, **Equatorial's consolidated Investments** reached **R\$ 473 million**, a drop of 21.3% when compared to the 2Q20, result of the conclusion of the transmission projects.
- **Consolidated Leverage** in the 2Q21 reached **2.0x**, measured by **Net Debt / Adjusted EBITDA**, benefit for the larger level of cash and cash equivalents in the amount of **R\$8.1 billion**, due to the strong cash Generation of the period.
- **The Annual Tariff Adjustment Index** for **Equatorial Pará**, on August 06, 2021 (3Q21), with an average effect for **customers of +9.01%**. The **Parcel B** presented a **raise of 34%**, reaching **R\$ 2.9 billion**.
- In July 01, ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) issued the Final Release Term (TLD) for 100% of the annual revenues (RAP) of the asset SPV 03, in the value of R\$ 116.5 million. With the entry of this SPV, Equatorial Transmissão has all assets operating.
- In July 02, Equatorial Serviços S.A. acquired E-Nova Instalação e Manutenção Ltda, focused on offering technical solutions in energy efficiency and electricity generation from renewable sources, including through distributed generation.
- In June 28, the Equatorial Energia Group won the auction **for the acquisition of the shareholding control of CEA**, distribution concessionary of the state of Amapá. The acquisition depends on the completion of conditions precedent and regulatory authorizations.
- **Completed the acquisition process of CEEE-D**, on July 8, 2021, with signature of the purchase and sale agreement, after observing the precedent conditions and regulatory approvals.

Financial Highlights (R\$ MM)	2Q20	2Q21	Var.	1S20	1S21	Var.
<b>Net Operating Revenues (NOR)</b>	<b>3,482</b>	<b>4,272</b>	<b>22.7%</b>	<b>7,689</b>	<b>8,695</b>	<b>13.1%</b>
<b>Adjusted EBITDA (Quarter)</b>	<b>857</b>	<b>1,223</b>	<b>42.7%</b>	<b>1,926</b>	<b>2,304</b>	<b>19.6%</b>
<i>EBITDA Margin (% NOR)</i>	24.6%	28.6%	4.0 p.p.	25.1%	26.5%	1.4 p.p.
<b>Adjusted EBITDA (Last 12 monts)</b>	<b>4,730</b>	<b>5,155</b>	<b>9.0%</b>	<b>4,730</b>	<b>5,155</b>	<b>9.0%</b>
<b>Adjusted Net Income</b>	<b>387</b>	<b>447</b>	<b>15.4%</b>	<b>762</b>	<b>853</b>	<b>11.9%</b>
<i>Net Income Margin (% NOR)</i>	11.1%	10.5%	-0.7 p.p.	9.9%	9.8%	-0.1 p.p.
Net Income per Share (R\$ / share)	0.38	0.44	15.4%	0.75	0.84	11.9%
<b>Investments</b>	<b>601</b>	<b>473</b>	<b>-21.3%</b>	<b>1,167</b>	<b>844</b>	<b>-27.7%</b>
<b>Net Debt</b>	<b>10,933</b>	<b>10,298</b>	<b>-5.8%</b>	<b>10,933</b>	<b>10,298</b>	<b>-5.8%</b>
Net Debt / Adj EBITDA (Last 12 months)	2.3	2.0	-0.3 x	2.3	2.0	-0.3 x
Cash / Short Term Debt	2.2	3.1	0.9 x	2.2	3.1	0.9 x

Financial Highlights (R\$ MM)	2Q20	2Q21	Var.	2020	2021	Var.
EQTL Maranhão	203	302	48.6%	431	636	48%
EQTL Pará	219	415	89.7%	530	817	54%
EQTL Piauí	42	156	275.6%	95	287	203%
EQTL Alagoas	56	97	73.3%	110	206	87%
Transmissão (Regulatory)	84	254	202.4%	161	468	191%
Operating Highlights	2Q20	2Q21	Var.	1S20	1S21	Var.
<b>Sold Energy (GWh)</b>	<b>5,349</b>	<b>5,921</b>	<b>10.7%</b>	<b>10,929</b>	<b>11,725</b>	<b>7.3%</b>
<b>Number of Consumers ('000)</b>	<b>7,709</b>	<b>7,876</b>	<b>2.2%</b>	<b>7,709</b>	<b>7,876</b>	<b>2.2%</b>

*For comparison purposes, 2Q21 does not consider an adjustment of R\$ 283 million, referring to gains and losses on the realization of the contract asset of the transmission companies, with a positive impact on the "Net Operating Revenue (NOR)" line and a negative impact on "Costs of Electric Energy", with no impact in the semester.*

## **1. Conference Call**

**CONFERENCE CALL IN PORTUGUESE WITH  
SIMULTANEOUS TRANSLATION TO ENGLISH**

THURSDAY, AUGUST 12, 2021

14H00 (BRAZILIAN TIME ZONE)

13H00 (US-EDT)

PHONES: +55 11 3181-8565 / +55 11 4210-1803

+1 412 717-9627 / +1 844 204-8942

CODE: EQUATORIAL

- Participants should connect approximately 10 minutes before the start of the call.
- SLIDES AND WEBCAST: The presentation slides will be available for viewing and download on the investor relations section of our website <http://www.equatorialenergia.com.br/ri> as of the date of the calls. The audio of the calls will be transmitted live on the internet on the same site, remaining available after the event.

### **Investor Relations**

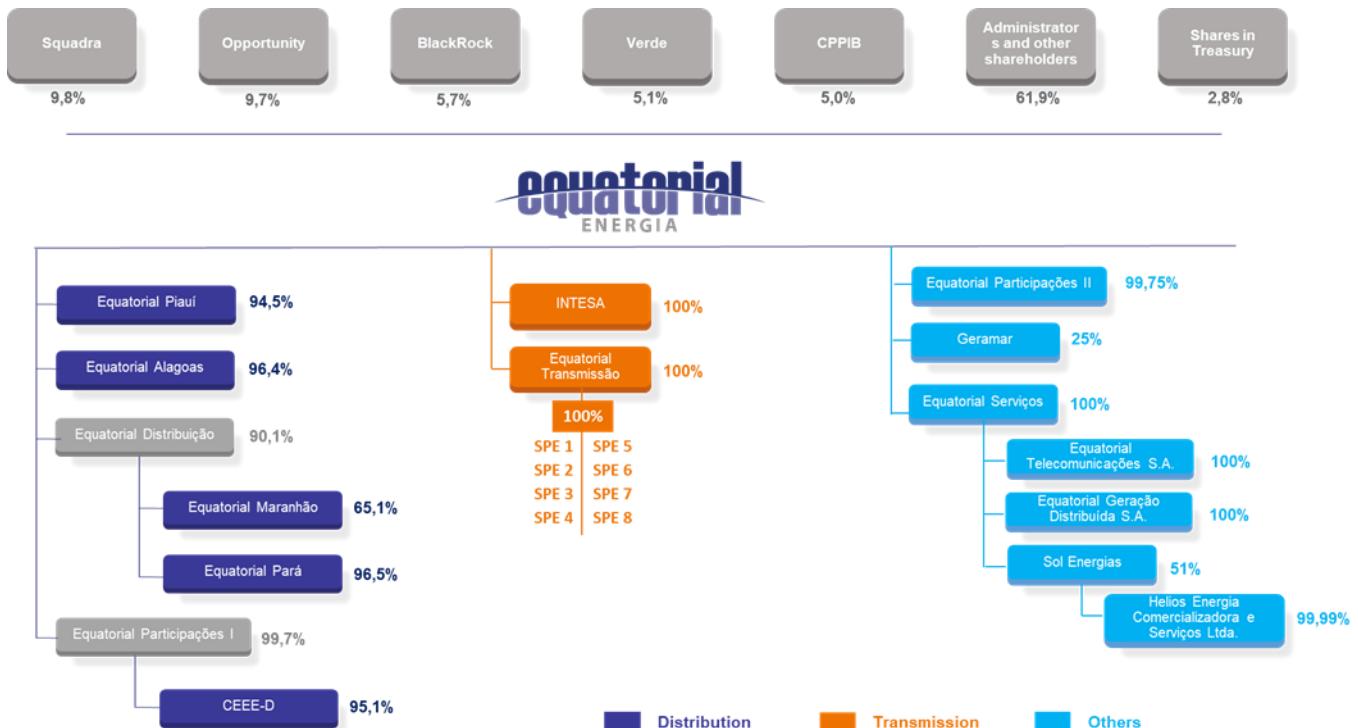
---

- E-mail: [ri@equatorialenergia.com.br](mailto:ri@equatorialenergia.com.br)
- Website: [www.equatorialenergia.com.br](http://www.equatorialenergia.com.br)

<u>1.CONFERENCE CALL .....</u>	2
<u>INVESTOR RELATIONS .....</u>	2
<u>2. SHAREHOLDERS STRUCTURE .....</u>	4
<u>3. EQUATORIAL TRANSMISSÃO .....</u>	4
<u>4. OPERATING PERFORMANCE.....</u>	6
<u>5. ECONOMIC AND FINANCIAL PERFORMANCE.....</u>	15
5.1 CONSOLIDATED ECONOMIC AND FINANCIAL PERFORMANCE .....	15
5.1.1 – OPERATING REVENUES.....	16
5.1.2 – COSTS AND EXPENSES.....	18
5.2 ECONOMIC AND FINANCIAL PERFORMANCE– TRANSMISSION SEGMENT .....	28
5.2.1 EQUATORIAL TRANSMISSÃO - SPVs 01 TO 08 .....	28
5.2.2 INTESA .....	30
<u>6. REGULATORY HIGHLIGHTS .....</u>	31
6.1 TARIFF REVIEW- TRANSMISSION .....	31
6.3 REGULATORY ASSET BASE .....	32
6.4 PARCEL B .....	33
6.5 REAGULATORY ASSETS AND LIABILITIES .....	33
<u>7. DEBT .....</u>	35
7.1 – CONSOLIDATED DEBT.....	35
7.2 – FUNDING.....	37
<u>8. INVESTMENTS.....</u>	38
<u>9. CAPITAL MARKETS.....</u>	38
<u>10. SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITORS.....</u>	39
<u>WARNING .....</u>	39
<u>ANNEX 1 – MANAGER RESULTS – ISOLATED SYSTEM - EQUATORIAL PARÁ (R\$ MN).....</u>	40
<u>ANNEX 2 – INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION RATE (R\$ MM).....</u>	40
<u>ANNEX 3 – CONSOLIDATED INCOME STATEMENT (R\$ 000') .....</u>	40
<u>ANNEX 4 – INCOME STATEMENTS PER COMPANY (R\$ MN) .....</u>	45
<u>ANNEX 5 – BALANCE SHEET (R\$ MN) .....</u>	48

## 2. Shareholder's Structure

The table below represents the simplified version of the Equatorial Energia Group. The information contained in this section reflects the current shareholding structure, as it is in the same date of this Earnings Release. These positions reflect a monitoring made by the Company.



## 3. Equatorial Transmissão

Currently, Equatorial Energia, through Equatorial Transmissão has 8 concluded transmission lines, and 100% direct stake at Intesa, an operational transmission line. Active Revenues today reached R\$ 1,220.2 million.

### 3.1 Summary of the projects

Data base: 06/2021

Information	Intesa	SPV 1	SPV 2	SPV 3	SPV 4	SPV 5	SPV 6	SPV 7	SPV 8
Aneel Concession Contract nº	02/2006	07/2017	08/2017	10/2017	12/2017	13/2017	14/2017	20/2017	48/2017
Location	TO/GO	BA	BA	BA/PI	BA/MG	BA/MG	MG	PA	PA
Km of Grid	695	250	235	372	588	250	325	129	434
Line Tension	500	500	500	500	500	500	500	230/500	230
Concession due till	4/27/2036	2/10/2047	2/10/2047	2/10/2047	2/10/2047	2/10/2047	2/10/2047	2/10/2047	7/21/2047
Operation Starts	5/30/2008	5/1/2020	1/22/2020	6/1/2021	10/31/2020	12/23/2020	03/05/2021*	9/22/2020	6/3/2019
Revenues	182,590,360.39	95,217,491.56	86,355,384.64	125,884,981.56	227,055,401.42	104,772,027.12	129,896,418.44	109,839,234.07	158,569,237.70
Revenue Adjustment Index	IPCA								
Revenue Reduction by 50%	Yes	No							
Tariff Review	Yes								
Indirect Taxes	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Taxes Regime	Real Profit/Quarter								
Sudam/Sudene benefit	Yes								
Sudam/Sudene percentage	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%

\*On October 31, 2020, commercial operation of 50.6% of SPE 04 was started, equivalent to a RAP (Annual Allowed Revenue) of R\$ 106.3 million (values from Jun / 20). The rest of the revenue currently comes from the Revenue Release Term (TLR) issued by the National System Operator (ONS), totaling R\$ 213 million. Although 100% completed, SPE 04 has 49.4% of its structure unable to enter into operation because it is awaiting completion of a substation to which SPE 04 will be connected, owned by another transmission company.

\*\* Considers, for SPE06, the Revenue Release Term (TLR) issued on April 9, 2021 by the National System Operator (ONS). Although the project is 100% complete, the start of operation to complete the structure (substation) to which SPE 06 will be connected, owned by another transmission company. In this way, TLR was issued retroactively to data from March 5, 2021.

### 3.2 Long Term Funding

100% of the funding needs for all the SPEs is already secured, considering an approximate 80% leverage for each project. From the total secured, 96% has already been disbursed (R\$ 4.6 billion), necessary funding to cover the progress of the construction. The main funding was obtained from 3 different sources – BNDES, Banco do Nordeste and FDA (Amazon Development Fund) – being supplemented by infrastructure debentures to reach the leverage goal for each SPE, as the structure demonstrated below.

SPV	Source	Secured	Disbursed	%
SPV 1	Banco do Nordeste	343	338	
	Debentures	55	55	
	<b>Total</b>	<b>398</b>	<b>393</b>	<b>99%</b>
SPV 2	Banco do Nordeste	353	350	
	Debentures	45	45	
	<b>Total</b>	<b>398</b>	<b>395</b>	<b>99%</b>
SPV 3	Banco do Nordeste	425	425	
	Debentures	90	90	
	<b>Total</b>	<b>515</b>	<b>515</b>	<b>100%</b>
SPV 4	BNDES	822	813	99%
SPV 5	Banco do Nordeste	356	278	
	Debentures	66	66	
	<b>Total</b>	<b>422</b>	<b>344</b>	<b>81%</b>
SPV 6	BNDES	419	412	98%
SPV 7	FDA	293	224	
	Debentures	130	130	
	<b>Total</b>	<b>423</b>	<b>354</b>	<b>84%</b>
SPV 8	FDA	495	465	
	Debentures	189	189	
	<b>Total</b>	<b>684</b>	<b>654</b>	<b>96%</b>
EQTT	Debentures	800	800	
	<b>Total</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>100%</b>
<b>Total Equatorial Transmissão</b>		<b>4,881</b>	<b>4,680</b>	<b>96%</b>

## 4. OPERATING PERFORMANCE

---

### 4.1 Electric Energy Sales – Consolidated by Class

Consumption Class (MWh)	2Q20	2Q21	Var.	1S20	1S21	Var.
<b>Consolidated ((MA + PA + PI + AL))</b>						
Residential	2,657,697	2,817,002	6.0%	5,207,364	5,568,267	6.9%
Industrial	212,127	222,072	4.7%	438,642	445,050	1.5%
Commercial	757,159	892,219	17.8%	1,690,271	1,773,228	4.9%
Others	1,051,267	1,095,163	4.2%	2,184,336	2,195,325	0.5%
<b>Total (Captive)</b>	<b>4,678,250</b>	<b>5,026,456</b>	<b>7.4%</b>	<b>9,520,614</b>	<b>9,981,869</b>	<b>4.8%</b>
Industrial	434,694	516,117	18.7%	911,334	1,018,343	11.7%
Commercial	189,370	295,451	56.0%	408,580	561,861	37.5%
Others	6,225	40,037	543.2%	9,095	76,978	746.4%
<b>Free Consumers</b>	<b>630,289</b>	<b>851,605</b>	<b>35.1%</b>	<b>1,329,009</b>	<b>1,657,182</b>	<b>24.7%</b>
<b>Connection - Others DisCos</b>	<b>40,097</b>	<b>43,437</b>	<b>8.3%</b>	<b>79,608</b>	<b>86,278</b>	<b>8.4%</b>
<b>Total (Captive + Free)*</b>	<b>5,348,636</b>	<b>5,921,498</b>	<b>10.7%</b>	<b>10,929,230</b>	<b>11,725,330</b>	<b>7.3%</b>

(\*) Considers captive, free, connection and own consumption

Consumption Class (MWh)	2Q20	2Q21	Var.	1S20	1S21	Var.
Equatorial Maranhão	1,561,073	1,674,008	7.2%	3,115,697	3,311,840	6.3%
Equatorial Pará	2,036,276	2,305,201	13.2%	4,125,587	4,472,356	8.4%
Equatorial Piauí	869,112	996,648	14.7%	1,773,860	1,950,097	9.9%
Equatorial Alagoas	882,175	945,641	7.2%	1,914,087	1,991,036	4.0%
<b>Total (Captive + Free)</b>	<b>5,348,636</b>	<b>5,921,498</b>	<b>10.7%</b>	<b>10,929,231</b>	<b>11,725,330</b>	<b>7.3%</b>

In 2Q21, the consumption of electricity in the captive and free markets grew by 10.7% on a consolidated basis at Equatorial (considering the sum of the markets of Maranhão, Pará, Piauí and Alagoas). Among the classes, the highlight was the resumption of the commercial segment, with a strong increase of 17.8%, followed by residential, growing 6.0%. Individually, the highlights of the quarter were Equatorial Piauí and Pará, with growth of 14.7% and 13.2%, respectively. Equatorial Maranhão and Alagoas grew 7.2%.

Analyzing the figures individually, we would like to highlight:

Billed Volume - MWh MWh	2Q21					1S21				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residential	883,054	1,045,654	483,722	404,573	2,817,002	1,761,592	2,023,390	957,154	826,130	5,568,267
Industrial	47,123	109,896	32,019	33,034	222,072	93,050	219,697	64,468	67,835	445,050
Commercial	223,039	353,716	159,711	155,753	892,219	445,136	686,054	316,495	325,543	1,773,228
Others	344,546	357,957	210,001	182,658	1,095,163	671,153	697,099	405,192	421,881	2,195,325
<b>Total (Captive)</b>	<b>1,497,762</b>	<b>1,867,222</b>	<b>885,453</b>	<b>776,019</b>	<b>5,026,456</b>	<b>2,970,931</b>	<b>3,626,240</b>	<b>1,743,309</b>	<b>1,641,390</b>	<b>9,981,869</b>
Industrial	91,763	270,207	22,015	132,133	516,117	176,916	532,471	38,617	270,339	1,018,343
Commercial	82,238	143,848	36,095	33,270	295,451	158,119	267,325	65,920	70,496	561,861
Others	852	23,923	15,261	-	40,037	2,655	46,320	28,003	-	76,978
<b>Free Consumers</b>	<b>174,853</b>	<b>437,979</b>	<b>73,371</b>	<b>165,403</b>	<b>851,605</b>	<b>337,690</b>	<b>846,116</b>	<b>132,540</b>	<b>340,836</b>	<b>1,657,182</b>
Connection - Others DisCos	1,393	-	37,824	4,220	43,437	3,219	-	74,248	8,811	86,278
<b>Total (Captive + Free)</b>	<b>1,674,008</b>	<b>2,305,201</b>	<b>996,648</b>	<b>945,641</b>	<b>5,921,498</b>	<b>3,311,840</b>	<b>4,472,356</b>	<b>1,950,097</b>	<b>1,991,036</b>	<b>11,725,330</b>
	7.2%	13.2%	14.7%	7.2%	10.7%	6.3%	8.4%	9.9%	4.0%	7.3%
Billed Volume - MWh MWh	2Q20					1S20				
MWh	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residential	861,436	952,468	446,318	397,475	2,657,697	1,679,244	1,843,537	884,724	799,859	5,207,364
Industrial	48,796	99,184	30,326	33,821	212,127	97,331	205,608	64,031	71,673	438,642
Commercial	197,594	301,033	130,397	128,135	757,159	430,450	646,890	306,282	306,649	1,690,271
Others	325,317	353,481	194,075	178,395	1,051,267	645,863	729,876	388,473	420,124	2,184,336
<b>Total (Captive)</b>	<b>1,433,142</b>	<b>1,706,166</b>	<b>801,116</b>	<b>737,825</b>	<b>4,678,250</b>	<b>2,852,887</b>	<b>3,425,911</b>	<b>1,643,510</b>	<b>1,598,305</b>	<b>9,520,614</b>
Industrial	72,266	233,192	9,911	119,324	434,694	141,550	495,486	20,177	254,120	911,334
Commercial	53,420	94,769	20,409	20,773	189,370	115,760	199,950	40,080	52,790	408,580
Others	814	2,149	3,262	-	6,225	1,594	4,239	3,262	-	9,095
<b>Free Consumers</b>	<b>126,500</b>	<b>330,110</b>	<b>33,581</b>	<b>140,097</b>	<b>630,289</b>	<b>258,904</b>	<b>699,675</b>	<b>63,519</b>	<b>306,910</b>	<b>1,329,009</b>
Connection - Others DisCos	1,430	-	34,415	4,253	40,097	3,906	-	66,831	8,871	79,608
<b>Total (Captive + Free)</b>	<b>1,561,073</b>	<b>2,036,276</b>	<b>869,112</b>	<b>882,175</b>	<b>5,348,636</b>	<b>3,115,697</b>	<b>4,125,587</b>	<b>1,773,860</b>	<b>1,914,087</b>	<b>10,929,230</b>

### EQUATORIAL MARANHÃO

Electricity consumption in Equatorial Maranhão's captive and free markets grew by 7.2% in 2Q21 compared to the same period in 2020, benefiting from the comparative base of the previous period (2Q20), impacted by the social isolation measures adopted in that period to contain the spread of the pandemic. Energy consumption in this quarter was comparatively higher even in the pre-pandemic period, increasing 7.9% compared to 2Q19.

The Residential class, which represents 53% of the total energy distributed by Equatorial Maranhão, grew by 2.5% when compared to the same quarter of the last year, with an increase of approximately 22 GWh. The class's average consumption grew by 1.6%, ranging from 126.1 kWh/customer in 2020 to 128.1 kWh/customer in 2021, due to weather conditions, as much of Maranhão had a lower precipitation level when compared to the same quarter of the previous year.

The industrial segment grew by 14.7% in the quarter. The positive performance is explained by the plant expansion of some customers, in addition to new industries in the State in various sectors of the economy. The sectors that most boosted this result were the manufacturing of chemical products (+39.6%), manufacturing of non-metallic mineral products (+13.5%), extraction of metallic minerals (+10.0%), infrastructure works (+33.4%), extraction of non-metallic minerals (+46.3%) and manufacturing of food products (+5.2%). Together, these sectors were responsible for 79% of the increase in the industrial class in the period.

The commercial segment posted a strong increase of 21.6% in 2Q21 compared to the same period of the previous year, mainly benefited by the progress in the resumption of activities and the comparative effect in relation to 2Q20. It should be noted that this sector of the economy has been the most impacted in the long term by the measures of social isolation resulting from the Covid-19 pandemic. In this quarter, consumption reached a total of 305 GWh,

returning to pre-pandemic levels (304 GWh in 2Q19). The sectors that contributed the most in the quarter were wholesale trade (+14.4%), retail trade (+21.1%), accommodation (+41.9%), services for buildings and landscape activities (+44.2%) and education (+128.4%) which accounted for 78% of the increase in the period.

The consumption of other classes grew by 5.9% compared to the same period in 2020, with an expansion of around 19 GWh. The classes that contributed most positively to this result were the Rural and Public Power, which grew 14.6% and 12.9%, respectively, in the period. In the Rural class, the growth is mainly explained by the increase in the number of consumers in the class, with an increase of around 22.4 thousand clients in 2Q21 compared to 1Q20, as a result of actions to update registration. The behavior of the Public Power class, on the other hand, is largely explained by the resumption of activities in the quarter.

#### **EQUATORIAL PARÁ**

The volume of energy in the Equatorial Pará market grew by 13.2% in 2Q21, reaching 2,305 GWh of distributed energy, an increase of 269 GWh when compared to the same period of the previous year. The positive result is partially explained by the base effect in the most critical period of the pandemic, when more severe measures of social isolation occurred and there was a stoppage of services considered not essential to contain the advance of Covid-19. It is worth mentioning that compared to 2Q19, energy volume grew 10.4%.

The consumption of the residential class, which represents 45% of Equatorial Pará's total sales volume in 2Q21, increased by 9.8% over the same period last year, influenced by favorable weather conditions for energy consumption with below-average rainfall compared to the same period in 2020. Average residential consumption in the period increased by 7.8%, from 136 kWh/customer in 2Q20 to 146 kWh/customer in 2Q21. In addition, there was an increase of approximately 53 thousand customers in the quarter. As for consumers classified as Low Income, the quarter grew by 11.6%, from 692,399 clients in 2Q20 to 772,075 in 2Q21.

The industrial class (captive + free), responsible for 16% of Equatorial Pará's consumption, grew by 14.4% and increased by 48 GWh in 2Q21, mainly influenced by the resumption and recovery of the pandemic period in the product manufacturing sectors food (+13%), beverages (+17%), wood products (+17%), non-metallic minerals (+19%) and metallurgy (+26%) which together represent 72% of the consumption of the class, explained mainly by base effect, with the resumption of economic activities in relation to the previous year.

The total consumption of the commercial class (captive + free) showed a significant growth of 25.7% in sales in 2Q21 compared to the same period of the previous year. The strong growth reflects the return of commercial activities in the state, this class being one of the most affected in the critical period of the pandemic, as a result of social restrictions and stoppage of non-essential activities. The activities that most contributed to the growth of the class were retail trade (+24%), wholesale (+17%), administrative services (+7%) and education (+45%), which together represent 64% of the class.

The other classes (rural, public power, public lighting, public service and own consumption) recorded a 7.4% growth in energy consumption, with an increase of 26 GWh in 2Q21 versus 2Q20. They influenced the increase in Rural consumption (+10.3%), Public Power (12.2%) and Public Service (7.4%). The increase in the Rural class was mainly explained by the increase in the number of consumers, 18.7 thousand customers, as a result of the registration update. The behavior of the Public Power class is largely explained by the resumption of activities in the quarter, while the public service showed growth mainly explained by the increase in consumption by high voltage customers and new installations.

#### **EQUATORIAL PIAUÍ**

Equatorial Piauí's electricity consumption grew by 14.7% in 2Q21 compared to the same period in 2020, representing an increase of approximately 124 GWh, from 869.1 GWh in 2020 to 996.6 GWh in 2021. The result is partially explained by the positive effect compared to 2Q20, which registered weaker consumption due to the restrictive measures to

combat the pandemic. It's important to note that when we look at the numbers in relation to 2Q19, we have a growth of 11.2% in 2Q21.

The consumption of the residential class, which represents 50% of Equatorial Piauí's total sales, grew by 8.4% in 2Q21 compared to the same period of the previous year. Even with the return of economic activities, the residential class continues to show strong performance, with an increase in average consumption, benefiting from changes resulting from the context of the pandemic. In addition to the increased consumption of this class, the performance in the quarter also reflects the effect of actions to combat loss, with a reduction of 10.6 GWh, corresponding to 4.15%.

Industrial class energy consumption (captive+free) grew by 34.3% in 2Q21 compared to 2Q20. The positive performance is mainly explained by the comparative effect with 2Q20, the peak of the restriction actions related to the context of the pandemic, and reflects the resumption of current activities, led by the Mining (28.8%) and Beverages (27, 4%) and by a large client in the packaging manufacturing sector, which is the second largest industrial client in Piauí, which grew by approximately 131% in 2Q21. The increase in energy was 2.7 GWh, equivalent to 20% of the entire increase in the class in the quarter. When comparing 2Q21 with 2Q19 (without pandemic effect), there is a 4.7% growth, which demonstrates real growth compared to pre-pandemic levels.

The commercial class (captive + free) presented a strong growth of 29.8% in 2Q21 compared to 2Q20. The class suffered a great impact from the social isolation in the state in 2020, with reflexes still in the result of the current quarter. Despite the high growth of the class, the result for the quarter points to the resumption of consumption levels prior to the pandemic. It's noteworthy that, in 2020, the commercial class lost approximately 4,000 customers compared to 2021. Therefore, the 45 GWh increase in the quarter demonstrates a recovery of customers who managed to remain active even with unfavorable economic conditions, ratified by 36.12% increase in the average consumption of the class. In this scenario, we highlight the retail trade sector, mainly malls and stores.

Consumption by other classes (rural, public power, public lighting, and public service) in 2Q21 grew by 14.2% over the same period of the previous year. The quarter's result is mainly driven by the Rural class, which grew 43.2% due to the reclassification of previously residential customers, adding 21 GWh to the quarter.

#### **EQUATORIAL ALAGOAS**

In 2Q21, electricity consumption in Equatorial Alagoas' captive and free markets grew by 7.2% compared to 2Q20, as a result of the recovery compared to the same period of the previous year, which was strongly affected by the pandemic scenario, in addition to the increase in the number of customers (+3.3%).

The consumption of the residential class, corresponding to 43% of the total sales per class of Equatorial Alagoas in 2Q21, grew by 1.8% in the period, with an increase of approximately 7 GWh. This increase is related to the increase of approximately 26 thousand consumers, adding around 3 GWh, and the changes in the level of consumption resulting from the context of the pandemic. As for the consumers classified as Low Income, it presented an increase of 14.4%, going from 305 thousand customers in 2Q20 to 349 thousand in 2Q21, as a result of the effort to update customer records.

Industrial class energy consumption (captive and free) grew by 7.9% in 2Q21 when compared to the same period in 2020. The positive performance is explained by the improvement of the industrial sector in the State and by the weakened 2020 comparison base by the pandemic.

The consumption of the commercial class (captive and free) presented a significant growth of 26.9% in relation to the same period of the previous year. It should be noted that this sector of the economy has so far been the most impacted in the long term by the social isolation measures resulting from the Covid-19 pandemic, which explains the strong growth in 2Q21, compared to the period of greater restrictive measures last year.

The consumption of other classes (rural, public power, public lighting, and public service) grew by 2.4% compared to the same period in 2020, with an increase of about 4 GWh. The classes that contributed most positively to this result were Public Power and Rural, which grew, respectively, 4.5% and 2.9% in the period. The increase in the Public Power class is largely explained by the resumption of various activities over the period and the reduction of the restriction measures in force at the time. In the Rural class, the growth is mainly explained by the increase in the number of class consumers, with an increase of around 10.6 thousand customers in 2Q21 compared to 2Q20, due to registration update actions and migrations of the residential class.

## 4.2 Number of Consumers – Consolidated by Class

In 2Q21, the total number of consolidated consumer units grew 2.2% compared to 2Q20, highlighting the increase in the Residential class (conventional and low-income).

It is worth highlighting the growth of 11.9% or 166.1 thousand consumers classified as low-income compared to 2Q20, as a result of the Company's efforts to register consumers eligible for the benefit, which intensified after the start of Covid-19. Among the efforts made, we highlight the possibility of registering new customers in this class through WhatsApp, in addition to carrying out campaigns with counties and developing tools that integrate information and facilitate registration, in order to ensure that families who are entitled to social tariff can enjoy the benefit. It is worth noting that the de-registration of low-income consumers, initially planned until March/21 (REN 891/20), and extended until June 30/21 by REN 928/21, will remain in force until September 30/21 (REN 936/21).

There is also a 22% growth in the number of consumers in the other class, due to re-registration measures aimed at registering consumers who can be recognized in the rural class. This class has a subsidy that can vary according to the client's profile, being 4% for group A clients on the blue or green tariffs and, as a maximum subsidy, 90% for the Rural Irrigante group A at the reserved time.

Individually, it is worth noting the increase in the total customer base in all distributors, especially in the states of Piauí and Alagoas, which grew 3.3%, as shown in the table below.

Number of Consumers (Captive + Free)	2Q20					2Q21				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residential - Regular	1,507,454	1,655,639	690,483	723,971	4,577,547	1,438,238	1,616,324	642,254	705,648	4,402,464
Residencial - Low Income	776,140	692,399	418,493	305,002	2,192,034	866,391	772,414	465,374	349,015	2,453,194
Industrial	7,365	3,947	2,653	1,870	15,835	6,825	4,070	2,420	1,985	15,300
Commercial	139,229	169,751	89,471	65,040	463,491	129,037	163,090	85,255	65,325	442,707
Others	133,916	195,356	96,318	34,991	460,581	156,660	214,625	144,838	45,810	561,933
<b>Total</b>	<b>2,564,104</b>	<b>2,717,092</b>	<b>1,297,418</b>	<b>1,130,874</b>	<b>7,709,488</b>	<b>2,597,151</b>	<b>2,770,523</b>	<b>1,340,141</b>	<b>1,167,783</b>	<b>7,875,598</b>
<i>Var.% (2Q21 vs 2Q20)</i>						<b>1.3%</b>	<b>2.0%</b>	<b>3.3%</b>	<b>3.3%</b>	<b>2.2%</b>

## 4.3 Energy Balance

Energy Balance (MWh)	2Q20	2Q21	Var.	1S20	1S21	Var.
<b>Maranhão</b>						
Required Energy	1,917,923	2,118,874	10.5%	3,794,583	4,106,806	8.2%
<b>Injected Energy</b>	<b>1,917,923</b>	<b>2,118,874</b>	<b>10.5%</b>	<b>3,794,583</b>	<b>4,106,806</b>	<b>8.2%</b>
Distributed Energy*	1,559,643	1,672,615	7.2%	3,111,791	3,308,621	6.3%
Connection w/ Other DisCos	1,430	1,393	-2.6%	3,906	3,219	-17.6%
Total Losses	356,851	444,866	24.7%	678,886	794,966	17.1%
<b>Pará</b>						
Interconnected System	2,923,331	3,200,990	9.5%	5,807,054	6,203,934	6.8%
Isolated Systems	73,493	69,074	-6.0%	147,637	132,541	-10.2%
<b>Injected Energy</b>	<b>2,996,824</b>	<b>3,270,063</b>	<b>9.1%</b>	<b>5,954,691</b>	<b>6,336,474</b>	<b>6.4%</b>
Distributed Energy*	2,036,276	2,305,201	13.2%	4,125,587	4,472,356	8.4%
Total Losses	960,548	964,863	0.4%	1,829,104	1,864,118	1.9%
<b>Piauí</b>						
Interconnected System	1,125,802	1,242,679	10.4%	2,243,130	2,407,329	7.3%
<b>Injected Energy</b>	<b>1,125,802</b>	<b>1,242,679</b>	<b>10.4%</b>	<b>2,243,130</b>	<b>2,407,329</b>	<b>7.3%</b>
Distributed Energy*	834,698	958,824	14.9%	1,707,029	1,875,849	9.9%
Connection w/ Other DisCos	34,415	37,824	9.9%	66,831	74,248	11.1%
Total Losses	256,691	246,031	-4.2%	469,270	457,232	-2.6%
<b>Alagoas</b>						
Interconnected System	1,162,545	1,204,785	3.6%	2,548,058	2,576,479	1.1%
<b>Injected Energy</b>	<b>1,162,545</b>	<b>1,204,785</b>	<b>3.6%</b>	<b>2,548,058</b>	<b>2,576,479</b>	<b>1.1%</b>
Distributed Energy*	877,922	941,421	7.2%	1,905,215	1,982,225	4.0%
Connection w/ Other DisCos	4,253	4,220	-7.6%	8,871	8,811	-7.7%
Total Losses	280,370	259,144	-7.6%	633,972	585,443	-7.7%

The energy injected in **Maranhão** grew 10.5%, when compared to the same period in 2020. The strong growth presented in the period is mainly due to the strong reductions that occurred in 2Q20 due to the need for social isolation and stoppage of non-essential activities such as actions to combat the advance of the covid-19 pandemic. In addition, 2Q21 was influenced by weather conditions with precipitation anomalies with rainfall below historical averages. In May, on the island of São Luís, which represents about 31% of the total injected, there was still a dry period, during the rainy season, causing hotter days. The energy injected by mini/microgeneration has become increasingly relevant in this indicator, representing 1.7% of the total energy injected across the state in the first second of 2021. The growth of this type of energy generation source has grown 122% in 2Q21 when compared to 2Q20, equivalent to an increase of approximately 20 GWh.

Injected energy from **Pará** grew by 9.1% in 2Q21 versus 2Q20. The behavior is directly linked to the base effect in the most critical period of the pandemic, when more severe measures of social isolation occurred, as well as the interruption of services considered not essential to contain the advance of Covid-19. In addition, weather conditions also influenced the growth of injected with rainfall below the historical average by 9.1%, corresponding to 116mm when compared to the same period of the previous year. Also, energy injected by mini/microgeneration continues to show significant growth, representing 1.5% of total injected energy in 2Q21 versus 0.6% in 2Q20, with growth of 165% and an increase of 25 GWh in 2Q21 when compared to the same period of the previous year.

**Piauí's** injected energy increased by 10.4% in 2Q21 when compared to the same period in 2020. As in previous cases, this behavior is mainly due to the comparison with the period of restrictions in effect last year (2Q20). The return of economic activities in the state, reflected in the behavior of the quarter, indicates a return to pre-pandemic levels. It is noteworthy that the result for the quarter still had an unfavorable influence from weather conditions, in this period, the volume of rainfall in Teresina showed an increase of 28.3% compared to 2Q20, especially in May (+76.4%). In Piauí, mini/microgeneration is in strong expansion, currently this generation already represents 3% of all injected energy in the state. In 2Q21, growth was 118% compared to 2Q20, in absolute terms this growth is equivalent to an increase of 20 GWh. With a total of 18,255 customers, the largest share is attributed to the residential class, which holds 70% of consumers with distributed generation, followed by the commercial class with a 25% share. Compared to 2Q20, the number of customers increased by 161% (7,007 customers in Jun/20).

Injected energy at **Equatorial Alagoas** grew by 3.6% in 2Q21, when compared to the same period in 2020, also benefiting from the comparative effects with 2Q20, the most acute period of the pandemic. It is worth noting the growth of energy injected by mini/microgeneration, representing 1.0% of the total injected throughout the state, in the second quarter of 2021, an increase of 158% when compared to 2Q20, equivalent to approximately 7.3 GWh.

#### Contractual coverage levels for energy purchase

According to the rules currently in force, distributors that are within the percentage of 100% to 105% of contracting on their energy requirement will have full tariff coverage.

The level of contracting foreseen in 2021, for Equatorial Maranhão, Pará, Piauí and Alagoas, is 101.4%, 99.15%, 105.91% and 106.92%, respectively. In the case of Pará, we participated in a mechanism in July/2021 to restore the contractual backing. For the other DisCos, with a percentage above 105%, such leftovers are being considered as involuntary, not affecting the companies' results.

#### 4.4 Losses in Energy Distribution

DisCos	2Q20	3Q20	4Q20	1Q21	2Q21	Regulatory
<b><u>Total Losses / Injected Energy</u></b>						
Equatorial Maranhão	18.2%	18.3%	18.5%	18.6%	19.2%	17.7%
Equatorial Pará	29.8%	29.9%	30.8%	30.7%	30.1%	27.6%
Equatorial Piauí	22.9%	22.5%	21.5%	21.3%	20.6%	20.5%
Equatorial Alagoas	24.0%	23.8%	23.6%	23.1%	22.5%	20.8%
<b><u>Non-Technical Losses / LT</u></b>						
Equatorial Maranhão	9.6%	9.9%	10.2%	10.4%	11.5%	8.9%
Equatorial Pará	38.9%	39.1%	41.5%	41.3%	39.9%	33.0%
Equatorial Piauí	18.7%	17.7%	15.8%	15.3%	14.1%	13.9%
Equatorial Alagoas	29.6%	28.9%	28.2%	27.0%	25.6%	22.0%

In 2Q21, **Equatorial Maranhão's** energy losses increased (0.6 p.p.), impacted by the adverse scenario imposed by the pandemic.

In **Pará**, there was a reduction compared to 1Q21, reflecting the combat actions implemented in the period, which should advance in the coming quarters, with emphasis on the strengthening of the network typology and expansion of the centralized metering system (SMC).

In **Piauí** and **Alagoas**, the process of turnaround and fight against losses continues, and for the seventh consecutive quarter it is possible to observe a drop in the percentage of losses in Alagoas, and for the ninth consecutive quarter in

Piauí, bringing performance closer to the regulatory level. Equatorial Piauí is now only 0.1 percentage point above the regulatory level of losses.

It is worth noting that the de-registration of low-income consumers, initially planned until March (REN 891/20), and extended until June 30 by REN 928/21, will remain in force until September 30 (REN 936/21).

#### 4.5 Collection and Delinquency Provision (PDA)

PDA / GOR (last 12 months)	2Q20	2Q21	Var.
Equatorial Maranhão	3.5%	0.9%	-2.6 p.p.
Equatorial Pará	6.8%	2.1%	-4.7 p.p.
Equatorial Piauí	3.9%	0.3%	-3.6 p.p.
Equatorial Alagoas	3.9%	1.1%	-2.7 p.p.
Consolidated	4.6%	1.2%	-3.3 p.p.

PDA / GOR (last 12 months)	2Q20	2Q21	Var.
Consolidated	93.1%	99.2%	6,1 p.p.
Equatorial Maranhão	94.6%	97.8%	3,2 p.p.
Equatorial Pará	90.4%	98.1%	7,7 p.p.
Equatorial Piauí	95.1%	101.9%	6,8 p.p.
Equatorial Alagoas	95.6%	101.8%	6,2 p.p.

The distributors' PDA levels reflect a great effort made by the collection teams, which are also benefited by a more robust market, compared to what we saw in 2Q20, when we were at the height of the pandemic. As can be seen, all distributors presented a strong reduction in PDA, with Pará, with a reduction of 4.7 p.p., Piauí, with a reduction of 3.6 p.p., and Maranhão, with a reduction of 2.6 p.p.

On the collection side, we can see a strong improvement in the consolidated Collection Ratio (IAR), improving by 6.1 p.p., with emphasis on Equatorial Pará, improving 7.7 pp and Equatorial Piauí, improving by 6.8 p.p. consolidated, the IAR reached 99.2%, an increase of 6.1 p.p. compared to the same period of the previous year (93.1%). It is worth noting that the improvement achieved is the result of the Company's great effort to improve this indicator, highlighting the Energia em Dia program, which draws prizes for customers who remain in good standing, the implementation of the debt renegotiation system online, directly on the distributors' websites and the strong commitment of the teams in the local agencies, in addition to the effort to re-register low-income customers.

## 4.6 Quality Indicators – DEC and FEC

DisCos	2Q20	3Q20	4Q20	1Q21	2Q21	Regulatory
<b>DEC</b>						
Equatorial Maranhão	13.8	13.6	13.4	18.4	19.6	16.1
Equatorial Pará	20.9	21.0	20.2	19.4	19.9	26.2
Equatorial Piauí	32.5	30.3	27.6	26.5	26.7	20.8
Equatorial Alagoas	23.9	21.6	19.3	17.3	18.5	15.5
<b>FEC</b>						
Equatorial Maranhão	6.1	6.0	5.9	7.4	7.7	9.7
Equatorial Pará	11.1	11.1	10.8	10.7	10.84	20.7
Equatorial Piauí	13.5	13.3	12.8	13.1	12.7	14.1
Equatorial Alagoas	11.6	11.1	9.6	9.3	9.2	12.9

The quality and efficiency of the distribution concessionaires' grid is measured by the DEC (Duration Equivalent of Interruption per Consuming Unit that measures the equivalent length of interruptions per consumer, measured in hours per consumer for a given period) and FEC (Frequency Equivalent of Interruption per Consuming Unit, measured as the number of interruptions per consumer for a given period), both in 12 months' period.

**Maranhão** absorbs the effects of atypical events, mainly related to suppliers, which occurred in 1Q21, with emphasis on the failure in the transmission line in January, which caused the interruption of supply for approximately 4.5 hours in the region of São Luís and affecting more than 550,000 customers of the distributor, in addition to the significant increase in occurrences in remote and rural areas.

**Para** we can see a slight increase in DEC by 2.6%, from 19.4 hours to 19.9 hours compared to the previous quarter. The FEC indicator, on the other hand, remained stable compared to the previous quarter (increase of 0.1 p.p.).

In **Piauí**, the indicators continue to evolve, with the DEC indicator slightly increasing by 0.8%, from 26.5 hours to 26.7 hours and the FEC indicator going from 13.1 to 12.7, a reduction of 0.4 p.p.

As for **Alagoas**, there was an increase in the DEC indicator, from 17.3 to 18.5, while the FEC showed an improvement of 0.1 p.p., from 9.3 to 9.2. The increase in DEC is mainly due to the higher rainfall recorded in the quarter, compared to 2Q20. As a result of the turnaround process, Alagoas recorded a 22% reduction in its DEC level, 21% in FEC, compared to the same period last year.

## 5. Economic and Financial Performance

The information in this section reflects the consolidation of the Financial Statements of Equatorial Energia.

### 5.1 Consolidated Economic and Financial Performance<sup>1,2</sup>

Income Statement (R\$ MM)	2Q20	2Q21	Var.	1S20	1S21	Var.
Gross Operating Revenues (GOR)	4,604	5,715	24.1%	10,278	11,561	12.5%
Net Operating Revenues (NOR)	3,482	4,272	22.7%	7,689	8,695	13.1%
Energy Purchase Cost	(2,026)	(2,442)	20.6%	(4,595)	(5,296)	15.3%
Operating Expenses	(583)	(540)	-7.5%	(1,071)	(1,102)	2.9%
<b>EBITDA</b>	<b>873</b>	<b>1,291</b>	<b>47.8%</b>	<b>2,023</b>	<b>2,297</b>	<b>13.6%</b>
Other Operational Revenues/Expenses	0	(2)	-5130.0%	(7)	(20)	175.9%
Depreciation	(162)	(190)	17.3%	(322)	(354)	9.9%
Service Income (EBIT)	691	1,086	57.1%	1,660	1,912	15.2%
Financial Net Results	(65)	(308)	377.5%	(218)	(539)	147.4%
Goodwill Amortization	(56)	(28)	-50.0%	(56)	(56)	0.0%
Operating Results	627	778	24.1%	1,442	1,373	-4.8%
Income Tax	(153)	(146)	-4.3%	(453)	(288)	-36.4%
Minorities	(68)	(122)	78.6%	(143)	(222)	54.8%
<b>Net Income</b>	<b>406</b>	<b>510</b>	<b>25.6%</b>	<b>846</b>	<b>863</b>	<b>2.0%</b>

<sup>1</sup> Net income considers only the participation of the controlling shareholders in the controlled companies

<sup>2</sup>For comparison purposes, 2Q21 does not consider an adjustment of R\$ 283 million, referring to gains and losses on the realization of the contract asset of the transmission companies, with a positive impact on the "Net Operating Revenue (NOR)" line and a negative impact on "Costs of Electric Energy", with no impact in the semester. The adjusted amounts are reflected in Note 24 of the financial statements (ITR 2Q21).

### 5.1.1 - Operating Revenues<sup>3</sup>

Operating Revenues - Cemar	2Q20	2Q21	Var.	1S20	1S21	Var.
<b>(+) Gross Supply Revenues</b>	<b>3,015</b>	<b>3,780</b>	<b>25%</b>	<b>6,660</b>	<b>7,412</b>	<b>11%</b>
Residential	1,699	2,197	29%	3,722	4,299	16%
Industrial	143	166	16%	316	332	5%
Commercial	579	725	25%	1,364	1,433	5%
Other Segments	594	692	17%	1,258	1,347	7%
<b>(+) Industrial Overdemand / Reactive Energy (R\$ MM)</b>	<b>113</b>	<b>178</b>	<b>-58%</b>	<b>233</b>	<b>345</b>	<b>48%</b>
<b>(+) Supply (R\$ MM)</b>	<b>25</b>	<b>82</b>	<b>234%</b>	<b>106</b>	<b>116</b>	<b>9%</b>
<b>(+) Other Revenues (R\$ MM)</b>	<b>538</b>	<b>467</b>	<b>-13%</b>	<b>829</b>	<b>898</b>	<b>8%</b>
Low Income Subsidy	399	190	-52%	543	378	-30%
CDE Subvention	128	162	27%	242	291	20%
Grid Usage	(11)	(42)	-276%	(43)	(82)	-90%
Financial Asset Update	(19)	68	-464%	2	178	10412%
Other Operating Revenues	40	89	121%	85	133	57%
<b>(+) Parcel A Revenues and Others Financial Items</b>	<b>(185)</b>	<b>280</b>	<b>-251%</b>	<b>(189)</b>	<b>722</b>	<b>-482%</b>
<b>(+) Construction Revenues - Distribution</b>	<b>437</b>	<b>428</b>	<b>-2%</b>	<b>833</b>	<b>885</b>	<b>6%</b>
<b>(=) Gross Operating Revenues - Distribution</b>	<b>3,941</b>	<b>5,215</b>	<b>32%</b>	<b>8,471</b>	<b>10,377</b>	<b>23%</b>
<b>(+) Maintenance and Operation Revenue (Transmission)</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>13%</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>10%</b>
<b>(+) Financial Revenues - IRR update</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>N/A</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>N/A</b>
<b>(+) Construction Revenue - Transmission</b>	<b>370</b>	<b>78</b>	<b>-79%</b>	<b>1,207</b>	<b>386</b>	<b>-68%</b>
<b>(+) Energy Transmission</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>-84%</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>-78%</b>
<b>(+) Contract Asset Revenues</b>	<b>227</b>	<b>123</b>	<b>-46%</b>	<b>390</b>	<b>117</b>	<b>-70%</b>
<b>(+) Other Revenues</b>	<b>25</b>	<b>218</b>	<b>780%</b>	<b>65</b>	<b>554</b>	<b>748%</b>
<b>Gross Operating Revenues (R\$ MM)</b>	<b>630</b>	<b>426</b>	<b>-32%</b>	<b>1,678</b>	<b>1,070</b>	<b>-36%</b>
<b>Gross Operating Revenues (R\$ MM)</b>	<b>33</b>	<b>77</b>	<b>133%</b>	<b>129</b>	<b>114</b>	<b>-12%</b>
<b>(+) Deductions from Operating Revenues (R\$ MM)</b>	<b>(1,122)</b>	<b>(1,446)</b>	<b>29%</b>	<b>(2,589)</b>	<b>(2,866)</b>	<b>-11%</b>
Deductions from Transmission Revenues	(67)	(30)	-56%	(170)	(78)	54%
Deductions from Distribution Revenues	(1,042)	(1,406)		(2,388)	(2,768)	
PIS & Cofins Taxes	(241)	(348)	44%	(626)	(681)	-9%
Consumer Charges	(27)	(35)	31%	(57)	(71)	-24%
CDE	(91)	(125)	38%	(181)	(253)	-40%
ICMS - State Tax	(673)	(873)	30%	(1,496)	(1,712)	-14%
ISS - Municipality Tax	(0)	(1)	24%	(2)	(1)	35%
Quality Indicator Compensations	(9)	(24)	161%	(27)	(50)	-85%
Deductions from Revenues - Others	(13)	(10)	23%	(30)	(20)	36%
<b>(=) Net Operating Revenues (R\$ MM)</b>	<b>3,482</b>	<b>4,273</b>	<b>23%</b>	<b>7,689</b>	<b>8,695</b>	<b>13%</b>
<b>(-) Construction Revenues (R\$ MM)</b>	<b>806</b>	<b>505</b>	<b>-37%</b>	<b>2,040</b>	<b>1,271</b>	<b>-38%</b>
<b>(=) Net Operating Revenues w/o Construction Rev (R\$ MM)</b>	<b>2,676</b>	<b>3,767</b>	<b>41%</b>	<b>5,649</b>	<b>7,425</b>	<b>31%</b>

On a consolidated basis, Equatorial's NOR, excluding Construction Revenues, grew 41%, or R\$ 1 billion, when compared to the same period last year. The raise reflects the expansion of markets and Parcel B on the quarter when compared to the same period of the last year.

The reduction in revenue from the low-income subsidy is the result of an emergency policy of the federal government on account of the pandemic, which in 2Q20 increased the subsidy to 100% of the low-income class billing of up to 220 MWh consumed in the month and not just the priority groups, therefore, after the worst pandemic phase, the subsidy

<sup>3</sup> For comparison purposes, 2Q21 does not consider an adjustment of R\$283 million, referring to gains and losses on the realization of contract assets of transmission companies, with a positive impact on the "Revenue Assets of Contract" line. The adjusted amounts are reflected in Note 24 of the financial statements (ITR 2Q21).

returned to considering only the priority groups. Finally, the increase in the line of amounts receivable from Parcel A, mainly refer to the funds from the Covid Account.

In addition to the effects highlighted, the breakdown of revenue in our distribution assets is shown in the table below.

Operating Revenues (R\$ Million)		2Q21					1S21				
		Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
<b>Gross Supply Revenues</b>		<b>1,095</b>	<b>1,515</b>	<b>611</b>	<b>560</b>	<b>3,780</b>	<b>2,101</b>	<b>2,986</b>	<b>1,180</b>	<b>1,144</b>	<b>7,412</b>
Residential		684	867	339	307	2,197	1,311	1,703	660	625	4,299
Industrial		36	85	22	23	166	70	174	43	46	332
Commercial		168	310	119	128	725	328	613	233	260	1,433
Other Segments		207	252	131	102	692	392	496	245	214	1,347
<b>Industrial Overdemand / Reactive Energy Supply</b>		<b>(3)</b>	<b>(7)</b>	<b>190</b>	<b>(2)</b>	<b>178</b>	<b>(6)</b>	<b>(13)</b>	<b>369</b>	<b>(5)</b>	<b>345</b>
<b>Other Revenues</b>		<b>155</b>	<b>292</b>	<b>(111)</b>	<b>131</b>	<b>467</b>	<b>356</b>	<b>555</b>	<b>(222)</b>	<b>208</b>	<b>898</b>
Low Income Subsidy		65	68	33	23	190	130	135	65	47	378
CDE Subvention		35	78	15	35	162	65	148	30	49	291
Grid Usage		29	67	(171)	33	(42)	56	131	(333)	64	(82)
Financial Asset Update		12	54	0	1	68	74	101	1	2	178
Financial Asset Write-off		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other Operating Revenues		13	24	13	39	89	31	40	15	46	133
<b>Parcel A Revenues (R\$ MM)</b>		<b>53</b>	<b>62</b>	<b>48</b>	<b>118</b>	<b>280</b>	<b>166</b>	<b>224</b>	<b>124</b>	<b>208</b>	<b>722</b>
<b>Gross Operating Revenues w/o Construction Rev (R\$ MM)</b>		<b>72</b>	<b>223</b>	<b>73</b>	<b>59</b>	<b>428</b>	<b>209</b>	<b>409</b>	<b>159</b>	<b>108</b>	<b>885</b>
<b>Deductions from Operating Revenues (R\$ MM)</b>		<b>1,386</b>	<b>2,094</b>	<b>846</b>	<b>889</b>	<b>5,215</b>	<b>2,847</b>	<b>4,177</b>	<b>1,662</b>	<b>1,691</b>	<b>10,377</b>
<b>PIS &amp; Cofins Taxes</b>		<b>(395)</b>	<b>(528)</b>	<b>(228)</b>	<b>(255)</b>	<b>(1,406)</b>	<b>(745)</b>	<b>(1,077)</b>	<b>(460)</b>	<b>(486)</b>	<b>(2,768)</b>
Consumer Charges		(118)	(109)	(44)	(77)	(348)	(201)	(247)	(89)	(144)	(681)
CDE		(10)	(14)	(6)	(5)	(35)	(21)	(27)	(12)	(11)	(71)
ICMS - State Tax		(29)	(38)	(17)	(40)	(125)	(66)	(85)	(39)	(63)	(253)
ISS - Municipality Tax		(227)	(362)	(155)	(129)	(873)	(440)	(703)	(306)	(262)	(1,712)
Quality Indicator Compensations		(0)	(0)	(0)	-	(1)	(1)	(1)	(0)	-	(1)
Net Operating Revenues (R\$ MM)		(10)	(5)	(6)	(4)	(24)	(16)	(13)	(15)	(6)	(50)
<b>(=) Net Operating Revenues</b>		<b>991</b>	<b>1,566</b>	<b>617</b>	<b>635</b>	<b>3,809</b>	<b>2,102</b>	<b>3,101</b>	<b>1,202</b>	<b>1,204</b>	<b>7,609</b>
<b>(-) Construction Revenues</b>		<b>72</b>	<b>223</b>	<b>73</b>	<b>59</b>	<b>428</b>	<b>209</b>	<b>409</b>	<b>159</b>	<b>108</b>	<b>885</b>
<b>(=) Net Operating Revenues w/o Construction Ver</b>		<b>919</b>	<b>1,343</b>	<b>544</b>	<b>576</b>	<b>3,382</b>	<b>1,893</b>	<b>2,692</b>	<b>1,044</b>	<b>1,096</b>	<b>6,724</b>
Operating Revenues - Cemar (R\$ Million)		2Q20					1S20				
		Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
<b>Gross Supply Revenues</b>		<b>845</b>	<b>1,237</b>	<b>510</b>	<b>423</b>	<b>3,015</b>	<b>1,863</b>	<b>2,691</b>	<b>1,120</b>	<b>986</b>	<b>6,660</b>
Residential		515	675	279	230	1,699	1,124	1,456	613	529	3,722
Industrial		27	74	21	20	143	68	159	45	44	316
Commercial		129	259	100	91	579	314	586	238	225	1,364
Other Segments		174	228	110	81	594	357	489	224	188	1,258
<b>Industrial Overdemand / Reactive Energy Supply</b>		<b>(5)</b>	<b>(11)</b>	<b>132</b>	<b>(3)</b>	<b>113</b>	<b>(10)</b>	<b>(23)</b>	<b>272</b>	<b>(6)</b>	<b>233</b>
<b>Other Revenues</b>		<b>207</b>	<b>261</b>	<b>(25)</b>	<b>94</b>	<b>538</b>	<b>313</b>	<b>472</b>	<b>(108)</b>	<b>152</b>	<b>829</b>
Low Income Subsidy		141	142	73	42	399	193	192	101	57	543
CDE Subvention		28	58	16	26	128	55	117	31	39	242
Grid Usage		33	57	(123)	21	(11)	40	126	(253)	44	(43)
Financial Asset Update		(6)	(12)	(0)	0	(19)	(2)	2	0	1	2
Other Operating Revenues		11	16	8	5	40	26	35	13	11	85
<b>Parcel A Revenues (R\$ MM)</b>		<b>(92)</b>	<b>(75)</b>	<b>(54)</b>	<b>36</b>	<b>(185)</b>	<b>(120)</b>	<b>(45)</b>	<b>(82)</b>	<b>58</b>	<b>(189)</b>
<b>Gross Operating Revenues w/o Construction Rev (R\$ MM)</b>		<b>130</b>	<b>166</b>	<b>96</b>	<b>45</b>	<b>437</b>	<b>265</b>	<b>314</b>	<b>175</b>	<b>79</b>	<b>833</b>
<b>Deductions from Operating Revenues (R\$ MM)</b>		<b>1,091</b>	<b>1,585</b>	<b>667</b>	<b>598</b>	<b>3,941</b>	<b>2,336</b>	<b>3,436</b>	<b>1,425</b>	<b>1,275</b>	<b>8,471</b>
<b>PIS &amp; Cofins Taxes</b>		<b>(261)</b>	<b>(421)</b>	<b>(181)</b>	<b>(178)</b>	<b>(1,042)</b>	<b>(594)</b>	<b>(987)</b>	<b>(412)</b>	<b>(396)</b>	<b>(2,388)</b>
Consumer Charges		(60)	(90)	(38)	(53)	(241)	(149)	(269)	(86)	(123)	(626)
CDE		(8)	(11)	(4)	(4)	(27)	(17)	(23)	(9)	(8)	(57)
ICMS - State Tax		(25)	(36)	(15)	(15)	(91)	(51)	(71)	(29)	(30)	(181)
ISS - Municipality Tax		(167)	(284)	(125)	(98)	(673)	(372)	(616)	(282)	(225)	(1,496)
Quality Indicator Compensations		(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(0)	(0)	(1)	(2)
Net Operating Revenues (R\$ MM)		(0)	(0)	(0)	(8)	(9)	(4)	(8)	(5)	(10)	(27)
<b>(=) Net Operating Revenues</b>		<b>830</b>	<b>1,164</b>	<b>486</b>	<b>419</b>	<b>2,900</b>	<b>1,742</b>	<b>2,449</b>	<b>1,013</b>	<b>878</b>	<b>6,083</b>
<b>(-) Construction Revenues</b>		<b>130</b>	<b>166</b>	<b>96</b>	<b>45</b>	<b>437</b>	<b>265</b>	<b>314</b>	<b>175</b>	<b>79</b>	<b>833</b>
<b>(=) Net Operating Revenues w/o Construction Ver</b>		<b>700</b>	<b>999</b>	<b>390</b>	<b>375</b>	<b>2,463</b>	<b>1,478</b>	<b>2,135</b>	<b>838</b>	<b>799</b>	<b>5,250</b>

## 5.1.2 - Costs and Expenses<sup>4</sup>

On a consolidated basis, Equatorial Energia's cost (considering manageable, non-manageable and construction expenses) reached R\$ 3.1 billion on the 2Q21, 12% higher than on the 2Q20.

Operating Expenses	2Q20	2Q21	Var.	1S20	1S21	Var.
R\$ Million						
(+) Personnel	134	147	9%	286	310	9%
(+) Materials	7	11	63%	15	26	74%
(+) Third Party Services	201	268	33%	395	519	31%
(+) Others	23	16	-33%	37	25	-32%
<b>(=) Reported PMSO</b>	<b>365</b>	<b>441</b>	<b>21%</b>	<b>733</b>	<b>880</b>	<b>20%</b>
<i>Adjustments Piauí</i>	-	(1)	N/A	(3)	(1)	51%
<i>Adjustments Alagoas</i>	-	(1)	N/A	-	(4)	N/A
<i>Adjustments Maranhão</i>	(9)	(1)	87%	(7)	(6)	13%
<i>Adjustments Pará</i>	(11)	(1)	87%	(11)	(17)	-45%
<i>Adjustments Holding</i>	(13)	(2)	82%	(26)	(3)	89%
<b>Adjusted PMSO</b>	<b>331</b>	<b>435</b>	<b>31%</b>	<b>686</b>	<b>849</b>	<b>24%</b>
PDA	174	61	-65%	253	131	-48%
% GOR (w/o Construction Revenues)	5.0%	1.3%	-3.6 p.p.	3.3%	1.4%	-58%
<b>Contingencies Provision</b>	<b>13</b>	<b>9</b>	<b>-26%</b>	<b>25</b>	<b>22</b>	<b>-11%</b>
<b>Total Provisions</b>	<b>186</b>	<b>71</b>	<b>-62%</b>	<b>278</b>	<b>153</b>	<b>-45%</b>
(+) CCC Subvention	29	26	-10%	63	47	-25%
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	(0)	2	-5130%	7	20	176%
(+) Depreciation and Amortization	162	190	17%	322	354	10%
<b>Manageable Expenses</b>	<b>742</b>	<b>729</b>	<b>-2%</b>	<b>1,403</b>	<b>1,454</b>	<b>4%</b>
(+) Energy Purchase and Transmission	1,363	1,893	39%	3,036	3,827	26%
(+) Grid and Connection Charges	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>(=) Non-Manageable Expenses</b>	<b>1,363</b>	<b>1,893</b>	<b>39%</b>	<b>3,036</b>	<b>3,827</b>	<b>26%</b>
<b>(+) Construction Costs</b>	<b>662</b>	<b>471</b>	<b>-29%</b>	<b>1,559</b>	<b>1,108</b>	<b>-29%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2,767</b>	<b>3,093</b>	<b>12%</b>	<b>5,998</b>	<b>6,389</b>	<b>7%</b>

In 2Q21, the Company's consolidated Reported OPEX grew 21% (R\$ 76 million) compared to 2Q20, influenced by the increase in the workforce, inclusion of the 8th hour in Pará, increase in the volume of services, expenses with legal fees and intensification of collection services. Adjusted OPEX grew 31%, from R\$331 million to R\$435 million. The accumulated IPCA in the period was 8.35%.

In PDA, there was a 65% reduction, influenced by the improved collection of 6.1 p.p. in the IAR (see section 4.5) and by the capture of the efficiency of operational management in updating the provision matrix.

<sup>4</sup> For comparison purposes, 2Q21 does not consider an adjustment of R\$283 million, referring to gains and losses on the realization of the contract asset of the transmission companies, with a negative effect on the "Construction Cost" line. The adjusted amounts are reflected in Note 25 of the financial statements (ITR 2Q21).

Individually, we would like to highlight the costs of distributors, as detailed:

Operational Expenses R\$ Million	2Q21				1S21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>Personnel</b>	42	44	21	18	78	99	40	38
<i>Profit Sharing</i>	8	5	5	2	16	10	-	4
<b>Material</b>	(0)	7	1	2	5	12	2	4
<b>Third Party Services</b>	77	102	48	37	160	201	97	74
<b>Others</b>	3	2	1	1	5	2	3	2
<i>Quality Indicators Compensations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PMSO</b>	<b>122</b>	<b>154</b>	<b>72</b>	<b>58</b>	<b>249</b>	<b>314</b>	<b>143</b>	<b>118</b>
<i>Adjustments Personnel</i>	(3)	(1)	(1)	(1)	(6)	(15)	(1)	(2)
<i>Adjustments Material</i>	2	-	-	-	-	-	-	(0)
<i>Adjustments Third Party Services</i>	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
<i>Adjustments Others</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Adjusted PMSO</b>	<b>121</b>	<b>153</b>	<b>71</b>	<b>57</b>	<b>243</b>	<b>297</b>	<b>141</b>	<b>114</b>
<b>PDA</b>	11	38	2	9	25	72	10	23
% GOR (w/o Construction Revenues)	0.9%	2.1%	0	1.1%	0.9%	1.9%	0	1.5%
<b>Provision for Contingencies</b>	5	0	0	3	11	4	3	5
<b>Provisions</b>	<b>16</b>	<b>39</b>	<b>3</b>	<b>13</b>	<b>36</b>	<b>76</b>	<b>13</b>	<b>28</b>
<b>(+/-) CCC Subvention</b>	-	26	-	-	-	47	-	-
<b>Other Operating Expenses (Revenues)</b>	1	(0)	(1)	2	0	12	0	7
<b>Depreciation and Amortization</b>	53	95	24	18	107	166	46	34
<b>Manageable Expenses</b>	<b>193</b>	<b>314</b>	<b>97</b>	<b>90</b>	<b>392</b>	<b>616</b>	<b>202</b>	<b>187</b>
Energy Purchase and Transmission	384	535	310	238	789	1,118	592	502
Grid and Connection Charges	100	187	6	77	197	374	11	154
<b>Non-Manageable Expenses</b>	<b>483</b>	<b>722</b>	<b>316</b>	<b>316</b>	<b>985</b>	<b>1,493</b>	<b>603</b>	<b>655</b>
<b>Construction Cost</b>	<b>72</b>	<b>223</b>	<b>73</b>	<b>59</b>	<b>209</b>	<b>409</b>	<b>159</b>	<b>108</b>
<b>TOTAL</b>	<b>749</b>	<b>1,259</b>	<b>486</b>	<b>464</b>	<b>1,587</b>	<b>2,518</b>	<b>964</b>	<b>950</b>
Operational Expenses R\$ Million	2Q20				1S20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>Personnel</b>	30	34	16	12	62	68	38	31
<i>Profit Sharing</i>	9	4	-	1	17	9	-	3
<b>Material</b>	2	1	1	1	5	3	2	2
<b>Third Party Services</b>	89	87	39	32	169	167	79	61
<b>Others</b>	5	8	1	3	9	11	4	5
<i>Quality Indicators Compensations</i>	-	-	(0)	-	-	-	-	-
<b>PMSO</b>	<b>127</b>	<b>131</b>	<b>58</b>	<b>48</b>	<b>244</b>	<b>249</b>	<b>123</b>	<b>99</b>
<i>Adjustments Personnel</i>	(8)	(6)	-	(6)	(6)	(6)	-	(3)
<i>Adjustments Material</i>	(1)	(6)	-	(1)	(1)	(6)	-	-
<i>Adjustments Third Party Services</i>	(8)	(6)	-	(6)	(6)	(6)	-	-
<i>Adjustments Others</i>	(1)	(6)	-	(1)	(1)	(6)	-	-
<b>PDA</b>	<b>118</b>	<b>119</b>	<b>58</b>	<b>48</b>	<b>238</b>	<b>237</b>	<b>120</b>	<b>99</b>
% GOR (w/o Construction Revenues)	34	96	22	21	50	121	43	39
<i>Provision for Contingencies</i>	3.53%	6.8%	3.9%	3.9%	2.4%	3.9%	3.4%	-4.4%
<b>Provisions</b>	<b>40</b>	<b>100</b>	<b>25</b>	<b>22</b>	<b>62</b>	<b>130</b>	<b>47</b>	<b>40</b>
<b>Other Operating Expenses (Revenues)</b>	-	29	-	-	-	63	-	-
<b>Depreciation and Amortization</b>	0	(4)	3	0	1	4	2	(0)
<b>Manageable Expenses</b>	<b>214</b>	<b>334</b>	<b>109</b>	<b>85</b>	<b>401</b>	<b>596</b>	<b>217</b>	<b>173</b>
Energy Purchase and Transmission	281	417	200	193	624	927	434	420
Grid and Connection Charges	57	99	30	51	122	-	72	109
<b>Non-Manageable Expenses</b>	<b>338</b>	<b>517</b>	<b>230</b>	<b>244</b>	<b>746</b>	<b>927</b>	<b>506</b>	<b>529</b>
<b>Construction Cost</b>	<b>130</b>	<b>166</b>	<b>96</b>	<b>45</b>	<b>265</b>	<b>314</b>	<b>175</b>	<b>79</b>
<b>TOTAL</b>	<b>682</b>	<b>1,016</b>	<b>435</b>	<b>374</b>	<b>1,412</b>	<b>1,836</b>	<b>899</b>	<b>781</b>

## MARANHÃO

In 2Q21, personnel, material, third-party services and others (OPEX) expenses totaled R\$122 million, a drop of R\$5.4 million, or 4.2%, compared to 2Q20. Excluding non-recurring effects, the adjusted OPEX in 2Q21 totaled R\$121 million, against R\$118 million in 2Q20, representing an increase of 2.3%, below the accumulated inflation in the period of 8.35%, measured by the IPCA, and 9.22%, measured by the INPC. The non-recurring effects impacted the **Personnel** lines, in the amount of R\$3.0 million referring to stock options, and **Material**, in the amount of R\$1.8 million.

The **Personnel** account increased by R\$11.1 million in the quarter, mainly due to the organizational redesign, with an impact of R\$5.2 million, and the accounting recognition of the long-term incentive program (Phantom Shares and stock options), of which R\$3.0 million refer to Phantom Shares and R\$2.9 million refer to SOP, a non-recurring event.

The **Material** account recorded a reduction of R\$2.0 million, referring to the regularization of accounting balances from previous periods, an effect classified as non-recurring.

The **Third-Party Services** item decreased by R\$11.9 million, mainly impacted by non-recurring adjustments made in 2Q20, related to billed service order notes. In **Others**, there was a reduction of R\$ 2 million when compared to the same period of the previous year.

Finally, in 2Q21, the PDA provisioned in the period, totaled R\$ 11.3 million, a significant reduction of R\$ 22.6 million when compared to 2Q20, reflecting the lower delinquency with better collection in the period and by capturing the efficiency of operational management in updating the provision matrix. Regarding the level in relation to revenue, the current level registered is 2.6 p.p. lower than that observed in the same quarter of 2020.

#### **PARÁ**

OPEX (personnel, material, outsourced services and others) reported in 2Q21 was R\$154 million, an increase of R\$23.6 million compared to 2Q20, around 68% higher due to inflation, acquisition of the 8<sup>th</sup> hour, raise of on-call demands and higher billing costs. When compared to the 1Q21, there was a reduction of 3.8%

PMSO adjusted for non-recurring effects totaled R\$153 million in 2Q21, a raise of R\$33.6 million, or 28.6% when compared to the 2Q20. The only non-recurring effect was observed in the **Personnel** line, in the amount of R\$1.5 million, referring to the stock options long-term incentive program.

In the **Personnel** account, the increase of R\$9.8 million is mainly due to the organizational redesign and the increase in the 8th hour worked at Equatorial Pará, in the amount of 3.4 million, implemented in 1Q21, in addition to expenses related to the long-term incentive programs of R\$ 2 .9 million, of which R\$1.5 million (stock options) are non-recurring.

In the **Material** account, the R\$5.3 million increase is mainly due to the higher volume of emergency services on duty that require maintenance materials, compared to 2Q20, in addition to the accumulated inflation in the period.

In **Third-Party Services**, the increase of R\$ 15 million is largely explained by the following effects:

- (i) Attorney Fees on Successes (R\$ 5.5 million);
- (ii) Increase in expenses with combating fraud and reducing losses, due to the strategy of intensifying loss combat initiatives (R\$ 5.1 million);
- (iii) Increase in the volume of on-call occurrences in 2Q21 (R\$ 3.4 million);
- (iv) Increase in expenses related to information technology (R\$ 0.5 million).

In 2Q21, Equatorial Pará made a provision for **PDA** in the amount of R\$38.4 million, a reduction of R\$57.8 million when compared to 2Q20, the most acute period of the pandemic. Regarding the level in relation to revenue, the current level registered is equivalent to 2.1% of Gross Operating Revenue (without Construction Revenue), a reduction of 4.7 p.p..

#### **PIAUÍ**

In 2Q21, expenses with personnel, material, outsourced services and others (OPEX) totaled R\$72 million, against R\$58 million reported in 2Q20 and R\$ 71 million in the 1Q21. Adjusted OPEX, excluding non-recurring effects, totaled R\$71 million in 2Q21 against the same R\$58 million in the same period last year.

In the **Personnel** account, there was an increase of R\$4.8 million, largely due to the payment of profit sharing for the achievement of goals in 2020, while in the previous year there was no such payment. The non-recurring effect of R\$0.8 million refers to stock options (non-recurring, since it has no cash effect).

In **Third-Party Services**, the increase of R\$9.1 million is largely explained by the following effects:

- (i) Increased expenses with combating fraud and reducing losses, due to the strategy of intensifying combat initiatives (R\$ 2.7 million);
- (ii) Attorney Fees on Successes (R\$ 2.4 million);
- (iii) Maintenance and software license expenses due to the new ERP (R\$ 1.8 million);
- (iv) Expenses with the return of customer service agencies (R\$ 1.1 million).

As for the **Material** and **Others** account, the amount remained stable compared to the previous year.

In 2Q21, the PDA presented a provision of R\$ 2.2 million, 3.6 p.p. lower than that observed in the same quarter of 2020, as a result of the better collection in the period and the comparative effect in relation to the 2Q20 and for capturing the efficiency of operational management in updating the provision matrix.

#### **ALAGOAS**

In 2Q21, expenses with personnel, material, third-party services and others (OPEX) totaled R\$58 million, compared to R\$48 million in the same period last year. Disregarding the non-recurring effects, the adjusted OPEX was R\$57 million, an amount 18.8% higher than the same period last year.

In the **Personnel** account, there was an increase of R\$6.3 million, mainly due to the recognition of expenses with long-term incentive programs, in the amount of R\$2.0 million, of which R\$0.9 million was non-recurring (stock options), in addition to the payment of profit sharing for the achievement of goals in the amount of R\$0.7 million, and expenses with contract terminations and legal labor expenses (R\$ 0.9 million).

The increase in the **Material** account, of R\$ 1.0 million, is mainly due to the acquisition of equipment for the billing and collection teams and materials for maintenance of grids (R\$ 0.9 million).

In the **Third-Party Services** account, the increase of R\$5.8 million is mainly related to legal fees on successes and consultancy (R\$3.6 million), expenses with maintenance and software license (R\$1.5 million ), which in the previous year, as it was about the implementation of systems, was appropriated as an investment, and increased with grid maintenance services, such as pruning and cleaning (R\$ 0.7 million), in addition to the higher volume of services related to collection (R\$ 0.7 million).

In **Others**, the R\$2.7 million reduction is due to the lower volume of expenses related to marketing campaigns in the period, compared to 2Q20.

Finally, in 2Q21, the PDA recorded a provision of R\$9.4 million, a reduction of R\$11.9 million compared to the same period of the previous year. Regarding the level in relation to revenue, the current level registered is 2.8 p.p. lower than that observed in the same quarter of 2020.

### 5.1.3 - Equatorial Consolidated EBITDA

Below, we show the reconciliation of Equatorial's Consolidated EBITDA.

EBITDA Calculation (R\$ million)	2Q20	2Q21	Var.	1S20	1S21	Var.
Net Income	474	632	33.3%	989	1,085	9.7%
Income Tax	153	146	-4.3%	453	288	-36.4%
Financial Results	65	308	377.5%	218	539	147.4%
Depreciation and Amortization*	218	218	-0.1%	378	410	8.5%
Patrimonial Equivalence	(36)	(13)	-62.8%	(16)	(25)	58.5%
<b>IFRS EBITDA (CVM)**</b>	<b>873</b>	<b>1,291</b>	<b>47.8%</b>	<b>2,023</b>	<b>2,297</b>	<b>13.6%</b>

\* Considers the Amortization of Concession Rights

\*\* Calculated in accordance to CVM Instruction 527/12

Equatorial Consolidated EBITDA	2Q20	2Q21	Var.	1S20	1S21	Var.
EBITDA Equatorial Maranhão	195	296	52.0%	424	622	46.6%
EBITDA Equatorial Pará	226	402	77.5%	550	749	36.2%
EBITDA Equatorial Piauí	70	155	121.5%	155	284	83.6%
EBITDA Equatorial Alagoas	61	188	208.7%	130	288	121.0%
EBITDA Intesa	18	24	33.2%	11	47	322.0%
EBITDA Transmissão	311	238	-23.3%	737	338	-54.2%
EBITDA 55 Soluções	17	7	-61.0%	28	2	-93.2%
PPA Piauí - Consolidation	(3)	(0)	-98.3%	10	(1)	-112.9%
EBITDA Holding + others	(21)	(18)	-11.5%	(22)	(31)	37.7%
<b>EBITDA Equatorial</b>	<b>873</b>	<b>1,291</b>	<b>47.8%</b>	<b>2,022</b>	<b>2,297</b>	<b>13.6%</b>
Ajustes Maranhão	9	6	-26.7%	6.243	14	128.5%
Ajustes Pará	(7)	13	-281.3%	(20)	68	-443.5%
Ajustes Piauí	(29)	1	-102.2%	(60)	3	-105.0%
Ajuste Alagoas	(5)	(91)	1707.2%	(20)	(83)	317.6%
Ajuste Holding	(0)	(0)	-95.9%	(18)	0	-100.0%
Stock Option Adjustments (EQTL)	13	2	-81.6%	26	3	-88.6%
PPA Adjustments Piauí - Consolidation	3	0	-98.3%	(10)	1	-112.9%
<b>Equatorial Adjusted EBITDA</b>	<b>857</b>	<b>1,223</b>	<b>42.7%</b>	<b>1,926</b>	<b>2,304</b>	<b>19.6%</b>

Equatorial's reported EBITDA reached R\$ 1,291 million in 2Q21, 47.8% higher, largely explained by the market growth and the Parcel B at all distributors as a result of Pará and Maranhão tariff readjustments and Extraordinary Tariff Reviews of Piauí and Alagoas, in addition to the improvement in the amounts provisioned for PDA and an increase in the VNR.

On the other hand, Adjusted EBITDA, excluding non-recurring effects, registered an expansion of 42.7%, mainly driven by higher distribution companies' EBITDA, as described above. Below we open the comparison of Adjusted EBITDA by VNR and IFRS09 for 2Q21x2Q20:

EBITDA Recomposition	2Q20	2Q21	Var.	1S20	1S21	Var.
Equatorial Adjusted EBITDA	857	1,223	42.7%	1,926	2,304	19.6%
(-) IFRS 9 (Transmission)	244	7	-97.0%	587	(83)	-114.2%
(-) VNR	(19)	68	-464.5%	2	178	10412.3%
<b>EBITDA Equatorial (ex new assets)</b>	<b>631</b>	<b>1,148</b>	<b>81.8%</b>	<b>1,337</b>	<b>2,210</b>	<b>65.2%</b>

It can be seen that EBITDA adjusted for these accounting effects grew influenced by the start-up of transmission assets, as well as the increase in the market and the Parcel B tariff caused by the readjustments and revisions that occurred in the distributors between the reported periods, in addition to the improvement of PDA.

Below, we break down the values by distributor, as well as highlight the values considered as non-recurring in the 2Q21 result:

EBITDA R\$ Million	2Q21				1S21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Net Income	197	210	113	172	390	334	181	236
(+) Income Tax / Social Contribution	35	51	3	14	87	98	25	20
(+) Net Financial Result	11	46	16	(16)	38	150	33	(2)
(+) Depreciation & Amortization	53	95	24	18	107	166	46	34
<b>(=) EBITDA IFRS (CVM)*</b>	<b>296</b>	<b>402</b>	<b>155</b>	<b>188</b>	<b>622</b>	<b>749</b>	<b>284</b>	<b>288</b>
Other Operating Revenues / Expenses	1	(0)	(1)	2	0	12	0	7
(+) Gross Margin Impacts	4	12	1	(94)	8	39	1	(94)
(+) OPEX Adjustments	1	1	1	1	6	17	1	4
(+) Provision Adjustments	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Adjusted IFRS EBITDA</b>	<b>302</b>	<b>415</b>	<b>156</b>	<b>97</b>	<b>636</b>	<b>817</b>	<b>287</b>	<b>206</b>

\* Calculated in accordance to CVM Instruction 527/12

EBITDA R\$ Million	2Q20				1S20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Net Income	129	99	20	39	268	208	45	71
(+) Income Tax / Social Contribution	22	22	-	(2)	49	109	-	(2)
(+) Net Financial Result	(4)	27	27	9	13	83	64	27
(+) Depreciation & Amortization	47	78	23	15	94	149	45	35
<b>(=) EBITDA IFRS (CVM)*</b>	<b>195</b>	<b>226</b>	<b>70</b>	<b>61</b>	<b>424</b>	<b>550</b>	<b>155</b>	<b>130</b>
Other Operating Revenues / Expenses	0	(4)	3	0	1	4	2	(0)
(+) Adjustments 2020	8	(4)	(32)	(5)	5	(24)	(62)	(20)
<b>Adjusted IFRS EBITDA</b>	<b>203</b>	<b>219</b>	<b>42</b>	<b>56</b>	<b>431</b>	<b>530</b>	<b>95</b>	<b>110</b>

## MARANHÃO

Adjusted EBITDA in 2Q21 reached R\$302 million, against R\$203 million in 2Q20, largely explained by the increase in the gross margin (market growth and Parcel B tariff) and by the increase in revenue from the updating of financial assets (VNR) of R\$ 18 million, as a result of the acceleration of investments with a focus on the tariff review at Equatorial Maranhão and due to the significant increase in the IPCA in the quarter, in addition to the improvement in PDA of R\$ 23 million.

We highlight as the main non-recurring effects:

- i) R\$1.3 million of adjustments in the OPEX, of which R\$3 million was a positive effect related to the stock option program, and R\$1.8 million was a negative impact related to third-party services; and
- ii) R\$ 4 million impact on Margin, referring to the effects of the Parcel A mismatch.

## PARÁ

In 2Q21, Adjusted EBITDA reached R\$415 million, an increase of R\$196 million or 89.5% compared to the same period of the previous year, mainly due to the market growth, Parcel B tariff and the R\$66 million increase revenue from the updating of financial assets (VNR) due to the significant increase in the IPCA in the quarter and the reduction in PDA by R\$ 58 million.

As non-recurring impacts in this quarter, we highlight:

- (i) R\$12.1 million of impacts on the Margin, referring to revenue from Parcel A without corresponding CVA;
- (ii) R\$1.44 million in OPEX adjustments, referring to the long-term incentive program (stock options).

## PIAUÍ

In 2Q21, Adjusted EBITDA reached R\$ 156 million, against R\$ 42 million in 2Q20, representing an increase of R\$ 114 million or 271.4%, positively influenced by the reduction in losses, increase of the Parcel B tariff by 54.8 % due to the Extraordinary Tariff Review, which took place in December 2020, market growth and improvement in PDA performance compared to the same period in 2020 in R\$ 20 million.

As non-recurring impacts in this quarter, we highlight:

- i) R\$ 0.8 million OPEX adjustments, referring to the Stock Options program.

#### **ALAGOAS**

In 2Q21, Adjusted EBITDA considering non-recurring effects reached R\$ 97 million, against R\$ 56 million in 2Q20, largely explained by the market growth which represented R\$ 28 million, an increase in unbilled income of R\$8 million and by the loss delta, with an improvement of R\$ 7 million.

We highlight as the main non-recurring effects:

- i) Adjustments related to overcontracting arising from the Tariff Adjustment of the years 2016 and 2017 (R\$ 44 million);
- ii) Receipt of indemnity for physical leftovers referring to Provisional Measure 998 (R\$ 32 million);
- iii) Complement of the tariff discount revenue forecast in the Tariff Adjustment (R\$ 17 million); and
- iv) R\$ 0.8 million OPEX adjustments, referring to the Stock Options program.

#### **5.1.4 – Consolidated Financial Results**

<b>In R\$ million</b>	<b>2Q20</b>	<b>2Q21</b>	<b>Var.</b>	<b>1S20</b>	<b>1S21</b>	<b>Var.</b>
(+) Financial Income	41	60	45%	102	92	-10%
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	68	124	83%	176	254	44%
(+) Swap Operations	87	(466)	637%	446	(254)	157%
(+) Foreign Exchange on Debt	(90)	377	-519%	(450)	149	-133%
(+) Foreign Exchange on Debt - Judicial Recovery	-	-	N/A	-	-	N/A
(+) Charges and Monetary Variation on Debt	(153)	(351)	-129%	(420)	(618)	-47%
(+) Foreign Exchange on STN Collateral	-	-	N/A	-	-	N/A
(+) Interest on Regulatory Charges	20	3	-87%	43	3	-92%
(+) Interest on Debt - Judicial Recovery	(18)	(36)	-97%	(34)	(78)	-129%
(+) Present Value Adjustment - Judicial Recovery	(5)	(5)	-4%	(10)	(10)	-1%
(+) Present Value Adjustment	(4)	(3)	21%	(8)	(7)	14%
(+) Contingencies	(0)	8	-5183%	(7)	(1)	84%
(+) Other Financial Revenues	21	12	-43%	14	27	94%
(+) Other Financial Expenses	(32)	(31)	3%	(84)	(98)	-17%
<b>NET FINANCIAL RESULTS</b>	<b>(66)</b>	<b>(310)</b>	<b>371%</b>	<b>(232)</b>	<b>(542)</b>	<b>133%</b>
(+) Non Recurring Effects	-	-	N/A	14	5	-64%
<b>NET FINANCIAL RESULTS</b>	<b>(66)</b>	<b>(310)</b>	<b>371%</b>	<b>(218)</b>	<b>(537)</b>	<b>146%</b>

On a consolidated basis, Equatorial Energia's financial result reached a negative R\$310 million against a negative R\$66 million in 2Q20. Adjusting for non-recurring effects, the financial result was R\$304 million negative in 2Q21, against R\$66 million also negative in the same period last year. The main reasons for the increase in net financial expenses were the mark-to-market of swap and debt contracts in foreign currency, and the significant increase in the IPCA and IGP-M, impacting interest and charges on the judicial reorganization of Equatorial Pará, and monetary variations on debt, in addition to the costs and financial expenses of transmission operations in the amount of R\$ 145 million that until last year were incorporated into the contract asset and are now being recorded in the financial result.

Individually, we would like to highlight:

FINANCIAL RESULT R\$ Million	2Q21							
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	55 Soluções
(+) Financial Income	9	22	11	7	3	7	1	0
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	31	42	22	29	-	-	-	-
(+) Swap Operations	(57)	(181)	(133)	-	(95)	-	-	-
(+) Foreign Exchange on Debt	54	195	128	-	-	-	-	-
(+) Interest on Debt	(42)	(77)	(48)	(21)	(9)	(146)	(8)	0
(+) Present Value Adjustment on Debt	0	(1)	0	3	-	-	-	-
(+) Interest and VM on Judicial Recovery Debt	-	(36)	-	-	-	-	-	-
(+) Present Value Adjustment on Judicial Recovery Debt	-	(5)	-	-	-	-	-	-
(+) Present Value Adjustments	(0)	(0)	(3)	(0)	0	-	-	-
(+) Contingencies	(2)	2	6	2	-	-	-	-
(+) Other Revenues	0	6	5	0	0	(0)	0	-
(+) Other Expenses	(4)	(13)	(4)	(4)	(3)	(3)	(0)	(0)
(=) Net Financial Result	(11)	(46)	(16)	16	(103)	(142)	(7)	0
FEE	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Net Adjusted Financial Results	(11)	(46)	(16)	16	(103)	(142)	(7)	0

FINANCIAL RESULT R\$ Million	2Q20							
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	55 Soluções
(+) Financial Income	10	14	4	4	5	0	2	1
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	19	27	6	16	-	-	-	-
(+) Swap Operations	-	65	22	-	-	-	-	-
(+) Foreign Exchange on Debt	-	(68)	(22)	-	-	-	-	-
(+) Interest on Debt	(22)	(34)	(44)	(43)	(10)	3	(4)	-
(+) Present Value Adjustment on Debt	0	2	2	16	-	-	-	-
(+) Interest and VM on Judicial Recovery Debt	-	(18)	-	-	-	-	-	-
(+) Present Value Adjustment on Judicial Recovery Debt	-	(5)	-	-	-	-	-	-
(+) Present Value Adjustments	(0)	(0)	(4)	(0)	0	-	-	-
(+) Contingencies	1	3	(5)	1	-	-	-	-
(+) Other Revenues	1	1	16	3	0	1	0	-
(+) Other Expenses	(5)	(13)	(4)	(5)	(1)	(4)	(0)	(0)
(=) Net Financial Result	4	(27)	(27)	(9)	(5)	0	(2)	1
Interest Discount								
(=) Net Adjusted Financial Results	4	(27)	(27)	(9)	(5)	0	(2)	1

## MARANHÃO

In 2Q21, the net financial result was a negative R\$11 million, against a positive R\$4 million in 2Q20, generating a negative variation of R\$15 million compared to the amount recorded in the previous year. The R\$12 million increase in moratorium was due to late payment of energy bills by consumers, mainly caused by the COVID 19 pandemic. In February 2021, a loan of USD 67 million was contracted with 100% protection exchange exposure, which caused variations in the exchange variation and swap items. The R\$ 21 million increase in interest and monetary restatement on the debt was mainly due to the significant increase in the IPCA, an index with a 58% share of the debt, which in 2Q20 was 0.43% and rose to 1.68 % in 2Q21, in addition to the increase in the balance of debt with BNDES, which in 2Q20 was R\$729 million and rose to R\$1.2 billion in 2Q21.

## PARÁ

In 2Q21, the net financial result was a negative R\$46 million, against a negative R\$27 million in 2Q20, generating a negative variation of approximately R\$20 million compared to the amount recorded in the previous year. The R\$ 45 million increase in interest and monetary restatement on the debt in 2Q21 was due to the significant increase in the IPCA, a debt index with a 36.4% share, which went from 0.43% in 2Q20 to 1 .68% in 2Q21 and also due to the increase in the debt balance, which in 2Q20 was R\$4.8 billion and rose to R\$5.1 billion in 2Q21. The increase was partially absorbed by the reduction in the CDI, the most significant index, which went from 1.75% in 2Q20 to 1.28% in 2Q21. The R\$ 18 million increase in interest and monetary restatement on the Judicial Recovery Debt was due to the high variation in the IGP-M, which went from 2.66% in 2Q20 to 6.31% in 2Q21.

#### **PIAUÍ**

In 2Q21, the net financial result was a negative R\$16 million, against a negative R\$27 million in 1Q20, generating a positive variation of R\$11 million compared to the amount recorded in the previous year. The R\$ 6 million improvement in financial income in 2Q21 was due to the increase in the company's cash, which in 2Q20 was R\$ 569 million and in 2Q21 is R\$ 1.4 billion. The R\$16 million increase in late payment surcharges was due to late payment of energy bills by consumers, mainly caused by the Covid-19 pandemic. The increase of R\$ 6 million in interest and monetary restatement on debt in 2Q21 was mainly due to the increase in the debt balance, which in 2Q20 was R\$ 2.8 billion to R\$ 3.5 billion in 2Q21. This increase was partially offset by the drop of the CDI, the most relevant debt index, with a 70% share, which was at 1.75% in 2Q20 and is at 1.28% in 2Q21.

#### **ALAGOAS**

In 2Q21, the net financial result was R\$ 16 million positive, against R\$ 9 million negative in 2Q20, generating a positive variation of R\$ 25 million in relation to the amount registered in the previous year. The R\$3 million improvement in financial income in 2Q21 was due to the 44% increase in the company's cash, which in 2Q20 was R\$569 million and in 2Q21 is R\$820 million. The increase was partially absorbed by the drop of the CDI, which in 2Q20 was 1.75%, and rose to 1.28% in 2Q21. The increase in late payment surcharges was due to late payment of energy bills by consumers, mainly caused by the Covid-19 pandemic. The reduction of R\$20 million in interest and monetary restatement on the debt in 2Q21 was mainly due to the drop in the debt balance, which in 2Q20 was R\$2.4 billion to R\$1.8 billion in 2Q21 and also by the drop of the CDI, the most relevant debt index, with 81% share, which was at 1.75% in 2Q20 and went to 1.28% in 2Q21. In CVA charges, the main impact was the write-off of RGR loans pursuant to Law 14,120/21, which occurred in March 2021, which consequently extinguished the updating of the RGR asset.

#### **EQUATORIAL ENERGIA HOLDING**

In 2Q21, the net financial result was a negative R\$103 million, against a negative R\$5 million in 2Q20. A large part of this variation is explained by the contracting of NDF's in the total amount of USD 228 million, with the objective of protecting the foreign currency risk of the liabilities of CEEE-D.

#### **EQUATORIAL ENERGIA TRANSMISSÃO**

In 2Q20, practically all income and expenses were activated and incorporated into the contract asset. With the entry into operation of SPVs 1, 2, 4, 5, 7 and 8, revenues and expenses are recognized in the company's financial result.

#### **INTESA**

In 2Q21, the net financial result was a negative R\$7 million, against a negative R\$2 million in 2Q20, generating a negative variation of R\$5 million. The reduction in financial income in 2Q21 was due to the drop in the company's cash, which was R\$213 million in 2Q20 and went to R\$86 million in 2Q21. The increase in interest and monetary restatement on the debt in 2Q21 was due to the significant increase of the IPCA index, which went from -0.43% in 2Q20 to 1.68% in 2Q21.

#### **EQTL SERVIÇOS**

The reduction in financial income in 2Q21 was mainly due to the drop in the company's cash, which was R\$44 million in 2Q20 and went to R\$30 million in 2Q21.

### 5.1.5 - Equatorial Consolidated Net Income<sup>5</sup>

<b>Equatorial Consolidated Net Income</b>	<b>2Q20</b>	<b>2Q21</b>	<b>Var.</b>	<b>1S20</b>	<b>1S21</b>	<b>Var.</b>
Maranhão Net Income	76	115	52.0%	157	229	45.4%
Pará Net Income	86	182	111.4%	181	290	60.1%
Piauí Net Income	19	106	464.1%	43	171	297.3%
Alagoas Net Income	37	166	344.2%	69	228	231.8%
Intesa Net Income	24	14	-42.9%	6	27	392.3%
Transmissão Net Income	198	59	-70.1%	446	89	-80.1%
Equatorial Serviços Net Income	14	3	-77.0%	20	2	-92.2%
PPA Piauí Consolidation	(2)	(0)	-98.4%	6	(1)	-112.9%
PPA Alagoas Consolidation	1	1	2.6%	2	2	2.8%
Net Income Holding + Others	(47)	(137)	192.7%	(84)	(173)	104.7%
<b>Equatorial Net Income</b>	<b>406</b>	<b>510</b>	<b>25.6%</b>	<b>846</b>	<b>863</b>	<b>2.0%</b>
Adjustments Maranhão	6	2	-60.1%	3	12	276.9%
Adjustments Pará	(3)	11	-446.8%	(22)	43	-298.7%
Adjustments Piauí	(30)	2	-105.0%	(47)	2	-105.2%
Adjustments Alagoas	(5)	(80)	1570.1%	(22)	(75)	246.7%
Adjustments Holding	(0)	(0)	0.0%	(13)	5	-135.2%
Stock Option Adjustments (EQTL)	13	2	-81.6%	26	3	-88.6%
PPA Piauí Consolidation	2	0	-98.4%	(6)	1	-112.9%
PPA Alagoas Consolidation	(1)	(1)	2.6%	(2)	(2)	2.8%
<b>Equatorial Adjusted Net Income</b>	<b>387</b>	<b>447</b>	<b>15.4%</b>	<b>762</b>	<b>853</b>	<b>11.9%</b>

On a consolidated basis, Equatorial's net income reached R\$ 510 million on the quarter, 25.6% higher when compared to the 2Q20. If we adjust for the non-recurring effects of the quarter, we reached R\$447 million, an increase of 15.4%.

<b>EBITDA</b>		<b>2Q21</b>				<b>1S21</b>			
R\$ Million		Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>(+) Net Income</b>		<b>197</b>	<b>210</b>	<b>113</b>	<b>172</b>	<b>390</b>	<b>334</b>	<b>181</b>	<b>236</b>
(+) EBITDA Adjustments (Net of Taxes)		5	14	2	(93)	14	56	3	(89)
(+) Taxes Effect (IR and CSLL)		(1)	(1)	(0)	10	2	(6)	(0)	12
(+) Depreciation		-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Adjustments of Financial Results		-	-	-	-	5	-	-	-
(+) Other Non Operational Revenues/Expenses		-	-	-	-	-	-	-	-
<b>(=) Adjusted Net Income</b>		<b>201</b>	<b>223</b>	<b>114</b>	<b>90</b>	<b>411</b>	<b>383</b>	<b>183</b>	<b>159</b>
<b>EBITDA</b>		<b>2Q20</b>				<b>1S20</b>			
R\$ Million		Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>(+) Net Income</b>		<b>129</b>	<b>99.18</b>	<b>20</b>	<b>39</b>	<b>268</b>	<b>208</b>	<b>45</b>	<b>71</b>
(+) EBITDA Adjustments (Net of Taxes)		8	-	3.79	(32)	(5)	5	(24)	(62)
(+) Taxes Effect (IR and CSLL)		1		0	-	-	1	(1)	(2)
(+) Depreciation		-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Adjustments of Financial Results		-	-	-	-	-	-	14	-
(+) Other Non Operational Revenues/Expenses		-	-	-	-	-	-	-	-
<b>(=) Adjusted Net Income</b>		<b>139</b>	<b>95.49</b>	<b>(12)</b>	<b>34</b>	<b>274</b>	<b>183</b>	<b>(4)</b>	<b>48</b>

<sup>5</sup> Net Income considers only the proportional participation on subsidiaries

### **MARANHÃO**

At Equatorial Maranhão, adjusted net income reached R\$203 million in the quarter. After the commented adjustments to EBITDA and financial result, there were no other relevant non-recurring entries that affect net income in this quarter.

### **PARÁ**

In Pará, adjusted net income reached R\$ 223 million in 2Q21. After the commented adjustments to the EBITDA, the financial result and the impacts on the calculation of income tax and social contribution, there were no other relevant non-recurring entries that affect the net income in this quarter.

### **PIAUÍ**

In Piauí, adjusted net income reached R\$114 million in the quarter. After the commented adjustments to EBITDA and Financial Result, there were no other relevant non-recurring entries that affect net income in this quarter.

### **ALAGOAS**

In Alagoas, adjusted net income reached R\$90 million in 2Q21. After the commented adjustments to EBITDA and the impacts on the calculation of income tax and social contribution, there were no other relevant non-recurring entries that affect net income in this quarter.

## **5.2 Economic and Financial Operations Transmission**

### **5.2.1 Equatorial Transmissão - SPEs 01 to 08**

<b>EQTT - Main Indicators - Regulatory (R\$ Mn)</b>	<b>2Q20</b>	<b>2Q21</b>	<b>Var.</b>
Net Revenues	56	230	310.3%
Operational Costs and Expenses	(5)	(9)	83.2%
Infrastructure Costs	-	-	0.0%
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>51</b>	<b>221</b>	<b>332.5%</b>
Depreciation / Amortization	(0)	(8)	4199.9%
<b>EBITDA Margin</b>	<b>91%</b>	<b>96%</b>	<b>5.4%</b>
EBIT	51	213	318.7%
Financial Results	0	(142)	-302255.3%
Taxes	1	(7)	-1520.2%
<b>Net Income</b>	<b>51</b>	<b>64</b>	<b>24.2%</b>

<b>Indebtness and Cash</b>	<b>2Q20</b>	<b>2Q21</b>	<b>Var.</b>
Net Debt	3,753	4,752	26.6%
Debt Volume	4,247	5,050	18.9%
Cash	494	298	-39.7%

In 2Q21, net revenue reached R\$230 million and operating costs and expenses totaled R\$9 million. With the entry of SPV'S 3, 4, 5, 6, 7 and the final stage of SPE 8 (4Q20), expenses are now allocated to income. Regulatory EBITDA reached R\$ 221 million, with a margin of 96%.

In the table below, we present the income statement of the transmission segment, from the corporate to the regulatory, of the SPEs consolidated by Equatorial Transmissão<sup>6</sup>.

Income Statement (R\$ '000)	2Q20 Regulatory	Adjustments	2T20 IFRS	2Q21 Regulatory	Adjustments	2Q21 IFRS	1S20 Regulatory	Adjustment s	1S20 IFRS	1S21 Regulatory	Adjustments	1S21 IFRS
<b>Operating Revenues</b>	<b>61,897</b>	<b>(529,807)</b>	<b>591,704</b>	<b>254,753</b>	<b>129,105</b>	<b>383,858</b>	<b>105,359</b>	<b>1,476,561</b>	<b>1,581,920</b>	<b>460,707</b>	<b>518,502</b>	<b>979,208</b>
Energy Transmission	61,897	61,897	-	245,825	(245,825)	-	104,924	(104,924)	-	445,176	(445,176)	-
Financial Asset Updates	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contract Asset Update	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maintenance and Operation Revenues	-	(2,003)	2,003	5,298	5,298	-	2,790	2,790	-	8,017	8,017	-
Construction Revenues	-	(352,962)	352,962	76,844	76,844	-	1,101,644	1,101,644	-	378,630	378,630	-
Financial Revenues - IRR Update	-	(2,260)	2,260	-	-	-	3,249	3,249	-	-	-	-
Contract Asset Update - Operating	-	(83,309)	83,309	206,811	206,811	-	162,679	162,679	-	533,984	533,984	-
Contract Asset Revenues	-	(191,436)	191,436	86,344	86,344	-	319,914	319,914	-	43,414	43,414	-
Contract Asset - Realization Gains	-	40,547	(40,547)	-	-	-	(8,791)	(8,791)	-	-	-	-
Other Revenues	-	(281)	281	8,928	(367)	8,561	435	(0)	434,78755	15531	(367)	15,164
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>(5,822)</b>	<b>52,563</b>	<b>(58,385)</b>	<b>(24,699)</b>	<b>46</b>	<b>(24,653)</b>	<b>(8,552)</b>	<b>(143,846)</b>	<b>(152,398)</b>	<b>(45,279)</b>	<b>(22,183)</b>	<b>(67,462)</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>56,074</b>	<b>477,245</b>	<b>533,319</b>	<b>230,054</b>	<b>129,151</b>	<b>359,205</b>	<b>96,807</b>	<b>1,332,715</b>	<b>1,429,522</b>	<b>415,428</b>	<b>496,319</b>	<b>911,746</b>
<b>Electricity Costs</b>	-	-	-	-	(68,716)	(68,716)	-	-	-	-	(337,498)	(337,498)
Contract Asset Margin Variation	-	-	-	-	(68,716)	(68,716)	-	-	-	-	(337,498)	(337,498)
<b>Gross Operating Margin</b>	<b>56,074</b>	<b>477,245</b>	<b>533,319</b>	<b>230,054</b>	<b>60,435</b>	<b>290,489</b>	<b>96,807</b>	<b>1,332,715</b>	<b>1,429,522</b>	<b>415,428</b>	<b>158,820</b>	<b>574,248</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(5,003)</b>	<b>(217,765)</b>	<b>(222,768)</b>	<b>(9,168)</b>	<b>(43,207)</b>	<b>(52,375)</b>	<b>(6,673)</b>	<b>(685,758)</b>	<b>(692,431)</b>	<b>(16,313)</b>	<b>(220,131)</b>	<b>(236,444)</b>
Personnel	(2,726)	-	(2,726)	(3,063)	(0)	(3,063)	(3,490)	-	(3,490)	(7,460)	(0)	(7,460)
Material	(72)	-	(72)	(268)	0	(268)	(191)	-	(191)	(418)	(0)	(418)
Third Party Services	(1,661)	-	(1,661)	(5,449)	(0)	(5,449)	(2,532)	-	(2,532)	(7,634)	(0)	(7,634)
Contract Asset - Realization Gains	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisions	-	(217,765)	(217,765)	-	(43,179)	(43,179)	-	(685,758)	(685,758)	-	(220,130)	(220,130)
Other	(544)	-	(544)	(387)	(27)	(414)	(460)	-	(460)	(801)	-	(801)
<b>EBITDA</b>	<b>51,071</b>	<b>259,480</b>	<b>310,551</b>	<b>220,886</b>	<b>17,228</b>	<b>238,115</b>	<b>90,134</b>	<b>646,957</b>	<b>737,091</b>	<b>399,115</b>	<b>(61,311)</b>	<b>337,804</b>
Depreciation and Amortization	(182)	(153)	(29)	(7,807)	7,743	(64)	(324)	211	(113)	(15,276)	15,146	(130)
<b>Operating Income</b>	<b>50,890</b>	<b>(259,632)</b>	<b>310,522</b>	<b>213,079</b>	<b>24,971</b>	<b>238,051</b>	<b>89,810</b>	<b>647,168</b>	<b>736,978</b>	<b>383,839</b>	<b>(46,165)</b>	<b>337,674</b>
<b>Net Financial Results</b>	<b>47</b>	-	<b>47</b>	<b>(142,013)</b>	<b>(0)</b>	<b>(142,013)</b>	<b>(5,919)</b>	-	<b>(5,919)</b>	<b>(198,406)</b>	<b>(0)</b>	<b>(198,406)</b>
Financial Revenues	766	-	766	7,052	(0)	7,052	783	-	783	7,436	(0)	7,436
Financial Expenses	(719)	-	(719)	(149,065)	0	(149,065)	(6,702)	-	(6,702)	(205,842)	-	(205,842)
<b>Income Before Taxes</b>	<b>50,937</b>	<b>(259,632)</b>	<b>310,569</b>	<b>71,066</b>	<b>24,971</b>	<b>96,038</b>	<b>83,891</b>	<b>647,168</b>	<b>731,059</b>	<b>185,433</b>	<b>(46,165)</b>	<b>139,268</b>
Social Contribution	-	-	-	(10,143)	(61)	(10,204)	-	-	-	(16,842)	-	(16,842)
Income Tax	506	506	-	2,957	-	2,957	-	-	-	4,352	-	4,352
Fiscal Incentives	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deferred Taxes	-	112,766	(112,766)	-	(29,598)	(29,598)	-	(284,742)	(284,742)	-	(38,064)	(38,064)
<b>Net Income</b>	<b>51,443</b>	<b>(146,360)</b>	<b>197,803</b>	<b>63,880</b>	<b>(4,688)</b>	<b>59,192</b>	<b>83,891</b>	<b>647,168</b>	<b>446,317</b>	<b>172,943</b>	<b>(84,229)</b>	<b>88,714</b>

<sup>6</sup> For comparison purposes, 2Q21 does not consider an adjustment of R\$ 269 million, referring to gains and losses on the realization of the contract assets of the transmission companies, with a positive impact on the "Contract Asset Revenue" line and a negative impact on "Variation of the Margin of the Contract Asset", with no impact in the semester.

## 5.2.2 Intesa<sup>7</sup>

Intesa -Main Indicators Regulatory	:	2Q20	2Q21	Var.
Net Revenues		37	37	1.1%
Operational Costs and Expenses		(4)	(4)	-2.2%
Infrastructure Costs		-	-	N/A
<b>EBITDA (CVM 527)</b>		<b>33</b>	<b>34</b>	<b>1.5%</b>
Depreciation / Amortization		(3)	(6)	71.2%
<b>EBITDA Margin</b>		89%	90%	0.4%
<b>Margem EBITDA ajustada*</b>		89%	90%	0.4%
EBIT		30	28	-6.5%
Financial Results		(2)	(7)	231.9%
Taxes		(1)	(2)	131.1%
<b>Net Income</b>		<b>26</b>	<b>18</b>	<b>-31.9%</b>
Indebtness and Cash	:	2Q20	2Q21	Var.
Net Debt		293	431	47.0%
Debt Volume		508	518	1.9%
Cash		215	87	-59.4%

Intesa's net revenue was R\$37 million in 2Q21, in line with the same period last year. Operating costs and expenses also remained in line with 2Q20. EBITDA reached R\$34 million in 2Q21, with an EBITDA margin of 90%, against R\$34 million in 2Q20 and a margin of 89%.

<sup>7</sup> For comparison purposes, 2Q21 does not consider an adjustment of R\$14 million, referring to gains and losses on the realization of contract assets, with a positive impact on the "Contract Asset Revenue" line and a negative impact on "Variation in the Margin of Assets of Contract", with no impact in the semester.

Income Statement (R\$ '000)	2Q20 Regulatory	Adjustments	2T20 IFRS	2Q21 Regulatory	Adjustments	2Q21 IFRS	1S20 Regulatory	Adjustment s	1S20 IFRS	1S21 Regulatory	Adjustment s	1S21 IFRS
<b>Operating Revenues</b>	<b>43,243</b>	<b>(5,011)</b>	<b>38,232</b>	<b>43,233</b>	<b>(1,065)</b>	<b>42,169</b>	<b>91,365</b>	<b>(13,747)</b>	<b>77,618</b>	<b>87,914</b>	<b>2,704</b>	<b>90,618</b>
Energy Transmission	39,786	(39,786)	-	41,654	(41,303)	351	87,659	(87,659)	-	84,775	(84,071)	704
Maintenance and Operation Revenues	-	4,386	4,386		1,910	1,910		8,865	8,865		4,757	4,757
Construction Revenues	-	16,660	16,660		790	790		87,575	87,575		7,026	7,026
Financial Revenues - IRR Update	-	-	-		-	-		-	-		-	-
Contract Asset Revenues	-	35,511	35,511		36,919	36,919		70,265	70,265		73,753	73,753
Contract Asset - Realization Gains	-	(20,300)	(20,300)		-	-		(93,249)	(93,249)		-	-
Other Revenues	3,457	(1,482)	1,975	1,579	619	2,198	3,706	456	4,162	3,139	1,238	4,378
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>(6,168)</b>	<b>(2,639)</b>	<b>(8,807)</b>	<b>(5,765)</b>	<b>705</b>	<b>(5,060)</b>	<b>(12,541)</b>	<b>(5,357)</b>	<b>(17,898)</b>	<b>(11,984)</b>	<b>1,257</b>	<b>(10,727)</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>37,075</b>	<b>(7,650)</b>	<b>29,425</b>	<b>37,468</b>	<b>(359)</b>	<b>37,109</b>	<b>78,824</b>	<b>(19,104)</b>	<b>59,720</b>	<b>75,929</b>	<b>3,962</b>	<b>79,891</b>
<b>ELECTRICITY COSTS</b>	-	-	-	-	(9,251)	(9,251)	-	-	-	-	(22,893)	(22,893)
Contract Asset Margin Variation	-	-	-	-	(9,251)	(9,251)	-	-	-	-	(22,893)	(22,893)
<b>Gross Operating Margin</b>	<b>37,075</b>	<b>(7,650)</b>	<b>29,425</b>	<b>37,468</b>	<b>(9,610)</b>	<b>27,858</b>	<b>78,824</b>	<b>(19,104)</b>	<b>59,720</b>	<b>75,929</b>	<b>(18,931)</b>	<b>56,998</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(3,996)</b>	<b>(7,715)</b>	<b>(11,711)</b>	<b>(3,908)</b>	<b>(351)</b>	<b>(4,259)</b>	<b>(8,143)</b>	<b>(40,554)</b>	<b>(48,697)</b>	<b>(7,354)</b>	<b>(3,127)</b>	<b>(10,481)</b>
Personnel	(844)	-	(844)	(972)	-	(972)	(1,668)	-	(1,668)	(2,562)	-	(2,562)
Material	(155)	-	(155)	(173)	-	(173)	(172)	-	(172)	(198)	-	(198)
Third Party Services	(3,396)	-	(3,396)	(2,351)	-	(2,351)	(7,026)	-	(7,026)	(4,211)	-	(4,211)
Provisions	-	(7,715)	(7,715)		(351)	(351)	-	(40,554)	(40,554)		(3,127)	(3,127)
Other	399	-	399	(412)	-	(412)	723	-	723	(383)	-	(383)
<b>EBITDA</b>	<b>33,079</b>	<b>(15,365)</b>	<b>17,714</b>	<b>33,560</b>	<b>(9,962)</b>	<b>23,598</b>	<b>70,681</b>	<b>(59,658)</b>	<b>11,023</b>	<b>68,576</b>	<b>(22,059)</b>	<b>46,517</b>
Depreciation and Amortization	(3,381)	5,157	1,776	(5,790)	5,691	(98)	(8,596)	10,399	1,803	(11,580)	11,465	(115)
<b>Operating Income</b>	<b>29,698</b>	<b>(10,208)</b>	<b>19,490</b>	<b>27,770</b>	<b>(4,270)</b>	<b>23,500</b>	<b>62,085</b>	<b>(49,259)</b>	<b>12,826</b>	<b>56,996</b>	<b>(10,594)</b>	<b>46,402</b>
<b>Net Financial Results</b>	<b>(2,225)</b>	-	<b>(2,225)</b>	<b>(7,384)</b>	-	<b>(7,384)</b>	<b>(8,261)</b>	-	<b>(8,261)</b>	<b>(14,263)</b>	-	<b>(14,263)</b>
Financial Revenues	1,991	-	1,991	564	-	564	4,144	-	4,144	758	-	758
Financial Expenses	(4,216)	-	(4,216)	(7,948)	-	(7,948)	(12,405)	-	(12,405)	(15,021)	-	(15,021)
<b>Income Before Taxes</b>	<b>27,473</b>	<b>(10,208)</b>	<b>17,265</b>	<b>20,386</b>	<b>(4,270)</b>	<b>16,116</b>	<b>53,825</b>	<b>(49,259)</b>	<b>4,566</b>	<b>42,733</b>	<b>(10,594)</b>	<b>32,139</b>
Social Contribution	(3,548)	(2,324)	(5,872)	(5,449)	(24)	(5,473)	(3,794)	2,220	(1,574)	(10,362)	(553)	(10,915)
Income Tax	2,512	-	2,512	3,055	-	3,055	2,512	-	2,512	5,870	-	5,870
<b>Net Income</b>	<b>26,437</b>	<b>(12,532)</b>	<b>13,905</b>	<b>17,992</b>	<b>(4,294)</b>	<b>13,698</b>	<b>52,543</b>	<b>(47,039)</b>	<b>5,504</b>	<b>38,241</b>	<b>(11,147)</b>	<b>27,094</b>

## 6. Regulatory Highlights

### 6.1 Tariff Review - Transmission

Concessionary	Contract	Contract Signature	1st Revision	2nd Revision	3rd Revision	4th Revision
SPV 1	07/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV 2	08/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV 3	10/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV 4	12/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV 5	13/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV 6	14/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV 7	20/2017	2/10/2017	7/1/2022	7/1/2027	7/1/2032	7/1/2037
SPV 8	48/2017	7/21/2017	7/1/2023	7/1/2028	7/1/2033	7/1/2038
Intesa (Reinforcements)	02/2006	4/27/2006	7/1/2020 *	7/1/2024	7/1/2029	7/1/2034

\* The date of the 1st review of Intesa's reinforcements was originally 07/01/2019, but it was postponed by ANEEL and had its retroactive effects valid from 07/01/2020. It is important to note that the revenue from Intesa's original project will be reduced by 50% in 2024.

### 6.2 Processos Tarifários – Distribuição

On April 27, the National Electric Energy Agency, at a Board meeting, ratified the annual tariff adjustment for Equatorial Alagoas. The Annual Tariff Adjustment (RTA) was established by ANEEL with an average effect to be perceived by the consumer of 8.62%, already considering the net effect of the inclusion and exclusion of Financial Components in the

tariff (-11.22%). As a result, Parcel B of Equatorial Alagoas had a positive readjustment of 6.7% when compared to the last tariff year, mainly influenced by the IPCA of the reference period, which was 6.91% and by the X Factor of -0, 52%, which represents 2.45% of the average effect perceived on Parcel B. With this, the homologated Parcel B reached the amount of R\$ 703.7 million.

The approved Readjustment included some measures that helped to maintain tariff modesty, such as reversal of unused balances from the Covid Account, the use of ICMS credits on the PIS/COFINS basis, the reprofiling of RBSE costs and the deferral of the Basic Network , the latter being a deferral of Parcel A.

On August 6, the National Electric Energy Agency, at a Board meeting, approved the annual tariff adjustment for Equatorial Pará. The Annual Tariff Adjustment (RTA) was established by ANEEL with an average effect to be perceived by the consumer of 9.01 % Parcel B had a readjustment of 34.0% when compared to Parcel B in effect in the last tariff year, influenced by the IGP-M of the reference period, which was 33.75%, minus the X Factor of -0.29 %. With this, the approved Parcel B reached the amount of R\$2,927 million. Given the socioeconomic scenario resulting from the Covid-19 pandemic, mechanisms were adopted to mitigate part of the tariff increase. These mechanisms were incorporated into the present tariff process in the form of negative financial components, such as: reversal of funds from Covid Account, reversal of Revenues to Tariff Moderation, Early Reversal of Revenues from Exceeding Demand and Reactive Surplus - UDER and use of PIS/COFINS Credit balances.

DisCo	Average Effect Noticed By Consumers(%)	Start of Term	Process
Equatorial Maranhão	-0.01%	8/20/2020	Tariff Adjustment
Equatorial Pará	9.01%	8/7/2021	Tariff Adjustment
Equatorial Piauí	3.48%	12/2/2020	Tariff Adjustment
Equatorial Alagoas	8.62%	5/3/2021	Tariff Adjustment

### 6.3 Regulatory Asset Base

DisCo	Regulatory Asset Base (R\$ Million)			Tariff Review Date		
	3rd Cicle	4th Cicle	5th Cicle	3rd Cicle	4th Cicle	5th Cicle
Equatorial Maranhão	2,069	3,309		Aug-13	Aug-17	Aug-21
Equatorial Pará	1,472	3,090	5,047	Aug-11	Aug-15	Aug-19
Equatorial Piauí	318	-		Aug-13	-	Dec-23
Equatorial Alagoas	444	-		Aug-13		May-24

\* Na Equatorial Piauí, ocorreu resarcimento das sobras físicas homologadas na RTE realizada em dezembro de 2020, no montante de R\$ 392 milhões. Sem este resarcimento a nova base seria de R\$ 2.063 milhões.

\*\* Na Equatorial Alagoas, a RTE foi aprovada em abril, com uma Base de Remuneração Líquida no valor aprovado de R\$ 1,354 bilhões.

## 6.4 Parcel B

DisCo	Parcel B (R\$ Million)			
	VPB <sub>1</sub> A-1	VPB <sub>1</sub> AO	Var. %	Start of Term
Maranhão	1,473	1,641	11.4%	Aug-20
Pará	2,184	2,927	34.0%	Aug-21
Piauí	498	847	70.1%	Dec-20
Alagoas	666	704	5.7%	May-21
<b>TOTAL</b>	<b>4,821</b>	<b>6,119</b>	<b>26.9%</b>	

## 6.5 Regulatory Assets and Liabilities

6/30/2021				
REGULATORY ASSETS	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>Accrual</b>	<b>263,746</b>	<b>268,039</b>	<b>156,889</b>	<b>59,211</b>
<i>CDE</i>	14,879	14,660	11,217	1,617
<i>Proinfa</i>	5,724	7,242	3,386	44
<i>System Charges</i>	62,651	84,455	43,502	7,216
<i>Basic Grid</i>	44,530	72,439	35,086	20,281
<i>Energy Purchase</i>	135,962	89,243	63,697	29,589
<i>Others</i>				464
<i>Neutrality</i>				
<i>Overcontraction</i>				
<b>Amortization</b>	<b>2,770</b>	<b>17,404</b>	<b>34,348</b>	<b>533,183</b>
<i>CDE</i>	938	912	143	3,839
<i>Proinfa</i>	-	-	72	14,881
<i>System Charges</i>	280	6,664	-	89
<i>RTE Energy</i>	-	-		194,356
<i>Basic Grid</i>	1540	1,632	9,573	320,018
<i>Energy Purchase</i>	12	8,196	24,560	
<i>Parcel A Neutrality</i>			-	<b>66,628</b>
<i>Excess Energy Purchase</i>		<b>1,103</b>		<b>40,070</b>
<b>Other Regulatory Assets</b>	<b>26,455</b>	<b>26,363</b>	<b>55,127</b>	<b>72,535</b>
<i>Others</i>	25154	26,363	25,670	72,535
<i>CCEAR Garanty</i>				
<i>Subcontraction</i>	1301		29,457	
<b>Total</b>	<b>292,971</b>	<b>312,909</b>	<b>246,364</b>	<b>771,627</b>

REGULATORY LIABILITIES	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>Accrual</b>	<b>(28,496)</b>	<b>(23,091)</b>	<b>(9,474)</b>	<b>(78,040)</b>
<i>Energy Purchase</i>	(14,965)		(8,017)	(4,416)
<i>Proinfa</i>	-		-	
<i>System Charges</i>	(13,531)	(16,243)	(1,457)	(3,290)
<i>CDE</i>				
<i>Basic Grid</i>	-			
<i>Parcel A Neutrality</i>		(6,848)		(2,096)
<i>Others</i>				(60,515)
<i>Continuity Violation - Piauí</i>				
<i>Subcontraction</i>			(7,723)	
<b>Amortization</b>	<b>(12,411)</b>	<b>(8,398)</b>	<b>(30,486)</b>	<b>(195,601)</b>
<i>Basic Grid</i>	(8)	(54)	(114)	(195,097)
<i>Energy Purchase</i>	(1,134)	(695)	(27)	
<i>CDE</i>		-	(4,294)	
<i>System Charges</i>	(10,277)	(6,786)	(23,680)	(503)
<i>Proinfa</i>	(992)	(662)	(2,372)	
<i>Parcel A Neutrality</i>	<b>(2,029)</b>	(201)	<b>(4,444)</b>	-
<b>Other Regulatory Assets</b>	<b>(307,203)</b>	<b>(284,482)</b>	<b>(272,617)</b>	<b>(325,197)</b>
<i>Others</i>	(303,000)	(284,482)	(255,352)	(325,197)
<i>Continuity Violation - Piauí</i>			-	
<i>Financial Exposure</i>				
<b>Excess Energy Purchase</b>	<b>(4,203)</b>	<b>(85,866)</b>	<b>(17,266)</b>	
<i>PIS/COFINS Compensation</i>				<b>(121,741)</b>
<b>Total</b>	<b>(350,139)</b>	<b>(401,837)</b>	<b>(317,021)</b>	<b>(720,579)</b>

Net Regulatory Assets	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Regulatory Assets	292,971	312,909	246,364	771,627
Regulatory Liabilities	(350,139)	(401,837)	(317,021)	(720,579)
<b>Net Regulatory Assets (for Ne</b>	<b>(57,168)</b>	<b>(88,928)</b>	<b>(70,657)</b>	<b>51,048</b>
Piauí				
Exceeding Demand / Reactive	(53,971)	(175,917)	(7,110)	(9,886)
<b>Net Regulatory Assets</b>	<b>(111,139)</b>	<b>(264,845)</b>	<b>(77,767)</b>	<b>41,162</b>

## 7. Debt

### 7.1 – Consolidated Debt

As of June 30, 2021, the consolidated gross debt, considering charges, financial creditors of the judicial recovery (net of adjustment to present value) and debentures, reached R\$ 18.723 million, 4% increase over the previous quarter. For a more detailed breakdown of the debt, see the IR website - Financial Information - Operating and Financial Data.

#### Indebtedness (100% consolidation)

	Index	Spread	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 a 2034	2035 a 2044	2044 a 2049	Total	
<b>Domestic Currency</b>													
Pará	% CDI	111,8% a 115,7%	481	492	321	-	-	-	-	-	-	1,295	
	CDI +	+ 1,0% a + 1,3%	8	-	1,000	-	-	-	-	-	-	1,008	
	IPCA	+ 4,8% a + 8,0%	350	225	343	228	195	195	307	40	-	1,884	
	IGP-M	+ 1,0%	8	-	-	-	-	-	370	-	-	377	
	Fixed Rate (R\$)	1% a 10% aa	24	34	32	36	34	25	676	-	-	861	
	Present Value Adjustment	0,0% aa	(2)	(31)	(20)	(19)	(19)	(19)	(134)	(2)	-	247	
	<b>Equatorial Pará (Total)</b>		<b>869</b>	<b>720</b>	<b>1,676</b>	<b>245</b>	<b>209</b>	<b>201</b>	<b>1,219</b>	<b>38</b>	-	<b>5,178</b>	
Maranhão	<b>Domestic Currency</b>												
	% CDI	106% a 107%	5	500	-	-	-	-	-	-	-	505	
	CDI +	+ 1,0% a + 3,7%	3	2	1	162	162	-	-	-	-	329	
	IPCA	+ 3,0% a + 5,5%	249	95	226	81	81	81	307	37	-	1,156	
	SELIC	+ 2,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	TJLP	+ 2,3% a + 2,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Fixed Rate (R\$)	6,0% aa	1	3	3	3	2	-	-	-	-	12	
Piauí	Present Value Adjustment	0%	(2)	(3)	(2)	(0)	(0)	(0)	(2)	(1)	-	10	
	<b>Equatorial Maranhão (Total)</b>		<b>256</b>	<b>597</b>	<b>228</b>	<b>245</b>	<b>245</b>	<b>81</b>	<b>305</b>	<b>36</b>	-	<b>1,992</b>	
	<b>Domestic Currency</b>												
	% CDI	109,8% a 119,5%	444	457	80	102	-	-	-	-	-	0	1,083
	CDI +	+ 1% + 1,1%	10	312	617	200	132	132	-	-	-	0	1,404
	IPCA	+ 0,5% a + 3,9%	23	46	44	51	49	38	218	131	0	601	
	SELIC	+ 0,5%	33	44	10	-	-	-	-	-	-	0	87
Alagoas	Fixed Rate (R\$)	+5,0%	-	-	-	39	39	39	313	398	151	981	
	Present Value Adjustment	0%	(0)	(23)	(34)	(22)	(22)	(22)	(179)	(224)	-86	614	
	<b>Equatorial Piauí (Total)</b>		<b>510</b>	<b>836</b>	<b>718</b>	<b>370</b>	<b>199</b>	<b>188</b>	<b>351</b>	<b>305</b>	<b>65</b>	<b>3,542</b>	
	<b>Domestic Currency</b>												
	% CDI	100% a 124,85%	180	360	330	391	-	-	-	-	-	0	1,262
	CDI +	+1,0%	-	4	250	-	-	-	-	-	-	-	254
	IPCA	+3,9%	7	13	13	18	18	18	146	91	-	324	
Equatorial Transmissão	SELIC	+ 0,5%	12	11	5	0	-	-	-	-	-	-	27
	Fixed Rate (R\$)	5,0% aa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Present Value Adjustment	0%	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	-	0	
	<b>Equatorial Alagoas (Total)</b>		<b>199</b>	<b>388</b>	<b>598</b>	<b>409</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>145</b>	<b>91</b>	-	<b>1,867</b>	
	<b>Domestic Currency</b>												
	IPCA	+1,6% a 5,3%	80	106	211	224	297	299	2,461	1,415	-	5,092	
	Present Value Adjustment	0%	(1)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(20)	(8)	-	42	
Intesa	<b>Equatorial Transmissão (Total)</b>		<b>79</b>	<b>103</b>	<b>208</b>	<b>221</b>	<b>294</b>	<b>296</b>	<b>2,442</b>	<b>1,407</b>	-	<b>5,050</b>	
	<b>Domestic Currency</b>												
	% CDI	109%	2	-	-	250	-	-	-	-	-	252	
	CDI +	+ 1,1% a 2,2%	2	-	-	-	-	-	150	-	-	152	
	IPCA+	+ 5,4%	4	-	38	38	38	-	-	-	-	117	
	Present Value Adjustment	0%	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)	-	-	-	3	
	<b>Intesa (Total)</b>		<b>8</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>37</b>	<b>287</b>	<b>37</b>	<b>150</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>518</b>	
<b>Domestic Currency</b>													
Equatorial Energia	CDI+	+1,3% a 1,6%	5	-	-	448	-	-	-	-	-	453	
	IPCA	+ 5,8%	4	-	61	61	-	-	-	-	-	127	
	Present Value Adjustment	0%	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	-	-	-	-	4	
	<b>Equatorial Energia (Total)</b>		<b>9</b>	<b>(1)</b>	<b>60</b>	<b>509</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>577</b>	
	<b>Equatorial Consolidated</b>		<b>1,929</b>	<b>2,642</b>	<b>3,525</b>	<b>2,286</b>	<b>1,002</b>	<b>934</b>	<b>4,463</b>	<b>1,877</b>	<b>65</b>	<b>18,723</b>	

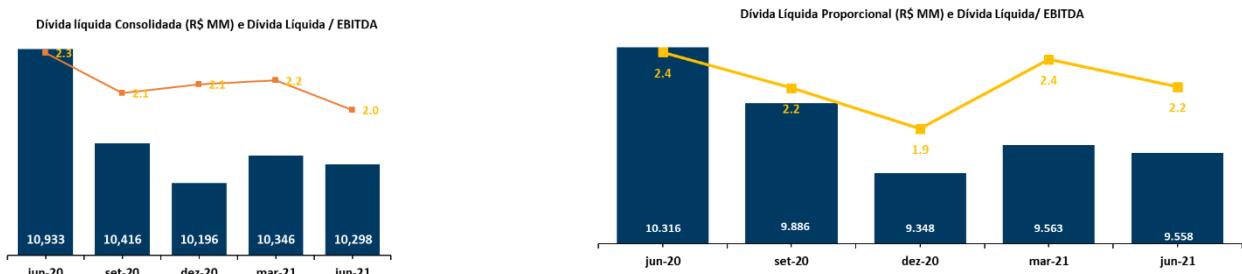
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Equatorial Energia	Equatorial Transmissão	Intesa	55 Soluções	Equatorial Distribuição	Consolidado
<b>Gross Debt</b>	1,991,925	5,178,393	3,541,530	1,867,070	576,531	5,049,939	517,879	-	-	18,723,267
Cash Position	1,240,304	2,889,175	1,454,883	912,572	1,225,745	335,824	87,205	86,955	1,016	8,233,679
Net Regulatory Assets	(111,139)	(264,845)	(77,767)	41,162	-	-	-	-	-	(412,589)
CCC Subrogation	-	91,688	-	-	-	-	-	-	-	91,688
Financial Assets - Physical Leftovers	0	0	350,023	30,508	-	0	0	-	-	380,531
Banks Judicial Deposits	-	7,975	-	-	-	-	-	-	-	7,975
Swap	(39,876)	242,218	15,821	-	(94,528)	-	-	-	-	123,635
<b>Net Debt</b>	<b>902,636</b>	<b>2,212,182</b>	<b>1,798,569</b>	<b>882,828</b>	<b>(554,686)</b>	<b>4,714,115</b>	<b>430,674</b>	<b>(86,955)</b>	<b>(1,016)</b>	<b>10,298,347</b>
Share - Equatorial	58.6%	86.9%	94.5%	96.4%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
<b>Net Debt - Proportional</b>	<b>528,854</b>	<b>1,921,280</b>	<b>1,699,648</b>	<b>850,782</b>	<b>(554,686)</b>	<b>4,714,115</b>	<b>430,674</b>	<b>(86,955)</b>	<b>(1,016)</b>	<b>9,502,696</b>

**Geramar's gross debt is not consolidated in Equatorial. The balance of Geramar's gross debt in 2Q21, adjusted by Equatorial's 25% share, was R\$51 million.**

Geramar	Index	Spread	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 a 2034	2035 a 2044	2044 a 2049	Total
	TJLP	+ 1,0%	6	10	10	10	-	-	-	-	-	36
	Fixed Rate (R\$)	8,5% a.a.	1	2	2	2	2	2	-	-	-	11
	SELIC	+ 3,3%	1	3	1	-	-	-	-	-	-	5
	<b>Geramar (Total)</b>		<b>8</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>51</b>

Equatorial's consolidated net debt in 2Q21 totaled R\$ 10,3 billion, implying a net debt/EBITDA ratio of 2.0x.

The net debt adjusted by Equatorial's interests in its subsidiaries totaled, on June 30, 2021, R\$9.6 billion, resulting in a proportional net debt/EBITDA ratio of 2.2x, as shown below.



## 7.2 – Funding

Throughout 2Q21 and until the preparation of this report, the group made the following debt/financing releases.

Company	Counterpart	Liquidation Date	Value (000')	Due	Interest Payment	Amortization
EQTL TRANSMISSÃO	DEBÊNTURES	4/6/2021	800,000	15 years	Semester	Anual
EQTL PARÁ	MLA - 2ª TRANCHE	4/8/2021	97,657	-	-	-
SPV 5	MÚTUO (EQTL PA)	4/15/2021	10,000	2 years	Bullet	Bullet
EQTL PIAUI	4131 SCOTIABANK	4/26/2021	300,000	5 years	Semester	4º e 5º ano
EQTL PARÁ	BNDES	6/10/2021	70,025	20 years	Monthly	Monthly
EQTL PIAUÍ	BNDES	6/29/2021	19,235	20 years	Monthly	Monthly
SPV 3	MÚTUO (EQTL)	7/15/2021	15,000	2 years	Bullet	Bullet
EQTL MARANHÃO	BNDES	7/29/2021	145,000	20 years	Monthly	Monthly
EQTL PIAUÍ	BNDES	7/29/2021	110,000	20 years	Monthly	Monthly
CEEE-D	131 - Bank of Americ	7/29/2021	250,000	2 years	Quarter	Bullet
SPV 8	FDA	7/30/2021	64,350	20 years	Semester	Semester
						<b>1,881,267</b>

## 8. Investments

The information related to Investments made in the period considers 100% of Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, Intesa, Equatorial Transmissão and 25% of Geramar.

Investments (R\$ MM)	2Q20	2Q21	Var.%	1S20	1S21	Var.%
<b>Maranhão</b>						
Electrical Assets	96	59	-38.8%	197	182	-7.8%
Special Obligations	17	7	-61.9%	31	14	-56.2%
Non-Electrical Assets	17	7	-58.0%	36	14	-62.2%
<b>Total</b>	<b>130</b>	<b>72</b>	<b>-44.4%</b>	<b>265</b>	<b>209</b>	<b>-20.9%</b>
<b>Pará</b>						
Electrical Assets	100	165	65.5%	201	305	51.7%
Special Obligations	27	55	102.5%	70	85	20.6%
Non-Electrical Assets	10	3	-70.1%	26	19	-24.9%
<b>Total</b>	<b>137</b>	<b>223</b>	<b>63.4%</b>	<b>297</b>	<b>409</b>	<b>37.7%</b>
<b>Piauí</b>						
Electrical Assets	71	51	-27.9%	118	105	-10.6%
Special Obligations	17	15	-15.6%	32	23	-28.6%
Non-Electrical Assets	7	8	9.2%	20	22	14.9%
<b>Total</b>	<b>95</b>	<b>73</b>	<b>-22.9%</b>	<b>169</b>	<b>151</b>	<b>-11.1%</b>
<b>Alagoas</b>						
Electrical Assets	42	53	27.4%	72	91	27.0%
Special Obligations	-	-	N/A	-	-	N/A
Non-Electrical Assets	3	6	83.2%	7	17	135.6%
<b>Total</b>	<b>45</b>	<b>59</b>	<b>31.3%</b>	<b>79</b>	<b>108</b>	<b>36.7%</b>
	<b>407</b>	<b>428</b>	<b>5.1%</b>	<b>810</b>	<b>877</b>	<b>8.2%</b>
<b>Geramar</b>						
Generation	3	1	-64.3%	3		100.0%
<b>Equatorial Transmissão</b>						
Greenfield	179	43	-75.9%	581	221	-61.9%
Intesa	12	1	-90.1%	21	4	-79.4%
<b>Total Equatorial</b>	<b>601</b>	<b>473</b>	<b>-21.3%</b>	<b>1,167</b>	<b>844</b>	<b>-27.7%</b>

Since the beginning of Equatorial Transmissão's projects in 2017, on an accumulated basis, approximately R\$5.22 billion have already been invested. The reduction in investments compared to the same quarter of the previous year demonstrates that we are already in the final stage of implementing the transmission projects. As for the distribution segment, there was an acceleration of investments in all distributors, despite the Covid-19 pandemic.

## 9. Capital Market

Market Data	Jun-20	Jun-21	Var. %
Enterprise Value (EV - R\$ million) <sup>1</sup>	34,793	34,618	-0.5%
Market Value (R\$ million)	23,459	25,061	6.8%
ADTV90 (R\$ million) <sup>2</sup>	169	183	8.3%
EQTL3 (ON) (R\$/share)	23.32	24.80	6.3%

<sup>1</sup>EV = Market Value + Proportional Net Debt

<sup>2</sup>ADTV = Average Daily Trading Volume

In December 4, 2020, the Company approved a Share Buyback Program with the objective of maximizing the generation of value for its shareholders, through the acquisition for maintenance in treasury and subsequent sale or cancellation without reduction of capital. The transaction approved was limited to 50,110,056 shares, equivalent to 5.0% of the total, with a maximum duration of 18 months. As of June 30, 28,421,100 shares had been acquired under the program.

## **10. Services Provided by the Independent Auditors**

---

The Company did not hire KPMG Auditores Independentes, its external auditors, for any other services beyond the independent audit and those services required by ANEEL. The Company's contracting policy is designed to ensure the independence of the auditors in line with the prevailing regulations. Essentially, these determine that the auditors may not audit their own work, exercise any managerial function for their clients or promote their clients' interests.

The following information was not reviewed by the independent auditors: i) Equatorial Distribuição Maranhão, Pará, Piauí and Alagoas operating information (including that related to the Light for All Program PLPT); ii) proforma financial information and its comparison with the corporate results presented in the period; and; iii) Management's expectations regarding the future performance of the companies.

### **Warning**

---

Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties, and are based on the expectations of Management and on the information currently available to the Company. Forward-looking statements include information on our current intentions, beliefs or expectations, as well as those of the Board of Directors and the Executive Board. The reservations concerning forward-looking statements include information related to presumed or possible operating results, as well as declarations preceded, followed by, or including such expressions as "believe", "can", "will", "continue", "expect", "forecast", "intend", "estimate" or similar wording.

Since they refer to future events and are therefore dependent on circumstances that may or may not occur, such statements are not a guarantee of performance. Future results and the creation of shareholder value may differ substantially from those expressed or suggested by said forward-looking statements, since many of the factors determining these results are outside the Company's control.

### **Accounting criteria adopted:**

The information contained herein is presented in consolidated figures, pursuant to Brazilian Corporate Law, based on revised financial information. The consolidated financial information represents 100% of Equatorial Maranhão results, 100% of Equatorial Pará, 100% of Equatorial Piauí, 100% of Equatorial Alagoas, 100% of Equatorial Transmissão, 100% of Intesa's and 100% of 55 Soluções.

## Annex 1 – Manager Results - Isolated System - Equatorial Pará (R\$ MM)

ISOLATED SYSTEMS	2Q20	2Q21	Var.%	1S20	1S21	Var.%
<b>REVENUES / REIMBURSEMENTS</b>	<b>99.4</b>	<b>117.1</b>	<b>17.8%</b>	<b>211</b>	<b>221</b>	<b>4.6%</b>
CCC Subvention	69.6	91.4	31.4%	150	171	14.1%
ACR Revenue (within the Company's Parcel A)	22.4	17.3	-22.5%	45	34	-25.4%
(-)C F PIS/COFINS	7.4	8.4	12.5%	16	16	0.2%
<b>COSTS / EXPENSES</b>	<b>(99.0)</b>	<b>(119.6)</b>	<b>-20.8%</b>	<b>(213)</b>	<b>(224)</b>	<b>-5.3%</b>
Third Party Services	(2.8)	(2.9)	-5.6%	(4)	(5)	-9.0%
Energy and Potency Purchase - IS	(96.2)	(116.7)	-21.2%	(208)	(219)	-5.2%
<b>SURPLUS (DEFICIT) IN ISOLATED SYSTEMS</b>	<b>0</b>	<b>(2)</b>	<b>748.3%</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>-95.7%</b>
<b>Injected Energy (GWh)</b>	<b>73</b>	<b>68</b>	<b>-6.3%</b>	<b>147</b>	<b>131</b>	<b>-10.5%</b>

## Annex 2 – Income Tax and Social Contribution Rate (R\$ MM)

Net Income and Social Contribution R\$ Million	2Q21				1S21			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>EBT (a)</b>	<b>152</b>	<b>261</b>	<b>116</b>	<b>186</b>	<b>478</b>	<b>432</b>	<b>206</b>	<b>256</b>
Net Income Expense	(35)	(51)	(3)	(14)	(87)	(98)	(25)	(20)
(+) Deferred Fiscal Asset	(24)	(14)	(13)	-	(4)	29	7	-
(=) Calculated Tax	(60)	(65)	(16)	(14)	(91)	(69)	(18)	(20)
<b>(=) Tax - Cash Basis (b)</b>	<b>(60)</b>	<b>(65)</b>	<b>(16)</b>	<b>(14)</b>	<b>(91)</b>	<b>(69)</b>	<b>(18)</b>	<b>(20)</b>
<b>(b/a) Tax Rate</b>	<b>39.3%</b>	<b>25.1%</b>	<b>13.9%</b>	<b>7.6%</b>	<b>19%</b>	<b>16%</b>	<b>9%</b>	<b>8%</b>
<b>Real Income</b>	<b>209</b>	<b>300</b>	<b>108</b>	<b>126</b>	<b>374</b>	<b>48</b>	<b>143</b>	<b>180</b>
<b>Tax Rate over Real Income</b>	<b>28.5%</b>	<b>21.8%</b>	<b>14.9%</b>	<b>11.2%</b>	<b>24.3%</b>	<b>142.2%</b>	<b>12.7%</b>	<b>11.0%</b>
Net Income and Social Contribution R\$ Million	2Q20				1S20			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
<b>EBT (a)</b>	<b>152</b>	<b>121</b>	<b>20</b>	<b>36</b>	<b>318</b>	<b>317</b>	<b>45</b>	<b>69</b>
Net Income Expense	(22)	(22)	-	2	(49)	(109)	-	2
(+) Deferred Fiscal Asset	(8)	15	-	(35)	(4)	101	-	(35)
(=) Calculated Tax	(30)	(7)	-	(32)	(54)	(7)	-	(33)
<b>(=) Tax - Cash Basis (b)</b>	<b>(30)</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>	<b>(32)</b>	<b>(54)</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>	<b>(33)</b>
<b>(b/a) Tax Rate</b>	<b>19.8%</b>	<b>6.1%</b>	<b>0.0%</b>	<b>89.2%</b>	<b>17%</b>	<b>2%</b>	<b>0%</b>	<b>47%</b>
<b>Real Income</b>	<b>158</b>	<b>78</b>	<b>(0)</b>	<b>117</b>	<b>336</b>	<b>78</b>	<b>(41)</b>	<b>335</b>
<b>Tax Rate over Real Income</b>	<b>19.0%</b>	<b>9.5%</b>	<b>0.0%</b>	<b>27.8%</b>	<b>16.0%</b>	<b>9.5%</b>	<b>0.0%</b>	<b>9.7%</b>

## Annex 3 – Consolidated Income Statement (R\$ 000')

### EQUATORIAL MARANHÃO INCOME STATEMENT

Income Statement (R\$ '000)	2Q20	2Q21
<b>Operating Revenues</b>	<b>1,090,881</b>	<b>1,386,391</b>
Electricity Sales	916,742	1,245,504
Electricity Supply	5,955	14,011
Construction Revenues	130,240	72,451
Other Revenues	37,944	54,425
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>(260,844)</b>	<b>(395,062)</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>830,038</b>	<b>991,329</b>
<b>Energy Service Costs</b>	<b>(467,825)</b>	<b>(555,898)</b>
Purchased Energy	(280,544)	(383,728)
Transmission and Grid Usage Charges	(57,041)	(99,719)
Construction Cost	(130,240)	(72,451)
<b>Operating Gross Margin</b>	<b>362,213</b>	<b>435,431</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(167,485)</b>	<b>(139,442)</b>
Personnel	(30,498)	(41,585.00)
Material	(2,393)	132.00
Third Party Services	(88,918)	(77,017.00)
Provisions	(39,941)	(16,487.00)
Other	(5,410)	(3,344.00)
Other Operating Revenues (Expenses)	(325)	(1,141.00)
<b>EBITDA</b>	<b>194,728</b>	<b>295,989</b>
Depreciation and Amortization	(46,604)	(53,277)
<b>Operating Income</b>	<b>148,124</b>	<b>242,712</b>
<b>Net Financial Results</b>	<b>3,808</b>	<b>(10,746)</b>
Financial Revenues	30,294	41,303
Financial Expenses	(26,486)	(52,049)
<b>Income Before Taxes</b>	<b>151,932</b>	<b>231,966</b>
Social Contribution	(14,243)	(25,389)
Income Tax	(44,898)	(75,281)
Deferred Taxes	7,623	24,451
Fiscal Incentives	29,061	41,019
<b>Net Income</b>	<b>129,475</b>	<b>196,766</b>

## EQUATORIAL PARÁ INCOME STATEMENT

Income Statement (R\$ '000)	2Q20	2Q21
<b>Operating Revenues</b>	<b>1,585,422</b>	<b>2,093,924</b>
Electricity Sales	1,350,840	1,716,106
Electricity Supply	8,119	9,288
Construction Revenues	165,630	223,051
Other Revenues	60,833	145,479
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>(421,013)</b>	<b>(528,297)</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>1,164,408</b>	<b>1,565,627</b>
<b>Energy Service Costs</b>	<b>(682,187)</b>	<b>(945,010)</b>
Purchased Energy	(417,435)	(534,597)
Transmission and Grid Usage Charges	(99,122)	(187,362)
Construction Costs	(165,630)	(223,051)
<b>Operating Gross Margin</b>	<b>482,221</b>	<b>620,617</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(255,999)</b>	<b>(219,008)</b>
Personnel	(33,812)	(43,631)
Material	(1,427)	(7,246)
Third Party Services	(87,268)	(101,604)
Provisions	(99,783)	(38,856)
Other	(8,383)	(1,709)
Potency and Energy Purchase - Isol. Systems	-	-
CCC Subvention	(28,975)	(26,026)
Fuel for Energy Generation	-	-
Other Operating Revenues (Expenses)	3,650	64
<b>EBITDA</b>	<b>226,223</b>	<b>401,609</b>
Depreciation and Amortization	(78,269)	(94,693)
<b>Operating Income</b>	<b>147,954</b>	<b>306,916</b>
<b>Net Financial Results</b>	<b>(26,809)</b>	<b>(46,342)</b>
Financial Revenues	114,133	89,768
Financial Expenses	(140,942)	(136,110)
<b>Income Before Taxes</b>	<b>121,145</b>	<b>260,574</b>
Social Contribution	(7,056)	(26,980)
Income Tax	(21,199)	(76,625)
Deferred Taxes	(14,533)	14,473
Fiscal Incentives	20,826	38,281
<b>Net Income</b>	<b>99,184</b>	<b>209,723</b>

## EQUATORIAL PIAUÍ INCOME STATEMENT

Income Statement (R\$ '000)	2Q20	2Q21
<b>Operating Revenues</b>	<b>667,213</b>	<b>845,731</b>
Electricity Sales	543,829	709,060
Electricity Supply	10,370	34,537
Construction Revenues	96,145	73,352
Other Revenues	16,869	28,782
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>(181,468)</b>	<b>(228,324)</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>485,745</b>	<b>617,407</b>
<b>Energy Service Costs</b>	<b>(329,779)</b>	<b>(389,009)</b>
Purchased Energy	(229,981)	(310,127)
Transmission and Grid Usage Charges	(3,652)	(5,530)
Construction Costs	(96,146)	(73,352)
<b>Operating Gross Margin</b>	<b>155,966</b>	<b>228,398</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(85,860)</b>	<b>(73,145)</b>
Personnel	(16,215)	(20,971)
Material	(769)	(1,080)
Third Party Services	(39,328)	(48,467)
Provisions	(24,761)	(2,633)
Other	(1,389)	(1,273)
Fuel for Energy Generation	-	-
Other Operating Revenues (Expenses)	(3,398)	1,279
<b>EBITDA</b>	<b>70,106</b>	<b>155,253</b>
Depreciation and Amortization	(22,656)	(23,542)
<b>Operating Income</b>	<b>47,450</b>	<b>131,711</b>
<b>Net Financial Results</b>	<b>(27,497)</b>	<b>(16,182)</b>
Financial Revenues	52,585	58,389
Financial Expenses	(80,082)	(74,571)
<b>Income Before Taxes</b>	<b>19,953</b>	<b>115,529</b>
Social Contribution	-	(9,553)
Income Tax	-	(26,715)
Deferred Taxes	-	13,076
Fiscal Incentives	-	20,220
<b>Net Income</b>	<b>19,953</b>	<b>112,557</b>

## EQUATORIAL ALAGOAS INCOME STATEMENT

Income Statement (R\$ '000)	2Q20	2Q21
<b>Operating Revenues</b>	<b>597,652</b>	<b>889,387</b>
Electricity Sales	523,778	733,069
Electricity Supply	3,146	24,387
Construction Revenues	44,709	58,661
Other Revenues	26,019	73,270
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>(178,340)</b>	<b>(254,917)</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>419,312</b>	<b>634,470</b>
<b>Energy Service Costs</b>	<b>(288,822)</b>	<b>(374,284)</b>
Purchased Energy	(192,972)	(238,298)
Transmission and Grid Usage Charges	(51,141)	(77,325)
Construction Costs	(44,709)	(58,661)
<b>Operating Gross Margin</b>	<b>130,489</b>	<b>260,186</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(69,615)</b>	<b>(72,239)</b>
Personnel	(11,825)	(18,099)
Material	(821)	(1,787)
Third Party Services	(31,524)	(37,300)
Provisions	(21,914)	(12,720)
Other	(3,525)	(622)
Fuel for Energy Generation	-	-
Other Operating Revenues (Expenses)	(6)	(1,711)
<b>EBITDA</b>	<b>60,875</b>	<b>187,947</b>
Depreciation and Amortization	(15,434)	(17,511)
<b>Operating Income</b>	<b>45,441</b>	<b>170,436</b>
<b>Net Financial Results</b>	<b>(9,006)</b>	<b>15,907</b>
Financial Revenues	42,849	34,434
Financial Expenses	(51,855)	(18,527)
<b>Income Before Taxes</b>	<b>36,435</b>	<b>186,343</b>
Social Contribution	(10,662)	(11,314)
Income Tax	(29,016)	(31,203)
Deferred Taxes	34,839	-
Fiscal Incentives	7,184	28,437
<b>Net Income</b>	<b>38,780</b>	<b>172,263</b>

## EQUATORIAL TRANSMISSÃO IFRS INCOME STATEMENT

Income Statement (R\$ '000)	2T20	2T21	1S20	1S21
<b>Operating Revenues</b>	<b>591,704</b>	<b>383,858</b>	<b>1,581,920</b>	<b>979,208</b>
Construction Revenues	352,962	76,844	1,101,644	378,630
Energy Transmission Operations	2,260	-	3,249	-
Operation and Maintenance Revenues	2,003	5,298	2790	8,017
Contract Asset Update - Operational	83,309	206,811	162,679	533,984
Contract Asset - Realization Gain	(40,547)	-	(8,791)	-
Contract Asset Revenues	191,436	86,344	319,914	43,414
Other Revenues	281	8,561	435	15,164
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>(58,385)</b>	<b>(24,653)</b>	<b>(152,398)</b>	<b>(67,462)</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>533,319</b>	<b>359,205</b>	<b>1,429,522</b>	<b>911,746</b>
<b>Energy Service Costs</b>	<b>(217,765)</b>	<b>(111,895)</b>	<b>(685,758)</b>	<b>(557,628)</b>
Construction Costs	(217,765)	(43,179)	(685,758)	(220,130)
Contract Asset - Margin Variation	-	(68,716)	-	(337,498)
<b>Operating Gross Margin</b>	<b>315,554</b>	<b>247,310</b>	<b>743,764</b>	<b>354,118</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(5,003)</b>	<b>(9,195)</b>	<b>(6,673)</b>	<b>(16,314)</b>
Personnel	(2,726)	(3,063)	(3,490)	(7,460)
Material	(72)	(268)	(191)	(418)
Third Party Services	(1,661)	(5,449)	(2,532)	(7,634)
Provisions	-	-	-	-
Contract Asset - Losses in Realization	-	-	-	-
Other	(544)	(414)	(460)	(801)
Other Operating Revenues (Expenses)	-	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>310,551</b>	<b>238,115</b>	<b>737,091</b>	<b>337,804</b>
Depreciation and Amortization	(29)	(64)	(113)	(130)
<b>Net Financial Results</b>	<b>47</b>	<b>(142,013)</b>	<b>(5,919)</b>	<b>(198,406)</b>
Financial Revenues	766	7,052	783	7,436
Financial Expenses	(719)	(149,065)	(6,702)	(205,842)
<b>Income Before Taxes</b>	<b>310,569</b>	<b>96,038</b>	<b>731,059</b>	<b>139,268</b>
Social Contribution	-	(2,535)	-	(4,298)
Income Tax	-	(4,711)	-	(8,191)
Deferred Taxes	(112,766)	(29,598)	(284,742)	(38,064)
<b>Net Income (before Minorities)</b>	<b>197,803</b>	<b>59,192</b>	<b>446,317</b>	<b>88,714</b>

## EQUATORIAL ENERGIA CONSOLIDATED INCOME STATEMENT

Income Statement (R\$ '000)	2Q20	2Q21
<b>Operating Revenues</b>	<b>4,604,070</b>	<b>5,714,631</b>
Electricity Sales	3,370,350	4,472,232
Electricity Supply	27,590	82,224
Construction Revenues	806,348	505,150
Energy Transmission Operations	(5,262)	-
Operation and Maintenance Revenues	6,390	7,208
Other Revenues	398,654	647,817
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>(1,121,860)</b>	<b>(1,442,369)</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>3,482,210</b>	<b>4,272,262</b>
<b>Energy Service Costs</b>	<b>(2,025,621)</b>	<b>(2,441,894)</b>
Purchased Energy	(1,363,416)	(1,892,882)
Transmission and Grid Usage Charges	-	-
Contract Asset - Losses in Realization	-	(77,967)
Construction Costs	(662,205)	(471,045)
<b>Operating Gross Margin</b>	<b>1,456,589</b>	<b>1,830,368</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(583,318)</b>	<b>(539,712)</b>
Personnel	(134,279)	(146,838)
Material	(6,631)	(10,835)
Third Party Services	(201,125)	(268,302)
Provisions	(189,231)	(70,686)
Other	(52,082)	(41,542)
Other Operating Revenues (Expenses)	30	(1,509)
<b>EBITDA</b>	<b>873,271</b>	<b>1,290,656</b>
Depreciation and Amortization	(161,624)	(189,578)
Equity Income	36,133	13,424
Goodwill Amortization	(56,303)	(28,159)
<b>Operating Income</b>	<b>691,477</b>	<b>1,086,343</b>
<b>Net Financial Results</b>	<b>(64,551)</b>	<b>(308,232)</b>
Financial Revenues	248,646	234,841
Financial Expenses	(313,197)	(543,073)
<b>Income Before Taxes</b>	<b>626,926</b>	<b>778,111</b>
Social Contribution	(34,111)	(78,126)
Income Tax	(101,069)	(223,889)
Deferred Taxes	(77,462)	21,944
Fiscal Incentives	59,918	133,969
<b>Net Income (before Minorities)</b>	<b>474,202</b>	<b>632,009</b>
<b>Minorities</b>	<b>(68,471)</b>	<b>(122,279)</b>
<b>Net Income</b>	<b>405,731</b>	<b>509,730</b>

## Annex 4 Income Statements per Company (R\$ Million)

- The table below shows the consolidation procedure in Equatorial Energia.
- The “Minority Interest” line contains an adjustment so that the net income of each company in Equatorial’s consolidated result reflects its real ownership interest in Maranhão (65.11%), Pará (96.5%), Piauí (94.5%) and Alagoas (96.4%).

Income Statement by Company ('000)	Holding	Soluções	Transmissão	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Intesa	EQTD individual	EQTD consolidado	PPAs	EQTL PA, PI e AL	Eliminações	Consolidado
<b>Operating Revenues</b>	-	99	382	1,386	2,094	846	889	40	-	3,480	-	(13)	5,723	
Electricity Sales	-	68	-	1,246	1,716	709	733	-	-	2,962	-	-	4,472	
Electricity Supply	-	-	-	14	9	35	24	-	-	23	-	-	82	
Construction Revenues	-	-	77	72	223	73	59	1	-	296	-	-	505	
-	-	-	(0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	5	(0)	-	-	-	2	-	-	-	-	7	
Other Revenues	-	30	300	54	145	29	73	37	-	200	-	(13)	656	
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	-	(11)	(23)	(395)	(528)	(228)	(255)	(3)	-	(923)	-	-	(1,443)	
<b>Net Operating Revenues</b>	-	88	359	991	1,566	617	634	37	-	2,557	-	(13)	4,280	
<b>Energy Service Costs</b>	-	(56)	(43)	(556)	(945)	(389)	(374)	(0)	-	(1,501)	-	-	(2,364)	
Purchased Energy	-	(56)	-	(384)	(535)	(310)	(238)	-	-	(1,205)	-	-	(1,810)	
Transmission and Grid Usage Charges	-	-	-	(100)	(187)	(6)	(77)	-	-	-	-	-	(83)	
Construction Costs	-	-	(43)	(72)	(223)	(73)	(59)	(0)	-	(296)	-	-	(471)	
<b>Operating Expenses</b>	(18)	(18)	(9)	(139)	(219)	(73)	(72)	(4)	(0)	(358)	(0)	13	(540)	
Personnel	(6)	(11,744)	(3,398)	(42)	(44)	(21)	(18)	(1)	-	(85)	-	-	(147)	
Material	(0)	(0,405)	(0,226)	0	(7)	(1)	(2)	(0)	-	(7)	-	-	(11)	
Third Party Services	(7)	(2,916)	(4,977)	(77)	(102)	(48)	(37)	(3)	(0)	(179)	-	13	(268)	
Provisions	-	0,050	-	(16)	(39)	(3)	(13)	-	-	(55)	(0)	-	(71)	
Other	(5)	(2,620)	(0,593)	(3)	(28)	(1)	(1)	(0)	-	(31)	-	-	(42)	
Other Operating Revenues (Expenses)	-	-	-	(1)	0	1	(2)	-	-	(1)	-	-	(2)	
<b>EBITDA</b>	(18)	14	306,832	296	402	155	188	33	(0,027)	698	(0)	-	1,376	
Depreciation and Amortization	(0)	(0)	(0)	(53)	(95)	(24)	(18)	(0)	(4)	(152)	(0)	-	(194)	
<b>Operating Income</b>	(18)	14	307	243	307	132	170	33	(4)	545	(0)	-	1,182	
<b>Equity Income</b>	631	-	-	-	-	-	-	330	-	-	-	(642)	(11)	
Equity Income	656	-	-	-	-	-	-	330	-	-	-	(642)	13	
Goodwill Amortization	(24)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(24)	
<b>Net Financial Results</b>	(103)	0	(255)	(11)	(46)	(16)	16	(7)	(0)	(57)	1	-	(421)	
Financial Revenues	3	1	8	41	90	58	34	1	0	131	-	(0)	236	
Financial Expenses	(106)	(0)	(263)	(52)	(136)	(75)	(19)	(8)	(0)	(188)	1	0	(657)	
<b>Income Before Taxes</b>	510	15	52	232	261	116	186	25	326	488	1	(642)	751	
Social Contribution	-	(1)	(3)	(25)	(27)	(10)	(11)	(1)	-	(52)	-	-	(78)	
Income Tax	-	(2)	(8)	(75)	(77)	(27)	(31)	(4)	-	(152)	-	-	(224)	
Deferred Taxes	-	(3)	(30)	24	14	13	-	(0)	-	39	(0)	-	19	
Fiscal Incentives	-	-	3	41	38	20	28	3	-	79	-	-	134	
<b>Net Income (with Minorities)</b>	510	9	15	197	210	113	172	23	326	402	1	(642)	602	
<b>Minorities Stakes</b>	-	(0)	-	69	7	6	6	-	32	76	0	-	122	
<b>Net Income</b>	510	9	15	128	202	106	166	23	294	326	1	(642)	510	

## Annex 5 – Balance Sheet (R\$MM)

### EQUATORIAL ENERGIA BALANCE SHEET

ASSETS (R\$ '000)	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2020	6/30/2021
<b>CURRENT ASSETS</b>	<b>12,596</b>	<b>13,538</b>	<b>14,645</b>	<b>14,161</b>	<b>15,745</b>
Cash	619	3,312	2,220	2,491	4,205
Short Term Investments	5,362	3,706	5,397	4,324	3,916
Receivables	3,328	3,408	3,589	3,451	3,543
Receivables - Tariff Flags	3	1	-	-	-
Fuel Purchase - CCC Account	20	39	30	27	42
Services Provided	410	429	518	515	536
Related Parts	-	-	-	-	-
Regulatory Assets	141	50	-	188	57
Judicial Deposits	3	5	4	4	4
Derivatives	22	18	101	184	226
Inventory	43	52	47	62	96
Dividends	3	1	7	-	-
Taxes Recoverable	1,170	1,093	1,241	1,080	1,067
Taxes Recoverable on Net Income	186	177	195	202	239
Others	577	280	587	559	618
Financial Asset	-	258	-	-	-
Contract Asset	709	709	709	1,074	1,196
<b>NON-CURRENT ASSETS</b>	<b>27,907</b>	<b>28,598</b>	<b>29,479</b>	<b>23,700</b>	<b>27,756</b>
<b>LONG TERM ASSETS</b>	<b>9,563</b>	<b>9,755</b>	<b>10,027</b>	<b>4,697</b>	<b>8,719</b>
Financial Investments	135,504	118	120	120	114
Receivables	898,807	890	968	940	998
Regulatory Assets	835,297	1,017	1,186	36	22
Fuel Purchase - CCC Account	0	-	-	-	-
CCC Subrogation - Investments	85,12	85	85	122	92
Judicial Deposits	271,177	251	250	258	262
Services Requested	6,591	7	33	26	26
Advance for Future increase of Capital	0	-	-	-	-
Swap Operations	492,346	552	295	368	101
Taxes Recoverable	1641,102	1,468	984	778	574
Taxes Recoverable on Net Income	83,222	83	89	83	83
Pension Plan	22,065	22	23	23	23
Others	55,987	44	328	303	286
Financial Asset	5035,815	5,219	5,666	1,639	6,139
Taxes Deferred	0	-	-	-	-
<b>FIXED ASSETS</b>	<b>18,344</b>	<b>18,843</b>	<b>19,452</b>	<b>19,003</b>	<b>19,037</b>
Investments	133,438	135	130	158	169
Suppliers Advance	0	0	-	-	-
Permanent Assets	15,187	17	19	21	23
Contract Asset	9248,893	9,772	10,364	9,974	10,017
Intangible Assets	8915,586	8,890	8,909	8,822	8,805
Usage Rights	30,51	29	29	27	23
<b>ASSETS</b>	<b>40,503</b>	<b>42,136</b>	<b>44,124</b>	<b>37,861</b>	<b>43,501</b>
<b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>6/30/2020</b>	<b>9/30/2020</b>	<b>12/31/2020</b>	<b>3/31/2021</b>	<b>6/30/2021</b>
<b>CURRENT LIABILITIES</b>	<b>7,657</b>	<b>7,669</b>	<b>8,710</b>	<b>7,094</b>	<b>7,977</b>
Suppliers	1,622	1,726	2,263	1,723	1,723
Personnel	80	86	64	60	66
Loans and Financing	2,676	2,031	2,229	1,743	2,172
Debentures	88	126	883	940	1,254
Taxes Payable	551	560	596	439	431
Parcel A Values to Return	64	708	754	243	214
Taxes Payable on Net Income	112	85	169	103	215
Income Taxes Deferred	-	-	-	-	-
Dividends	317	327	602	592	720
Consumer Charges	-	-	-	-	-
Public Lighting Contribution	68	87	84	85	88
Related Parts	-	-	-	-	-
Sector Charges	295	272	286	374	338
Profit Share	110	108	127	145	97
Swap Operations	-	-	-	-	95
Contingencies Provision	243	209	216	220	121
Judicial Recovery	19	88	30	27	45
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	983	904	-	-	-
CCC Sector Charges	-	-	-	-	-
Others	418	343	395	391	389
Leasing Liabilities	12	10	11	10	8
<b>NON-CURRENT LIABILITIES</b>	<b>22,087</b>	<b>22,856</b>	<b>23,136</b>	<b>23,114</b>	<b>23,003</b>
Suppliers	7	7	7	20	19
Loans and Financing	9916	10,206	10,558	10,288	9,699
Debentures	4865	4,882	4,117	4,116	4,645
Parcel A Values to Return	197	478	170	330	278
Taxes Payable	220	234	234	223	214
Contingencies Provision	1025	1,022	991	990	994
Debt from Judicial Restructuring	872	825	931	956	976
Related Parts	0	0	-	-	-
Pension Plan	140	140	151	162	162
Income Taxes Deferred	1660	1,734	1,916	2,007	1,985
Deferred PIS/COFINS	1011	1,067	985	1,009	1,033
Sector Charges	198	204	220	152	439
Derivatives	-	-	-	-	109
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	1322	1,410	2,321	2,327	2,187
CCC Sector Charges	258	267,016	266	277	-
Others	374	360	250	241	247
Leasing Liabilities	22	18,709	18	17	16
<b>Minurities</b>	<b>1775</b>	<b>1,893</b>	<b>1,816</b>	<b>1,911</b>	<b>1,952</b>
<b>SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>8983</b>	<b>9,719</b>	<b>10,462</b>	<b>10,180</b>	<b>10,570</b>
Capital Stock	2742	3,490	3,490	3,490	4,655
Revaluation Reserves	-154	(160)	(253)	(296)	(264)
Shares in Treasury	-	-	(32)	(632)	-632,005
Profit Reserves	5550	4,816	7,257	7,264	5,947
Other Comprehensive Income	0	-	-	-	-
Retained Earnings	846	-	-	-	-
PPA Intesa, Piaui and Alagoas	0	-	-	-	-
Net Results	0	1,574	-	353	863
<b>Total Assets and Liabilities</b>	<b>40,503</b>	<b>42,136</b>	<b>44,124</b>	<b>42,298</b>	<b>43,501</b>

## EQUATORIAL MARANHÃO BALANCE SHEET

ASSETS (R\$ '000)	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021	6/30/2021
<b>CURRENT ASSETS</b>	<b>2,762</b>	<b>3,378</b>	<b>3,276</b>	<b>2,760</b>	<b>2,812</b>
Cash	154	595	296	260	542
Short Term Investments	1,139	1,227	1,328	922	647
Receivables	1,393	1,433	1,457	1,407	1,479
Low Income	51	63	45	44	44
(-) Provision for Doubtful Accounts	(543)	(555)	(495)	(509)	(583)
Receivable - Tariff Flags	1	1	-	-	-
Services Provided	97	108	107	104	118
Related Parts	-	-	-	-	-
Judicial Deposits	3	5	4	4	4
Regulatory Assets	-	-	-	-	-
Derivatives	-	-	-	-	-
Inventory	14	16	10	18	24
Taxes Recoverable	326	343	362	339	341
Recoverables from Energy Purchase and Charges	51	52	53	55	57
Others	77	89	109	116	140
<b>NON-CURRENT ASSETS</b>	<b>4,489</b>	<b>4,440</b>	<b>4,618</b>	<b>4,608</b>	<b>4,574</b>
<b>LONG TERM ASSETS</b>	<b>2,471</b>	<b>2,460</b>	<b>2,613</b>	<b>2,833</b>	<b>2,789</b>
Financial Applications	58	58	58	58	51
Receivables	92	94	49	50	108
Regulatory Assets	-	0	109	28	22
Services Provided	2	2	25	25	25
Judicial Deposits	97	99	104	107	109
Swap Operations	-	0	-	2	-
Taxes Recoverable	495	387	283	218	145
Others	23	23	24	24	24
Financial Asset	1,704	1,797	1,961	2,321	2,305
<b>FIXED ASSETS</b>	<b>2,018</b>	<b>1,981</b>	<b>2,005</b>	<b>1,776</b>	<b>1,787</b>
Intangible Assets	1,473	1,477	1,528	1,560	1,569
Contract Asset	543	502	476	214	217
Usage Rights	2	2	1	2	1
<b>ASSETS</b>	<b>7,251</b>	<b>7,818</b>	<b>7,894</b>	<b>7,369</b>	<b>7,386</b>
<b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>6/30/2020</b>	<b>9/30/2020</b>	<b>12/31/2020</b>	<b>3/31/2021</b>	<b>6/30/2021</b>
<b>CURRENT LIABILITIES</b>	<b>1,782</b>	<b>1,992</b>	<b>2,233</b>	<b>1,252</b>	<b>1,236</b>
Suppliers	332	368	579	412	390
Personnel	19	21	16	17	20
Loans and Financing	774	786	777	92	100
Debentures	15	15	185	191	204
Regulatory Liabilities	64	182	253	124	133
Taxes Payable	109	123	109	89	96
Taxes Payable on Net Income	30	35	66	55	93
Dividends	1	1	74	74	1
Consumer Charges	-	-	-	-	-
Public Lighting Contribution	14	18	17	18	20
R&D in energy efficiency	56	54	56	66	59
Profit Sharing	23	24	32	39	22
Swap Operations	-	-	-	-	-
Contingencies Provision	20	10	23	23	23
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	293	311	-	-	-
Others	33	43	45	50	75
Leasing Liabilities	1	1	1	2	-
<b>NON-CURRENT LIABILITIES</b>	<b>2,432</b>	<b>2,596</b>	<b>2,664</b>	<b>2,945</b>	<b>2,908</b>
Suppliers	7	7	7	20	19
Loans and Financing	734	874	857	1,117	1,050
Debentures	798	802	631	634	638
Taxes Payable	3	3	3	3	4
Deferred Taxes	366	367	376	397	373
Contingencies Provision	101	111	101	104	105
Regulatory Liabilities	41	60	-	-	-
R&D in energy efficiency	45	51	57	48	52
Derivatives					40
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	322	307	619	621	623
Leasing Liabilities	1	0	-	-	1
Others	14	14	14	-	5
<b>SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>3,037</b>	<b>3,230</b>	<b>2,997</b>	<b>3,172</b>	<b>3,242</b>
Capital Stock	1,322	1,322	1,480	1,480	1,652
Capital Reserves	-		27	32	33
Profit Reserves	1,446	1,446	1,489	1,489	1,175
Patrimonial Evaluation Adjustment				-23	-7.92
Other Results	1		1	-	-
Retained Earnings	268	462	-	194	391
<b>TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>7,251</b>	<b>7,818</b>	<b>7,894</b>	<b>7,369</b>	<b>7,386</b>

## EQUATORIAL PARÁ BALANCE SHEET

<b>ASSETS (R\$ '000)</b>	<b>6/30/2020</b>	<b>9/30/2020</b>	<b>12/31/2020</b>	<b>3/31/2021</b>	<b>6/30/2021</b>
<b>CURRENT ASSETS</b>	<b>4,272</b>	<b>5,079</b>	<b>4,970</b>	<b>5,461</b>	<b>5,593</b>
Cash	222	1,313	958	1,326	1,243
Short Term Investments	1,676	1,280	1,496	1,540	1,621
Receivables	2,800	2,870	2,819	2,796	2,889
Low Income	49	41	44	44	46
(-) Provision for Doubtful Accounts	(1,278)	(1,303)	(1,350)	(1,387)	(1,429)
Receivable - Tariff Flags	2	-	-	-	-
Fuel Purchase - CCC Account	20	39	30	27	42
Services Provided	180	174	218	206	202
Related Parties	-	-	-	-	-
Judicial Deposits	-	-	-	-	-
Regulatory Assets	8	50	-	29	-
Derivatives	-	1	100	184	141
Inventory	11	18	17	21	37
Taxes Recoverable	399	398	420	445	459
Taxes Recoverable on Net Income	66	58	75	79	87
Others	116	139	143	152	255
<b>NON-CURRENT ASSETS</b>	<b>7,212</b>	<b>7,412</b>	<b>7,271</b>	<b>7,148</b>	<b>6,882</b>
<b>LONG TERM ASSETS</b>	<b>4,915</b>	<b>5,107</b>	<b>5,127</b>	<b>5,034</b>	<b>4,753</b>
Financial Securities	24	24	24	25	25
Receivables	383	374	348	344	337
CCC Subrogation - Investments	85	85	85	122	92
Regulatory Assets	0	0	-	-	-
Fuel Purchase - CCC Account	0	0	-	-	-
Services Provided	5	5	1	1	1
Judicial Deposits	64	65	71	76	79
Taxes Recoverable	687	601	445	349	264
Taxes Recoverable on Net Income	49	50	50	50	50
Deferred Taxes	0	0	-	-	-
Derivatives	368	413	214	236	101
Pension Plan	5,873	0	6	6	6
Others	18,932	175	270	165	61
Financial Asset	3225	3315	3,613	3,660	3,737
<b>FIXED ASSETS</b>	<b>2,297</b>	<b>2,305</b>	<b>2,144</b>	<b>2,115</b>	<b>2,131</b>
Investments	12	14	14	33	33
Contract Asset	288	300	135	182	257
Intangible Assets	1975	1972	1,973	1,881	1,824
Usage Rights	23	20	22	19	17
<b>ASSETS</b>	<b>11,484</b>	<b>12,491</b>	<b>12,241</b>	<b>12,609</b>	<b>12,475</b>
<b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>6/30/2020</b>	<b>9/30/2020</b>	<b>12/31/2020</b>	<b>3/31/2021</b>	<b>6/30/2021</b>
<b>CURRENT LIABILITIES</b>	<b>1,638</b>	<b>2,032</b>	<b>2,536</b>	<b>2,654</b>	<b>2,736</b>
Suppliers	514	593	751	650	709
Personnel	22	22	16	18	20
Loans and Financing	199	419	780	991	1,032
Debentures	18	35	240	287	296
Regulatory Liabilities	-	-	81	-	9
Taxes Payable	230	234	153	150	137
Taxes Payable on Net Income	6	21	36	6	68
Dividends	-	-	67	67	-
Consumer Charges	-	-	-	-	-
Public Lighting Contribution	22	33	29	27	28
R&D in energy efficiency	120	101	123	181	155
Profit Sharing	32	33	38	44	31
Related Parties	5	-	-	-	-
Swap Operations	(4)	-	-	-	-
Debt from Judicial Restructuring	19	88	31	28	46
Contingencies Provision	4	5	6	6	7
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	326	326	-	-	-
Leasing Liabilities	-	5	7	6	6
CCC Sector Charges	-	-	-	-	-
Others	123	117	179	193	193
<b>NON-CURRENT LIABILITIES</b>	<b>6,490</b>	<b>6,826</b>	<b>6,333</b>	<b>6,473</b>	<b>6,176</b>
Suppliers	0	0	-	-	-
Loans and Financing	2393	2445	1,977	2,005	1,711
Debentures	1421	1427	1,209	1,183	1,186
Taxes Payable	177	174	171	169	166
Deferred Taxes	286	342	373	416	402
Contingencies Provision	126	125	123	125	120
Regulatory Liabilities	156	418	170	271	256
Related Parties	0	0	-	-	-
R&D in energy efficiency	77	77	68	15	-
Debt from Judicial Restructuring	882,137	835	940	965	986
Pension Plan	40,31	40	41	53	53
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	616	619	949	951	954
Leasing Liabilities	16	15	15	13	12
Others	41,742	41	30	30	31
Sector Charges	258	267	266	277	299
<b>SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>3,356</b>	<b>3,634</b>	<b>3,373</b>	<b>3,482</b>	<b>3,562</b>
Capital Stock	1624	1624	1,624	1,624	1,624
Revaluation Reserves	86	85	81	81	75
Capital Reserves	-	-	15	17	18
Profit Reserves	1430	1430	1,641	1,641	1,499
Other Results	0	0	-	-	-
Patrimonial Evaluation Adjustment	-1	-5	(1)	(19)	6
Retained Earnings	216	498	13	13	7
Net Results	-	-	-	124	334
<b>TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>11,484</b>	<b>12,491</b>	<b>12,242</b>	<b>12,609</b>	<b>12,474</b>

## EQUATORIAL PIAUÍ BALANCE SHEET

ASSETS (R\$ '000)	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021	6/30/2021
<b>CURRENT ASSETS</b>	<b>1,388</b>	<b>1,543</b>	<b>2,335</b>	<b>2,207</b>	<b>2,599</b>
Cash	18	478	369	435	979
Short Term Investments	557	267	891	761	476
Receivables	631	651	701	688	704
Low Income	9	10	20	8	8
(-) Provision for Doubtful Accounts	(156)	(166)	(168)	(186)	(194)
Receivable - Tariff Flags	-	-	-	-	-
Fuel Purchase - CCC Account	-	86	-	-	-
Services Provided	77	-	114	126	133
Judicial Deposits	-	-	-	-	0
Regulatory Assets	23	-	-	-	-
Derivatives	1	0	0	1	85
Inventory	9	9	13	16	27
Taxes Recoverable	175	168	238	196	211
Taxes Recoverable on Net Income	19	19	21	23	24
Others	27	21	137	139	146
<b>NON-CURRENT ASSETS</b>	<b>2,496</b>	<b>2,521</b>	<b>2,876</b>	<b>2,719</b>	<b>2,551</b>
<b>LONG TERM ASSETS</b>	<b>950</b>	<b>978</b>	<b>1,122</b>	<b>917</b>	<b>710</b>
Receivables	226	224	246	249	260
CCC Subrogation - Investments	-	-	-	-	-
Regulatory Assets	189	222	204	8	-
Fuel Purchase - CCC Account	-	-	-	-	-
Services Provided	-	-	7	-	-
Judicial Deposits	47	46	40	40	40
Taxes Recoverable	331	315	220	174	127
Taxes Recoverable on Net Income	-	-	-	-	-
Deferred Taxes	-	-	-	-	-
Derivatives	120	133	82	130	-
Others	1	1	284	274	241
Financial Asset	36	36	40	42	43
<b>FIXED ASSETS</b>	<b>1,546</b>	<b>1,543</b>	<b>1,754</b>	<b>1,802</b>	<b>1,841</b>
Investments	-	-	-	-	-
Contract Asset	171	185	377	418	414
Permanent Assets	-	-	-	-	-
Intangible Assets	1,373	1,356	1,376	1,383	1,426
Usage Rights	2	3	2	1	1
<b>ASSETS</b>	<b>3,884</b>	<b>4,064</b>	<b>5,211</b>	<b>4,925</b>	<b>5,150</b>
<b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>6/30/2020</b>	<b>9/30/2019</b>	<b>12/31/2019</b>	<b>12/31/2019</b>	<b>3/31/2020</b>
<b>CURRENT LIABILITIES</b>	<b>1,320</b>	<b>1,528</b>	<b>1,831</b>	<b>1,527</b>	<b>2,060</b>
Suppliers	363	359	464	335	315
Personnel	12	13	10	9	10
Loans and Financing	178	179	189	193	566
Debentures	11	18	402	409	718
Regulatory Liabilities	-	311	235	119	72
Taxes Payable	103	103	152	108	111
Taxes Payable on Net Income	1	1	29	3	15
Dividends	-	-	-	-	-
Consumer Charges	-	-	-	-	-
Public Lighting Contribution	12	16	16	15	16
R&D in energy efficiency	62	60	26	40	38
Profit Sharing	23	21	21	20	16
Related Parties	-	-	-	-	-
Swap Operations	-	-	-	-	-
Debt from Judicial Restructuring	-	-	-	-	-
Contingencies Provision	175	153	139	145	55
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	-	145	-	-	-
Leasing Liabilities	-	2	2	1	1
Others	380	148	148	130	125
<b>NON-CURRENT LIABILITIES</b>	<b>3,393</b>	<b>3,397</b>	<b>3,643</b>	<b>3,608</b>	<b>3,171</b>
Loans and Financing	1,684	1,679	2,179	2,137	1,947
Debentures	1,020	1,020	620	620	310
Taxes Payable	32	27	22	17	12
Deferred Taxes	-	-	2	22	9
Swap Operations	-	-	-	-	69
Contingencies Provision	215	219	219	216	222
Regulatory Liabilities	-	-	-	-	6
Related Parties	-	-	-	-	-
R&D in energy efficiency	49	50	88	81	81
Debt from Judicial Restructuring	-	-	-	-	-
Pension Plan	-	6	4	4	4
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	296	308	454	455	457
Others	96	90	55	55	55
<b>SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>(829)</b>	<b>(861)</b>	<b>(264)</b>	<b>(210)</b>	<b>(81)</b>
Capital Stock	1,994	1,994	1	1	1
Capital Reserves	-	-	6	6	7
Profit Reserves	(189)	(191)	(203)	(218)	(202)
Patrimonial Evaluation Adjustment	-	-	-	-	-
Retained Earnings	(2,680)	(2,680)	(687)	(67)	(67)
Net Results	45	16	619	68	181
<b>TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>3,884</b>	<b>4,064</b>	<b>5,210</b>	<b>4,925</b>	<b>5,150</b>

## EQUATORIAL ALAGOAS BALANCE SHEET

ASSETS (R\$ '000)	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021	6/30/2021
<b>CURRENT ASSETS</b>	<b>1,378</b>	<b>1,592</b>	<b>1,838</b>	<b>1,805</b>	<b>1,617</b>
Cash	30	724	370	385	449
Short Term Investments	539	261	679	600	464
Receivables	482	470	550	559	570
Low Income	15	13	6	7	6
(-) Provision for Doubtful Accounts	(197)	(193)	(173)	(178)	(183)
Receivable - Tariff Flags	-	-	-	-	-
Fuel Purchase - CCC Account	-	-	-	-	-
Services Provided	50	55	73	73	76
Related Parties	-	-	-	-	-
Judicial Deposits	-	0	-	0	0
Regulatory Assets	111	-	-	160	57
Inventory	8	8	7	7	7
Taxes Recoverable	257	171	210	88	45
Taxes Recoverable on Net Income	5	5	7	8	9
Others	77	78	108	98	116
Financial Asset	-	-	-	-	-
<b>NON-CURRENT ASSETS</b>	<b>2,300</b>	<b>2,486</b>	<b>2,472</b>	<b>1,628</b>	<b>1,681</b>
<b>LONG TERM ASSETS</b>	<b>1,176</b>	<b>1,361</b>	<b>1,293</b>	<b>419</b>	<b>436</b>
Receivables	282	280	280	278	272
CCC Subrogation - Investments	-	-	-	-	-
Regulatory Assets	646	795	873	-	-
Fuel Purchase - CCC Account	-	-	-	-	-
Services Provided	-	-	-	-	0
Judicial Deposits	40	41	34	34	34
Taxes Recoverable	122	158	36	36	37
Taxes Recoverable on Net Income	-	-	-	-	-
Deferred Taxes	-	-	-	-	-
Derivatives	-	-	-	-	-
Pension Plan	16	-	17	17	17
Others	-	16	-	-	20
Financial Asset	70	71	52	54	55
<b>FIXED ASSETS</b>	<b>1,124</b>	<b>1,125</b>	<b>1,178</b>	<b>1,208</b>	<b>1,246</b>
Investments	0	0	0	0	7
Contract Asset	94	76	101	136	159
Permanent Assets	-	-	-	-	-
Intangible Assets	1,027	1,046	1,073	1,067	1,076
Usage Rights	3	4	3	4	4
<b>ASSETS</b>	<b>3,678</b>	<b>4,079</b>	<b>4,309</b>	<b>3,431</b>	<b>3,298</b>
<b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>6/30/2020</b>	<b>9/30/2020</b>	<b>12/31/2020</b>	<b>3/31/2021</b>	<b>6/30/2021</b>
<b>CURRENT LIABILITIES</b>	<b>943</b>	<b>1,101</b>	<b>1,301</b>	<b>932</b>	<b>921</b>
Suppliers	185	184	274	226	210
Personnel	10	11	9	8	9
Loans and Financing	242	324	418	387	397
Debentures	-	-	-	-	-
Regulatory Liabilities	-	215	184	-	-
Taxes Payable	76	69	153	69	27
Taxes Payable on Net Income	55	9	9	7	15
Dividends	-	-	57	57	64
Consumer Charges	-	-	-	-	-
Public Lighting Contribution	19	20	22	25	24
R&D in energy efficiency	50	50	73	77	112
Profit Sharing	7	7	9	11	5
Related Parties	-	-	-	-	-
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	210	122	-	-	-
Contingencies Provision	43	42	48	46	36
Leasing Liabilities	2	1	1	1	1
Others	45	47	42	19	21
<b>NON-CURRENT LIABILITIES</b>	<b>2,956</b>	<b>3,054</b>	<b>2,877</b>	<b>2,244</b>	<b>2,016</b>
Loans and Financing	2,222	2,231	2,196	1,569	1,470
Debentures	-	-	-	-	-
Taxes Payable	8	29	38	34	31
Deferred Taxes	-	-	-	-	-
Deferred Taxes	159	159	-	-	-
Swap Operations	-	-	-	-	-
PIS/COFINS to be restituted to the consumer	88	176	299	300	154
Contingencies Provision	212	197	177	173	175
Regulatory Liabilities	-	-	-	-	16
Related Parties	-	-	-	-	-
Public Lighting Contribution	-	-	-	-	-
R&D in energy efficiency	26	26	8	7	7
Debt from Judicial Restructuring	-	-	-	-	-
Pension Plan	94	94	105	105	105
Leasing Liabilities	5	2	2	2	3
Others	142	140	53	53	55
<b>SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>(220)</b>	<b>(77)</b>	<b>131</b>	<b>197</b>	<b>361</b>
Capital Stock	1,285	1,285	165	1	296
Capital Reserves	-	-	7	9	9
Capital Reserves	-	-	139	302	-
Profit Reserves	(199)	(199)	(180)	(180)	(180)
Others	-	-	-	-	-
Retained Earnings	(1,378)	(1,378)	-	-	-
Net Results	71	215	-	64	236
<b>TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>3,678</b>	<b>4,079</b>	<b>4,309</b>	<b>3,373</b>	<b>3,298</b>

## INTESA BALANCE SHEET – REGULATORY

ASSETS (R\$ '000)	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021	6/30/2021
<b>CURRENT ASSETS</b>	<b>259</b>	<b>280</b>	<b>57</b>	<b>84</b>	<b>112</b>
Cash	215	238	31	59	87
Receivables	17	18	18	18	17
Other Receivables	22	18	1	1	2
Upfront Expenses			-	-	-
Undergoing Services	5	6	6	6	6
<b>NON-CURRENT ASSETS</b>	<b>523</b>	<b>529</b>	<b>542</b>	<b>533</b>	<b>529</b>
<b>LONG TERM ASSETS</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>15</b>	<b>9</b>	<b>12</b>
Collateral Deposits			15	9	12
<b>FIXED ASSETS</b>	<b>523</b>	<b>529</b>	<b>527</b>	<b>524</b>	<b>517</b>
Fixed Assets	519	525	523	520	512
Intangible Assets	4	4	4	4	4
<b>ASSETS</b>	<b>782</b>	<b>809</b>	<b>599</b>	<b>617</b>	<b>641</b>
<b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>6/30/2020</b>	<b>9/30/2020</b>	<b>12/31/2020</b>	<b>3/31/2021</b>	<b>6/30/2021</b>
<b>CURRENT LIABILITIES</b>	<b>93</b>	<b>93</b>	<b>58</b>	<b>55</b>	<b>103</b>
Suppliers	31	34	32	30	28
Personnel	1	1	1	1	1
Loans and Financing			-	-	-
Debt Service	7	5	3	3	6
Debêntures			-	(1)	1
Taxes Recoverable			-	3	2
Taxes Payable	16	13	14	11	12
Sector Charges			-	6	7
Dividends	33	33	-	1	45
Profit Sharing			-	-	-
Others	5	7	8	0	0
<b>NON-CURRENT LIABILITIES</b>	<b>513</b>	<b>515</b>	<b>517</b>	<b>520</b>	<b>522</b>
Loans and Financing			-	-	-
Debêntures	501	503	505	508	511
ICMS Incentive	12	12	12	12	12
Others			-	0	(0)
<b>SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>176</b>	<b>201</b>	<b>23</b>	<b>42</b>	<b>16</b>
Capital Stock	19	19	23	23	23
Capital Reserves			-	-	-
Profit Reserves	105	105	99,902	99,999	(45)
Retained Profit Reserves			-	-	-
Dividends			(100,000)	(100,000)	-
Retained Earnings	52	77	98	20	38
<b>TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>782</b>	<b>809</b>	<b>599</b>	<b>617</b>	<b>641</b>

## INTESA BALANCE SHEET - IFRS

ASSETS (R\$ '000)	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021	6/30/2021
<b>CURRENT ASSETS</b>	<b>433</b>	<b>453</b>	<b>244</b>	<b>276</b>	<b>292</b>
Cash	1	-	-	0	0
Short Term Investments	214	238	31	58	87
Receivables	17	18	18	18	17
Financial Assets	-	-	-	-	-
Transmission Contract Assets	169	169	169	179	167
Compensable Taxes	20	16	15	9	12
Judicial Deposits	-	-	-	-	-
Services Requested	5	6	6	-	-
Operational Services	-	-	-	6	6
Suppliers upfront payment	5	4	3	3	1
Others	2	2	2	2	2
<b>NON-CURRENT ASSETS</b>	<b>869</b>	<b>862</b>	<b>830</b>	<b>811</b>	<b>816</b>
<b>LONG TERM ASSETS</b>	<b>869</b>	<b>862</b>	<b>830</b>	<b>811</b>	<b>816</b>
Receivables	-	-	-	-	-
Transmission Contract Assets	868	861	829	811	816
Compensable Taxes	-	-	-	-	-
Financial Securities	-	-	-	-	-
Suppliers upfront payment	-	-	-	-	-
Intangible	1	1	-	-	-
Collateral and linked deposits	-	-	-	-	-
Judicial Deposits	-	-	1	0	0
<b>FIXED ASSETS</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Permanent Assets	-	-	-	0	0
<b>ASSETS</b>	<b>1,302</b>	<b>1,315</b>	<b>1,074</b>	<b>1,087</b>	<b>1,108</b>
<hr/>					
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	6/30/2020	9/30/2020	12/31/2020	3/31/2021	6/30/2021
<b>CURRENT LIABILITIES</b>	<b>94</b>	<b>93</b>	<b>59</b>	<b>56</b>	<b>104</b>
Suppliers	31	34	32	30	28
Personnel	1	1	1	1	1
Debt Charges	-	-	-	-	-
Personnel	5	5	6	6	7
Loans and Financing	-	-	-	-	-
Debêntures	7	5	3	2	7
Taxes Recoverable	9	5	4	2	2
Taxes Payable	7	8	10	11	12
Dividends	33	33	-	1	45
Others	1	1	3	1	1
<b>NON-CURRENT LIABILITIES</b>	<b>768</b>	<b>761</b>	<b>770</b>	<b>775</b>	<b>778</b>
Loans and Financing	-	-	-	-	-
Debêntures	501	502	505	508	511
Debentures	12	12	12	12	12
Deferred Taxes	148	140	147	148	148
Deferred PIS/COFINS	107	107	106	107	108
<b>SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>440</b>	<b>461</b>	<b>245</b>	<b>257</b>	<b>226</b>
Capital Stock	19	19	23	23	23
Capital Reserves	97	97	-	-	-
Profit Reserves	319	319	214	221	177
Retained Earnings	-	-	-	-	-
Retained Earnings	5	26	8	13	27
<b>TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>1,302</b>	<b>1,315</b>	<b>1,074</b>	<b>1,087</b>	<b>1,108</b>

## SPVs BALANCE SHEET - REGULATORY

ASSETS (R\$ '000)	6/30/2021								
	SPV 01	SPV 02	SPV 03	SPV 04	SPV 05	SPV 06	SPV 07	SPV 08	Consolidated
<b>CURRENT ASSETS</b>	<b>49,976</b>	<b>42,033</b>	<b>23,889</b>	<b>135,544</b>	<b>37,151</b>	<b>60,059</b>	<b>43,747</b>	<b>54,694</b>	<b>447,093</b>
Cash	35,117	23,563	7,479	108,902	18,036	30,742	16,956	33,614	274,409
Clients	9,024	8,280	12,435	22,728	11,009	13,769	11,021	12,644	100,912
Receivables	5,778	10,082	3,876	3,681	8,090	15,470	15,724	8,339	71,039
Prepaid Expenses	57	108	99	233	15	78	46	96	733
<b>NON-CURRENT ASSETS</b>	<b>477,957</b>	<b>484,840</b>	<b>692,169</b>	<b>1,142,444</b>	<b>515,887</b>	<b>563,977</b>	<b>600,658</b>	<b>875,933</b>	<b>5,353,865</b>
<b>LONG TERM ASSETS</b>	<b>8,918</b>	<b>9,235</b>	<b>11,329</b>	<b>947</b>	<b>8,563</b>	<b>482</b>	<b>5,118</b>	<b>30</b>	<b>44,622</b>
Securities	8,918	9,235	11,329	-	8,130	-	-	-	37,612
Taxes to Compensate	-	-	-	947	433	482	5,118	30	7,010
<b>FIXED ASSETS</b>	<b>469,039</b>	<b>475,605</b>	<b>680,840</b>	<b>1,141,497</b>	<b>507,324</b>	<b>563,495</b>	<b>595,540</b>	<b>875,903</b>	<b>5,309,243</b>
Permanent Assets	458,170	450,901	678,042	1,122,154	496,405	553,302	583,831	842,134	5,184,937
Intangible	10,869	24,704	2,798	19,343	10,919	10,194	11,709	33,769	124,306
<b>ASSETS</b>	<b>527,933</b>	<b>526,873</b>	<b>716,058</b>	<b>1,277,987</b>	<b>553,038</b>	<b>624,036</b>	<b>644,405</b>	<b>930,627</b>	<b>5,800,958</b>
<b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>SPV 01</b>	<b>SPV 02</b>	<b>SPV 03</b>	<b>SPV 04</b>	<b>SPV 05</b>	<b>SPV 06</b>	<b>SPV 07</b>	<b>SPV 08</b>	<b>Consolidated</b>
<b>CURRENT LIABILITIES</b>	<b>53,540</b>	<b>43,998</b>	<b>61,003</b>	<b>50,764</b>	<b>76,350</b>	<b>14,484</b>	<b>38,163</b>	<b>120,858</b>	<b>459,160</b>
Suppliers	882	2,314	2,959	18,172	12,613	11,761	10,044	5,638	64,382
Personnel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Loans and Financing	(118)	-	(131)	-	(119)	(60)	13,569	24,655	37,795
Debt Charges	7,373	7,634	9,261	-	6,382	-	3,445	4,010	38,104
Debêntures	1,096	899	6,542	-	521	-	1,349	1,524	11,932
Taxes Recoverable	933	1,673	159	2,926	1,478	1,603	908	1,572	11,253
Taxes and Social Contribution	272	2	6	3,452	2,731	458	3,621	1,913	12,455
Sector Charges	421	427	116	669	256	253	287	752	3,180
Dividends	42,131	30,570	-	24,549	1,161	-	4,732	80,120	183,263
Share Profits	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Others	551	478	42,090	996	51,330	469	209	674	96,796
<b>Não circulante</b>	<b>408,282</b>	<b>409,597</b>	<b>535,382</b>	<b>977,167</b>	<b>358,660</b>	<b>479,616</b>	<b>427,345</b>	<b>607,113</b>	<b>4,203,162</b>
Loans and Financing	348,737	360,908	438,141	977,074	287,257	477,934	223,916	406,836	3,520,803
Debêntures LP	59,545	48,688	97,241	-	69,723	-	142,773	200,230	618,200
Related Parts Mutuals	-	-	-	-	-	-	60,250	(0)	60,250
Taxes Recoverable	-	-	-	-	-	-	258	-	258
Others	0	-	-	93	1,680	1,683	148	48	3,651
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>66,111</b>	<b>73,278</b>	<b>119,672</b>	<b>250,057</b>	<b>118,028</b>	<b>129,936</b>	<b>178,897</b>	<b>202,656</b>	<b>1,138,636</b>
Capital Stock	92,459	94,888	118,770	209,694	89,257	104,770	146,857	171,171	1,027,866
Capital Reserves	-	-	-	-	-	-	-	6,386	6,386
Profit Reserves	(2,444)	21,826	13,334	12,234	13,186	17,728	12,215	11,675	99,755
Dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retained Earnings	(23,904)	(43,436)	(12,431)	28,129	15,585	7,438	19,825	13,424	4,630
<b>TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>527,933</b>	<b>526,873</b>	<b>716,058</b>	<b>1,277,987</b>	<b>553,038</b>	<b>624,036</b>	<b>644,405</b>	<b>930,627</b>	<b>5,800,958</b>

## SPVs BALANCE SHEET - IFRS

ASSETS (R\$ '000)	06/2021										Eliminations	Consolidated
	SPV 01	SPV 02	SPV 03	SPV 04	SPV 05	SPV 06	SPV 07	SPV 08	EQTT			
<b>CURRENT ASSETS</b>	<b>146</b>	<b>131</b>	<b>176</b>	<b>361</b>	<b>141</b>	<b>190</b>	<b>153</b>	<b>190</b>	<b>244</b>	<b>(185)</b>	<b>1,547</b>	
Cash	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	1
Short Term Investments	35	24	7	109	18	31	17	34	24	-	-	298
Receivables	9	8	12	23	11	14	11	13	-	-	-	101
Financial Assets	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transmission Contract Assets	95	87	149	226	104	129	107	133	-	-	-	1,030
Compensable Taxes	5	10	2	3	3	1	6	8	1	-	-	39
Dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	183	(183)	-	0
Prepaid Expenses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Services Requested	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Services Operational	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prepaid Suppliers	0	2	4	(1)	5	15	10	3	0	-	-	39
Others	1	1	1	2	1	1	1	1	35	(2)	-	40
<b>Não circulante</b>	<b>665</b>	<b>614</b>	<b>1,058</b>	<b>1,813</b>	<b>879</b>	<b>1,085</b>	<b>943</b>	<b>1,155</b>	<b>3,026</b>	<b>(3,021)</b>	<b>8,218</b>	
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>665</b>	<b>614</b>	<b>1,058</b>	<b>1,813</b>	<b>879</b>	<b>1,085</b>	<b>943</b>	<b>1,155</b>	<b>3,024</b>	<b>(3,021)</b>	<b>8,216</b>	
Financial Assets											-	-
Transmission Contract Assets	656	604	1,046	1,811	869	1,083	937	1,155	-	-	-	8,161
Compensable Taxes	-	-	-	1	0	0	5	0	-	-	-	7
Securities	9	9	11	-	8	-	-	-	-	-	-	38
Intangible	0	0	1	1	1	1	1	0	3	-	-	10
Investments	-	-	-	-	-	-	-	-	3,021	(3,021)	-	0
Prepaid Expenses	0	-	0	0	0	0	0	0	-	-	-	0
<b>Permanente</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2</b>
Permanent Assets	0	0	0	0	-	-	0	0	2	-	-	2
<b>Total do ativo</b>	<b>811</b>	<b>745</b>	<b>1,234</b>	<b>2,174</b>	<b>1,020</b>	<b>1,275</b>	<b>1,096</b>	<b>1,346</b>	<b>3,270</b>	<b>(3,206)</b>	<b>9,765</b>	
<b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>												
<b>CURRENT LIABILITIES</b>	<b>54</b>	<b>44</b>	<b>61</b>	<b>51</b>	<b>76</b>	<b>14</b>	<b>38</b>	<b>120</b>	<b>210</b>	<b>(185)</b>	<b>483</b>	
Suppliers	1	2	3	18	13	12	10	6	1	-	-	65
Personnel	-	0	-	0	-	-	-	0	6	-	-	6
Debt Charges	7	8	9	-	6	-	3	4	-	-	-	38
Sector Charges	0	0	0	1	0	0	0	1	-	-	-	3
Loans and Financing	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	14	25	-	-	-	38
Debêntures	1	1	7	-	1	-	1	2	9	-	-	21
Taxes Recoverable	1	2	0	3	1	2	1	2	2	-	-	13
Taxes Payable	0	0	0	3	3	0	4	1	0	-	-	12
Dividends	42	31	-	25	1	-	5	80	190	(183)	-	191
Others	1	0	42	1	51	0	0	1	2	(2)	-	97
<b>NON-CURRENT LIABILITIES</b>	<b>566</b>	<b>545</b>	<b>785</b>	<b>1,432</b>	<b>587</b>	<b>785</b>	<b>657</b>	<b>864</b>	<b>814</b>	<b>-</b>	<b>7,036</b>	
Loans and Financing	349	361	438	977	287	478	224	407	-	-	-	3,521
Debêntures	60	49	97	-	70	-	143	200	814	-	-	1,432
Tax Incentives	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deferred Taxes	81	63	138	257	135	190	130	124	-	-	-	1,119
Deferred PIS/COFINS	76	72	112	198	93	115	100	133	-	-	-	899
Related Parts Mutuals	-	-	-	-	-	-	60	(0)	-	-	-	60
Others	-	-	-	-	2	2	0	-	-	-	-	4
<b>SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>191</b>	<b>156</b>	<b>388</b>	<b>692</b>	<b>357</b>	<b>475</b>	<b>401</b>	<b>362</b>	<b>2,246</b>	<b>(3,021)</b>	<b>2,246</b>	
Capital Stock	92	95	119	210	89	105	147	171	288	(1,028)	-	288
Capital Reserves	-	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-	6
Profit Reserves	86	53	275	452	263	355	240	160	1,863	(1,882)	-	1,863
Retained Earnings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retained Earnings	13	8	(6)	30	4	16	15	31	89	(111)	-	89
<b>TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>	<b>811</b>	<b>745</b>	<b>1,234</b>	<b>2,174</b>	<b>1,020</b>	<b>1,275</b>	<b>1,096</b>	<b>1,346</b>	<b>3,270</b>	<b>(3,206)</b>	<b>9,765</b>	