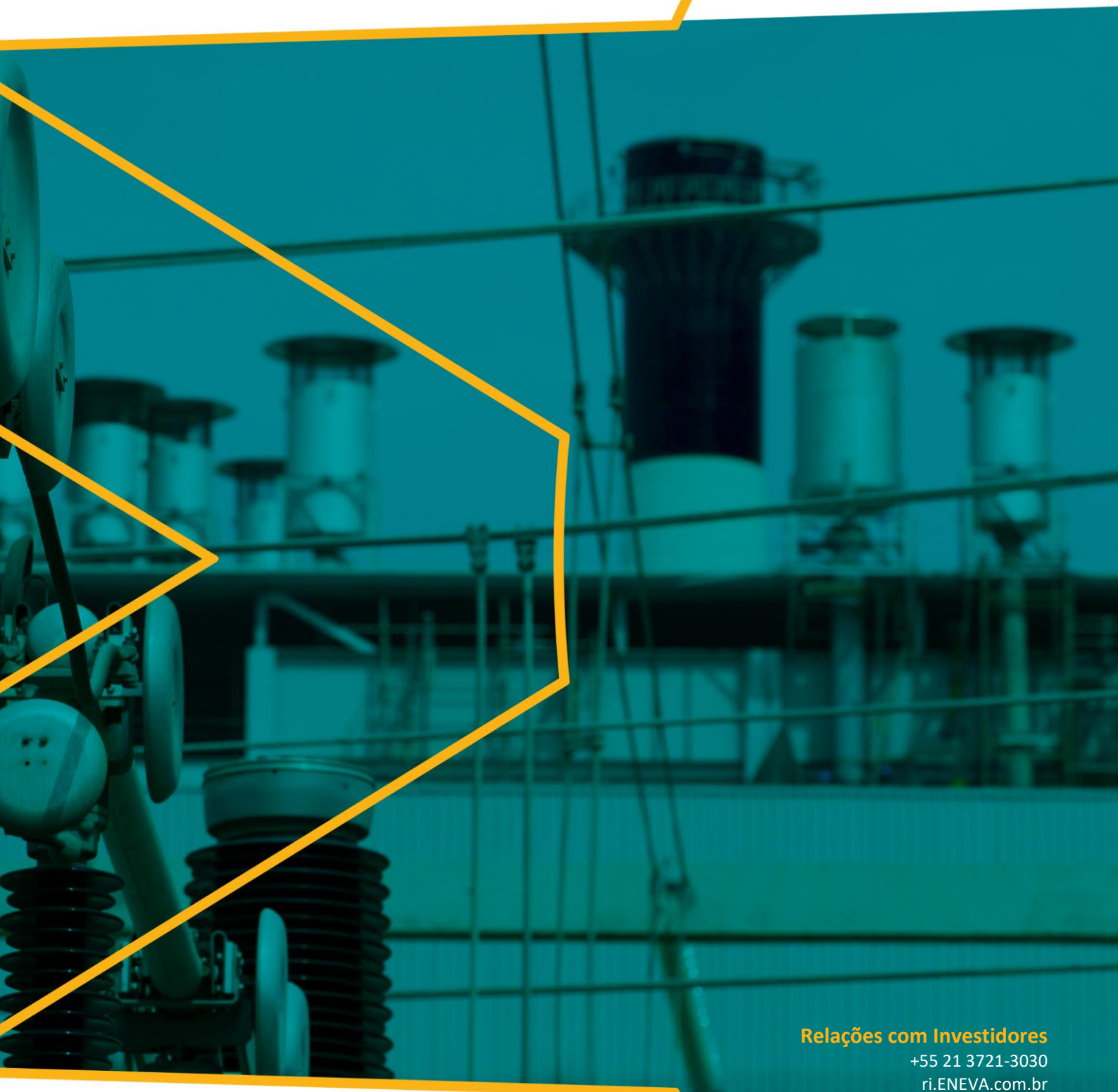


DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

3T21



Relações com Investidores

+55 21 3721-3030

ri.ENEVA.com.br

Teleconferência de Resultados do 3T21



Sexta-Feira, 5 de novembro de 2021

11h00 (Horário de Brasília) / 10h00 (US ET)

[Clique aqui](#) para se inscrever na teleconferência



IBOVESPA B3

ENEVA Divulga Resultados do Terceiro Trimestre de 2021

EBITDA ajustado de R\$ 573 milhões, um crescimento de 99% q.o.q, impulsionado pelo alto despacho das usinas e ampliação das margens variáveis.

Rio de Janeiro, 4 de novembro de 2021 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3), empresa integrada de energia, com negócios complementares em geração de energia elétrica e exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, divulga hoje os resultados do terceiro trimestre findo em 30 de setembro de 2021 (3T21). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques

- Agravamento do cenário hidrológico associado ao crescimento do consumo de energia reforçam a necessidade crescente de fontes despacháveis na matriz elétrica para a garantia de suprimento;
- EBITDA ajustado atingiu R\$ 573 milhões com crescimento de 99% em relação ao 3T20, em função do despacho elevado no segmento de geração e das margens variáveis positivas das usinas. Os CVUs das usinas a carvão e da UTE Parnaíba I foram positivamente impactados pelos aumentos dos indexadores de combustíveis no período, impulsionando as margens;
- Lucro líquido totalizou R\$ 363 milhões, um crescimento de 553% em relação ao 3T20, impactado por um melhor resultado operacional e financeiro;
- Posição de caixa e equivalentes de R\$ 2,0 bilhões no final do trimestre e alavancagem (dívida líquida/EBITDA últimos 12 meses) de 3,0x;
- Desembolsos de financiamento totalizaram R\$ 244 milhões, referentes aos contratos junto ao BASA e BNB, para a implantação do Projeto Azulão-Jaguatirica e da UTE Parnaíba V, com início de operação comercial previstos para o 4T21 e 1S22, respectivamente;
- Aumento de 8% no volume de reservas de gás (2P) do Campo de Azulão, além da certificação de recursos contingentes na área de Juruá (20,85 bilhões de m³ - P50) e em outras acumulações de gás e óleo nos blocos da Bacia do Amazonas (total de 5,84 bilhões de m³ de gás e 4,23 milhões de barris de óleo, ambos P50), conforme divulgado no Relatório de Certificação de Reservas e Recursos Contingentes referente a 30 de junho de 2021.

Principais Indicadores	(R\$ milhões)					
	3T21	3T20	%	9M21	9M20	%
Receita Operacional Líquida	1.528,1	562,0	171,9%	3.442,0	2.019,8	70,4%
EBITDA ICVM 527/12	547,4	277,2	97,5%	1.358,2	992,9	36,8%
EBITDA excluindo poços secos ¹	572,7	288,3	98,6%	1.396,6	1.002,2	39,4%
Margem EBITDA ex poços secos	37,5%	51,3%	-13,8 p.p.	40,6%	49,6%	-9,0 p.p.
Resultado Líquido	362,6	55,6	552,7%	683,9	321,1	113,0%
Investimentos	498,6	407,4	22,4%	1.359,3	1.642,4	-17,2%
Fluxo de Caixa Operacional	430,7	270,9	59,0%	981,3	1.027,3	-4,5%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões)	5,9	4,8	23,5%	5,9	4,8	23,5%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m ²	3,0	3,1	-4,6%	3,0	3,1	-4,6%

¹ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

² Calculada considerando o EBITDA acumulado conforme orientações da ICVM 527/12 dos últimos 12 meses.

Desempenho Operacional

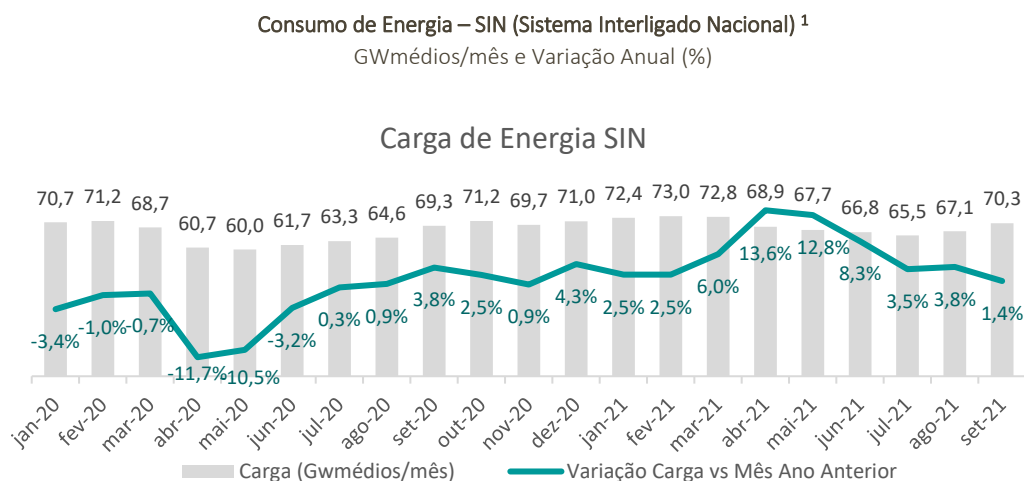
Dados operacionais		3T21	2T21	1T21	4T20	3T20	9M21	9M20
Itaquí	Disponibilidade (%)	86%	77%	24%	94%	100%	63%	98%
	Despacho (%)	99%	49%	25%	94%	0%	58%	18%
	Geração Líquida (GWh)	606	308	165	640	0	1.079	367
	Geração Bruta (GWh)	683	349	187	700	0	1.220	415
	Geração para ACR (%)	100,0%	98,5%	99,7%	98,7%	-	99,5%	99,4%
	Geração para ACL (%)	0,0%	1,5%	0,3%	1,3%	-	0,5%	0,6%
Pecém II	Disponibilidade (%)	94%	100%	99%	96%	100%	98%	99%
	Despacho (%)	97%	42%	54%	84%	0%	65%	17%
	Geração Líquida (GWh)	652	299	371	582	0	1.321	337
	Geração Bruta (GWh)	731	335	416	634	0	1.482	379
	Geração para ACR (%)	100,0%	100,0%	99,9%	98,8%	-	100,0%	99,5%
	Geração para ACL (%)	0,0%	0,0%	0,1%	1,2%	-	0,0%	0,5%
Parnaíba I	Disponibilidade (%)	96%	89%	98%	93%	87%	95%	91%
	Despacho (%)	99%	59%	60%	94%	2%	73%	21%
	Geração Líquida (GWh)	1.368	807	807	1.254	23	2.981	833
	Geração Bruta (GWh)	1.412	839	838	1.304	24	3.089	862
	Geração para ACR (%)	77,2%	77,0%	77,0%	75,8%	0,0%	77,1%	74,4%
	Geração para ACL (%)	22,8%	23,0%	23,0%	24,2%	100,0%	22,9%	25,6%
Parnaíba II	Disponibilidade (%)	84%	75%	39%	94%	93%	66%	95%
	Despacho (%)	93%	79%	86%	98%	97%	86%	64%
	Geração Líquida (GWh)	913	653	409	1.005	974	1.975	1.957
	Geração Bruta (GWh)	958	689	431	1.068	1.033	2.078	2.068
	Geração para ACR (%)	100,0%	100,0%	96,5%	98,7%	99,8%	99,3%	96,7%
	Geração para ACL (%)	0,0%	0,0%	3,5%	1,3%	0,2%	0,7%	3,3%
Parnaíba III	Disponibilidade (%)	97%	95%	99%	97%	100%	97%	98%
	Despacho (%)	99%	48%	51%	65%	0%	66%	12%
	Geração Líquida (GWh)	363	175	186	240	0	724	125
	Geração Bruta (GWh)	377	181	192	248	0	751	129
	Geração para ACR (%)	82,3%	82,2%	81,6%	59,6%	-	82,1%	75,2%
	Geração para ACL (%)	17,7%	17,8%	18,4%	40,4%	-	17,9%	24,8%
Parnaíba IV	Disponibilidade (%)	97%	69%	66%	92%	99%	78%	99%
	Despacho (%)	99%	54%	44%	97%	6%	66%	17%
	Geração Líquida (GWh)	113	55	48	104	7	215	55
	Geração Bruta (GWh)	118	58	50	113	7	225	58
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Geração para ACL (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Upstream	Bacia do Parnaíba							
	Despacho UTG (%)	93%	57%	51%	86%	26%	67%	30%
	Produção (Bi m ³)	0,72	0,43	0,39	0,66	0,20	1,54	0,69
	Reservas remanescentes (Bi m ³)	24,4	25,2	25,6	26,0	23,4	24,4	23,4

Obs: Dados de geração do trimestre atual das usinas referem-se às provisões feitas com base em medições realizadas internamente, que posteriormente são apuradas e divulgadas pela CCEE.

Geração de Energia

Contexto Setorial: Agravamento do cenário hidrológico e redução do nível de armazenagem dos reservatórios exigem aumento do despacho termelétrico

O consumo de energia elétrica no país manteve a trajetória de crescimento na comparação anual, com a recuperação da atividade econômica após a retração ocorrida no 1S20. Grandes empresas e consumidores industriais, participantes do ambiente de contratação livre, têm sido os principais responsáveis pelo aumento de demanda por energia.

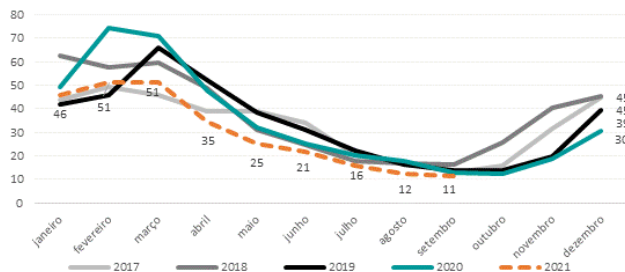


Desde o 4T20, vem se desenhando um cenário hidrológico adverso no país, marcado pela escassez de chuvas, prejudicando a formação de Energia Natural Afluente (ENA). O quadro se deteriorou ainda mais no 3T21 e o trimestre registrou as piores sequências históricas de ENA dos últimos 90 anos no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) para os meses de julho, agosto e setembro.

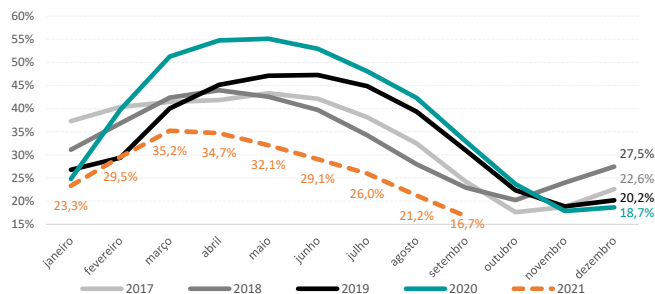
Como resultado da combinação da redução da ENA e da demanda crescente, os reservatórios não conseguiram se recuperar e os volumes de Energia Armazenada (EARM) seguiram em queda para níveis cada vez mais críticos, mesmo com a significativa geração termelétrica e eólica no trimestre. Desta forma, ao final de setembro de 2021, os reservatórios do subsistema SE/CO, que contribuem com mais de 50% do volume armazenável de água do Brasil, apresentavam volume de energia armazenada de apenas 17% (EARM%). Vale destacar que este foi o menor patamar observado em um mês de setembro desde o início da série histórica disponibilizada, em 2000, sendo ainda o segundo menor patamar de reservatório para um mês, atrás apenas do nível registrado nos reservatórios em novembro de 2014.

¹ Fonte: Dados históricos até jul/21 disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 19/10/2021. Para os meses de ago/21 e set/21, informações extraídas da “Apresentação InfoPLD - Outubro de 2021” disponibilizada no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-state=he3oir8gs_5&_afLoop=148871585898080#! – acesso em 25/10/2021.

ENA Bruta Histórica (GWMédios/mês):
Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO)²

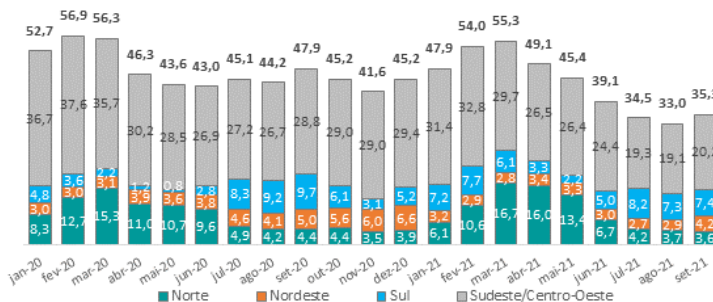


EARM (%) Histórica:
Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO)³

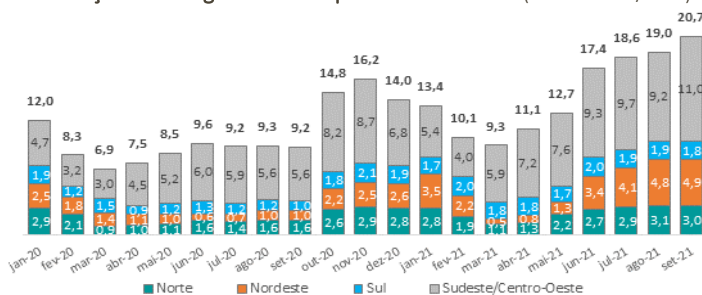


Nesse contexto de baixa hidrologia e incremento de carga, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) continuou a restringir a geração hidrelétrica no 3T21 a fim de preservar o nível dos reservatórios. Mesmo com os patamares recordes de geração eólica registrados no 3T21, que ultrapassaram 11 GWMédios nos meses de agosto e setembro de 2021 e responderam por mais de 15% da geração de energia no trimestre, as térmicas continuaram com alto nível de despacho para fechar o balanço elétrico/energético do SIN. Com isso, o despacho por fontes termelétricas também atingiu os maiores níveis de geração históricos nos três meses do 3T21, sendo responsável por cerca de 30% da geração total de energia no período.

Geração de Energia Hidrelétrica – por Subsistema SIN (GWMédios/mês)⁴



Geração de Energia Térmica – por Subsistema SIN (GWMédios/mês)⁵



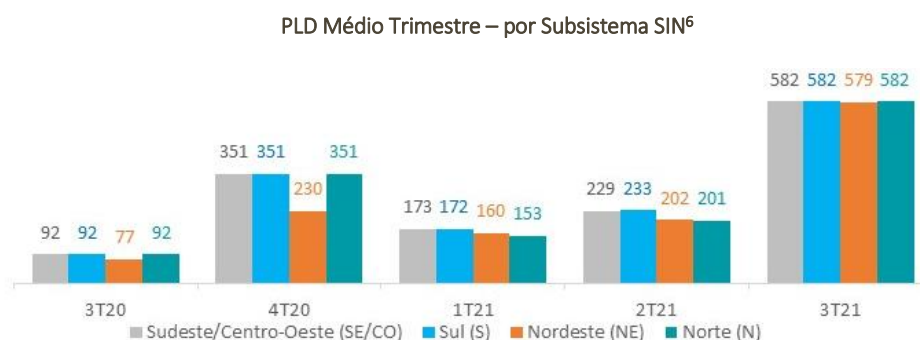
² Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx e http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 19/10/2021.

³ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx e http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 19/10/2021.

⁴ Fonte: Dados disponíveis até ago/21 no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 19/10/2021. Para o mês de set/21, dados extraídos do Boletim Diária da Operação do site do ONS: <http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 25/10/2021.

⁵ Fonte: Dados disponíveis até ago/21 no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 19/10/2021. Para o mês de set/21, dados extraídos do Boletim Diária da Operação do site do ONS: <http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 25/10/2021.

O cenário crítico da hidrologia se refletiu no PLD, que se manteve no teto estrutural (R\$ 583,83/ MWh) durante a maior parte do 3T21, em todos os submercados. Como resultado, o despacho termelétrico no período foi bastante elevado, diferentemente do ocorrido no 3T20, período em que o PLD médio ficou abaixo dos R\$100/MWh, refletindo a redução do consumo em função dos impactos da COVID-19 e os maiores volumes de energia armazenada (EAR) à época.



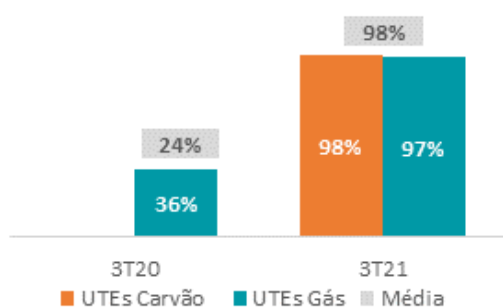
Desempenho ENEVA:

- Trimestre marcado por despacho elevado das usinas

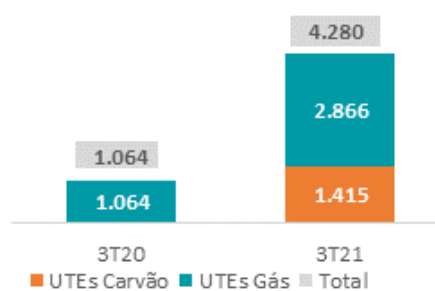
Todas as usinas da ENEVA permaneceram na ordem de mérito de despacho durante o 3T21, de forma que o despacho médio atingiu 98% versus 24% no 3T20. A elevação do despacho no trimestre se deve à combinação dos efeitos de piora do cenário hidrológico e à crescente demanda por energia, em linha com a sazonalidade esperada para o período. A UTE Parnaíba II despachou por inflexibilidade em todo o trimestre, seguindo os seus parâmetros contratuais.

Por sua vez, no 3T20 as usinas da ENEVA permaneceram fora da ordem de mérito do despacho, movimento atípico para o período, com geração apenas da UTE Parnaíba II, por inflexibilidade. Naquele trimestre, os reservatórios registraram volumes de energia armazenada (EAR) mais elevados que o usual, em função da expressiva contração do consumo de energia observada no 2T20.

Despacho Médio Ponderado pela Capacidade Instalada (%)



Geração Total de Energia (GWh)



⁶ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em https://www.ccee.org.br/portal/faces/preco_horario_veja_tambem/preco_media_semanal?_afzLoop=4661618135645&_adf.ctrl-state=ybngahlzc_155#!%40%40%3F_afzLoop%3D4661618135645%26_adf.ctrl-state%3Dybngahlzc_159 - Acesso em 19/10/2021.

A UTE Parnaíba II realizou uma manutenção corretiva no período de 19 de junho a 17 de julho, quando voltou a operar em total capacidade. Durante alguns dias da parada não programada, a usina gerou em ciclo aberto. A energia não gerada em função da indisponibilidade foi ressarcida à PLD.

No mês de agosto, as usinas a carvão realizaram testes para atender a Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede (DAPR), solicitados pelo ONS, impactando a disponibilidade das usinas.

▪ **Alta dos preços de combustíveis impacta positivamente CVU das usinas Parnaíba I, Pecém II e Itaqui**

Os Custos Variáveis Unitários (CVUs)⁷ de todas as usinas da ENEVA que operam no mercado regulado (ACR)⁸ são atrelados a indexadores de inflação e/ou de combustíveis e taxas de câmbio, conforme tabela abaixo. Para as usinas que possuem CVU apenas com componente atrelado à inflação, os valores são reajustados anualmente no mês de novembro, considerando a inflação acumulada (IPCA) a cada 12 meses. Quanto às térmicas que também possuem componente de combustível em seus CVUs, além do reajuste anual da parcela do CVU atrelada à inflação, é feita a atualização mensal da parcela indexada ao custo de combustível, a qual acompanha a variação dos indexadores e da taxa de câmbio de cada período.

CVU (R\$/MWh)							
Valores médios trimestre	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	Indexadores	Periodicidade Reajuste
UTE Parnaíba I	126,8	171,0	168,0	181,5	236,0	Henry Hub e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Parnaíba II	82,5	84,4	85,7	85,7	85,7	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba III	223,5	228,7	232,3	232,3	232,3	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba IV	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	-	-
UTE Pecém II	163,1	186,3	216,6	249,3	386,2	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Itaqui	157,7	180,3	210,4	243,3	379,5	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual

Os CVUs das UTEs Parnaíba II e III são integralmente indexados à inflação e foram reajustados em 3,92% em novembro de 2020 pelo IPCA acumulado em 12 meses até outubro de 2020, como previsto no Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

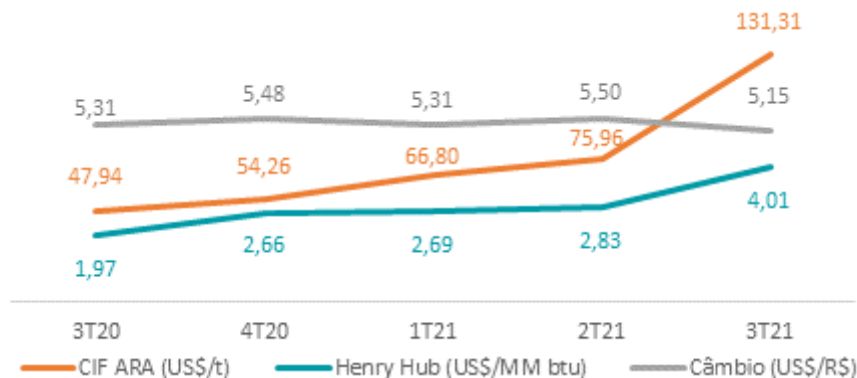
As UTEs Parnaíba I, Pecém II e Itaqui, que também possuem parcela da receita variável contratual atrelada a preços de combustíveis e taxa de câmbio, apresentaram crescimento expressivo de seus CVUs no 3T21 comparado ao 3T20. O CVU de Parnaíba I cresceu 86,1% no período analisado, em função, principalmente, do aumento de 103,4% no preço internacional da commodity de gás natural *Henry Hub* no período. Nas

⁷ O CVU das usinas térmicas é composto por 2 parcelas: Ccomb e Co&m. O Ccomb é a parcela da receita referente ao preço do combustível e é indexado ao preço de combustível, com variação mensal. Já o Co&m é a parcela da receita referente ao custo de operação e manutenção da usina e é atualizado anualmente pelo IPCA. Para entender mais, consulte o Guia de Modelagem disponibilizado pela ENEVA: <https://ri.ENEVA.com.br/informacoes-financeiras-e-operacionais/guia-de-modelagem/>

⁸ O CVU da UTE Parnaíba IV foi fixado pela ANEEL em R\$ 151,69/MWh por meio do despacho N° 3.203 (dezembro/2018).

usinas a carvão, o aumento expressivo do preço internacional CIF-ARA em 173,9% impulsionou a alta dos CVUs médios das usinas em 136,7% para Pecém II e 140,6% para Itaquí no período.

Indexadores – Valores Médios no Trimestre⁹



Upstream

Desempenho ENEVA: Aumento da produção de gás em atendimento ao maior volume gerado no Complexo Parnaíba e crescimento das reservas totais de gás na comparação anual

Produção de Gás Acumulada (bcm) e Despacho da UTG¹⁰ (%)



Evolução Anual Reservas de Gás (bcm)



A produção de gás aumentou 260% no 3T21 em comparação ao 3T20, em resposta ao maior despacho das usinas a gás na comparação entre os períodos. Apesar do maior consumo de gás, a Companhia encerrou o 3T21 com um volume de reservas 2P de gás na Bacia do Parnaíba superior ao do 3T20 em 1,0 bilhão de m³, e com reservas 2P totais, incluindo aquelas do Campo de Azulão (Bacia do Amazonas), de 30,8 bilhões de m³, como resultado das incorporações de novas reservas nas duas bacias no período.

Em agosto de 2021, a ENEVA divulgou um relatório extraordinário de certificação de reservas e recursos contingentes referente a 30 de junho de 2021. Neste novo relatório, também elaborado pela GCA, foram avaliadas exclusivamente as reservas do Campo de Azulão e os recursos contingentes de determinados campos e áreas localizados na Bacia do Amazonas e Bacia do Solimões adquiridos no 2º Ciclo Licitatório

⁹ Fonte: Dados disponíveis na Reuters. Médias trimestrais calculadas utilizando preços *Henry Hub* mensais relativos ao terceiro último dia do mês e preços CIF-ARA e taxa de câmbio relativos à média do mês.

¹⁰ UTG - Unidade de Tratamento do Gás.

da Oferta Permanente (OP) da ANP. Foi incorporado 0,5 bilhão de m³ às reservas do Campo de Azulão, após a inclusão das informações do bloco AM-T-85. Com isso, o volume de reservas totais 2P do Campo totalizou 6,3 bilhões de m³. Adicionalmente, o relatório apontou recursos contingentes totais de gás de 5,84 bilhões de m³ e de óleo de 4,23 milhões de barris, ambos P50, nos blocos AM-T-84 e AM-T-85 (Bacia do Amazonas), bem como 20,85 bilhões de m³ de gás (P50), na área de Juruá (Bacia do Solimões).

Não houve campanha de aquisição sísmica no 3T21.

Desempenho Financeiro

Consolidado

DRE Consolidado	(R\$ milhões)					
	3T21	3T20	%	9M21	9M20	%
Receita Operacional Líquida	1.528,1	562,0	171,9%	3.442,0	2.019,8	70,4%
Custos Operacionais	(1.016,7)	(308,7)	229,4%	(2.176,8)	(1.076,6)	102,2%
Depreciação e amortização	(149,0)	(98,2)	51,6%	(406,6)	(296,8)	37,0%
Despesas Operacionais	(126,4)	(112,9)	12,0%	(386,6)	(308,1)	25,5%
Poços secos	(25,3)	(11,1)	127,4%	(38,4)	(9,3)	313,6%
Depreciação e amortização	(15,3)	(16,7)	-8,4%	(46,0)	(48,0)	-4,2%
Outras receitas/despesas	(2,0)	22,9	N/A	27,0	21,3	26,7%
Equivalência Patrimonial	0,1	(1,1)	N/A	(0,0)	(8,4)	-99,8%
EBITDA ICVM 527/12	547,4	277,2	97,5%	1.358,2	992,9	36,8%
EBITDA excluindo poços secos ¹	572,7	288,3	98,6%	1.396,6	1.002,2	39,4%
Resultado Financeiro Líquido	56,5	(96,0)	N/A	(34,3)	(225,4)	-84,8%
EBT	439,6	66,2	564,2%	871,3	422,7	106,1%
Impostos Correntes	(34,7)	(2,5)	1276,3%	(78,4)	(26,2)	198,7%
Impostos Diferidos	(42,4)	(8,5)	399,4%	(109,0)	(76,2)	43,1%
Participações Minoritárias	(0,0)	(0,4)	-95,9%	(0,0)	(0,8)	-99,8%
Resultado Líquido Eneva	362,6	55,6	552,7%	683,9	321,1	113,0%

¹ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

No 3T21, a Companhia registrou EBITDA Consolidado ajustado (de forma a excluir as despesas com poços secos) de R\$ 572,7 milhões, aumento de 99% em relação ao 3T20, impulsionado principalmente pelo segmento de *Upstream*. No período de análise, o EBITDA ajustado deste segmento cresceu 349%, em função do despacho muito elevado das usinas a gás no 3T21 comparado ao 3T20, que impactou a receita variável com a venda do combustível, sem contrapartida nos custos, inflando a margem do segmento.

O desempenho do segmento de geração a carvão também contribuiu para o aumento do EBITDA ajustado no trimestre em relação ao 3T20. No 3T21, as duas usinas tiveram seus CVUs positivamente impactados pela elevação do CIF-ARA, descolando do custo médio do estoque de carvão adquirido anteriormente a preços inferiores. Isso resultou em margens variáveis positivas nas usinas, de R\$ 43/MWh em Itaquí e de R\$ 73/MWh em Pecém II. O EBITDA ajustado do segmento cresceu 50,8% no 3T21 vs. 3T20.

O crescimento do EBITDA ajustado no período de comparação foi parcialmente compensado pela necessidade de ressarcimento de lastro da usina Parnaíba II, que passou por um período de manutenção corretiva, entre 19 de junho e 17 de julho. Durante o período de indisponibilidade, a usina incorreu em custos relativos ao ressarcimento de lastro no valor de R\$ 72,3 milhões.

A melhor performance operacional veio acompanhada da melhora do resultado financeiro no trimestre, impulsionado, principalmente, pelos seguintes efeitos: (i) menores despesas com encargos de dívidas e juros sobre debêntures, decorrente da capitalização dos encargos relacionados aos financiamentos dos projetos ainda em fase de construção (Parnaíba V e Azulão-Jaguatirica); (ii) impacto da marcação a

mercado da perspectiva de realização dos contratos futuros da ENEVA Comercializadora; e (iii) recebimento de multa e juros após o êxito de uma ação judicial.

Como resultado, o lucro líquido da Companhia totalizou R\$ 363 milhões no 3T21, crescimento de 553% em relação ao 3T20.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre	(R\$ milhões)					
	3T21	3T20	Var. Abs.	9M21	9M20	Var. Abs.
EBITDA excluindo poços secos ¹	572,7	288,3	284,4	1.396,6	1.002,2	394,5
(+) Var. Capital de Giro	(93,4)	7,8	(101,2)	(309,3)	86,7	(396,0)
(+) Imposto de renda	(31,9)	(4,0)	(27,9)	(62,4)	(34,8)	(27,6)
(+) Var. Outros ativos e passivos	(16,7)	(21,2)	4,5	(43,7)	(26,8)	(16,9)
Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais	430,7	270,9	159,8	981,3	1.027,3	(46,0)
Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento	(279,9)	(407,2)	127,3	(861,4)	(1.528,4)	667,0
Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento	116,0	358,5	(242,5)	4,6	1.304,9	(1.300,3)
Captações e Outros	244,2	1.221,0	(976,8)	480,9	2.591,7	(2.110,8)
Amortização de Principal	(3,9)	(722,6)	718,8	(61,4)	(888,3)	826,9
Amortização de Juros	(49,0)	(19,0)	(30,0)	(222,8)	(168,0)	(54,8)
Outros	(75,3)	(120,8)	45,5	(192,1)	(230,5)	38,4
Posição de Caixa Total ²	2.020,7	2.592,0	(571,4)	2.020,7	2.592,0	(571,4)
Posição de Caixa Total + Depósitos Vinculados ²	2.172,8	2.792,6	(619,9)	2.172,8	2.792,6	(619,9)

1 - Calculado considerando o EBITDA acumulado conforme orientações da ICVM 527/12, excluindo o impacto de poços secos.

2 - Inclui caixa e equivalentes de caixa.

O fluxo de caixa operacional (FCO) da Companhia atingiu R\$ 430,7 milhões no 3T21, alavancado pelo maior EBITDA do período em função do melhor resultado operacional. O resultado foi parcialmente mitigado pelos seguintes efeitos:

- i) Maior necessidade de capital de giro no 3T21, principalmente em função do aumento do saldo de contas a receber comparado a junho/21, decorrente do maior despacho e do crescimento da receita variável unitária, dada a elevação dos indexadores dos CVUs das usinas. Também contribuiu para o aumento da necessidade de capital de giro, o crescimento do valor de estoques de carvão na comparação com o 2T21, em função do aumento do despacho e do crescimento do preço médio do carvão adquirido no período com a alta da *commodity* CIF-ARA;
- ii) Maior pagamento de tributos principalmente em função do maior despacho no trimestre e dos maiores preços de venda de energia, que impulsionaram o lucro tributável no 3T21.

No 3T21, o fluxo de caixa de atividades de investimento (FCI) registrou resultado negativo de R\$ 279,9 milhões, basicamente em função de: desembolsos relativos ao desenvolvimento do Campo de Azulão e à construção da UTE Jaguatirica II, que totalizaram R\$ 73,8 milhões; e desembolsos referentes à construção da UTE Parnaíba V de R\$ 59,6 milhões e aos investimentos realizados nas atividades de *Upstream* nas Bacias do Parnaíba e do Amazonas, dos quais R\$ 40,9 foram direcionados ao desenvolvimento do Campo Gavião Preto.

O fluxo de caixa de atividades de financiamento (FCF) totalizou R\$ 116,0 milhões no 3T21, refletindo as captações realizadas no trimestre, em um valor total de R\$ 244,2 milhões, referentes aos desembolsos dos financiamentos efetuados com o Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB) para a construção da UTE Parnaíba V e com o Banco da Amazônia S.A. (BASA) para a implantação do Projeto Integrado Azulão-Jaguatirica.

O impacto positivo no FCF foi parcialmente compensado sobretudo por: (i) aumento no saldo de depósitos vinculados em R\$ 62,8 milhões em função de constituição de conta reserva para provisionamento de

pagamentos relacionados às debêntures, previstos contratualmente no pacote de garantias da 1ª emissão de debêntures de Parnaíba I (atualmente na Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – “PGC”); e (ii) pelas amortizações de principal referentes aos financiamentos da FINEP na ENEVA S.A. e de juros relacionados aos financiamentos da FINEP, do Banco da Amazônia S.A. (BASA) e das debêntures captadas na 6ª Emissão da ENEVA S.A. em 2020, de acordo com o cronograma previsto de amortizações.

A ENEVA encerrou o trimestre com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 2.020,7 milhões, sem contemplar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, no montante de R\$ 152,1 milhões.

Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento

Complexo Parnaíba

Geração Térmica a Gás Natural

Este segmento é composto pelas controladas Parnaíba II Geração de Energia S.A. (que detém as UTEs Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba IV), Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC (que detém a UTE Parnaíba I, além de ser a SPE responsável pelo desenvolvimento da UTE Parnaíba V) e Azulão Geração de Energia S.A. (SPE responsável pela implantação do projeto integrado Azulão-Jaguatirica, exceto o desenvolvimento do Campo de Azulão).

DRE - Geração a Gás	(R\$ milhões)					
	3T21	3T20	%	9M21	9M20	%
Receita Operacional Bruta	912,2	328,4	177,7%	2.154,1	1.266,1	70,1%
Receita Fixa	332,8	318,5	4,5%	1.001,8	955,5	4,8%
Receita Variável	579,4	9,9	5729,8%	1.152,3	310,6	271,0%
CCEAR ¹	317,3	0,0	N/A	713,0	121,7	486,0%
Mercado de curto prazo	262,1	9,9	2537,3%	439,4	188,9	132,6%
Lastro (FID)	0,0	-	N/A	-	85,8	N/A
Hedge Ressarcimento	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	262,1	9,9	2537,1%	439,4	103,1	326,1%
Deduções sobre a Receita Bruta	(101,6)	(33,3)	205,0%	(227,8)	(127,0)	79,4%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(9,1)	-	N/A	(9,2)	1,5	N/A
Receita Operacional Líquida	810,6	295,1	174,7%	1.926,3	1.139,1	69,1%
Custos Operacionais	(762,5)	(219,0)	248,1%	(1.630,7)	(763,8)	113,5%
Custo Fixo	(113,5)	(108,5)	4,6%	(351,3)	(323,6)	8,6%
Transmissão e encargos regulatórios	(23,9)	(21,4)	11,6%	(66,7)	(62,8)	6,1%
O&M	(26,6)	(20,9)	27,3%	(86,2)	(62,2)	38,7%
Arrendamento fixo UTG	(63,0)	(66,2)	-4,8%	(198,4)	(198,6)	-0,1%
Custo Variável	(606,3)	(81,7)	642,4%	(1.151,4)	(353,6)	225,6%
Gás Natural	(244,8)	(62,7)	290,6%	(517,4)	(213,0)	142,9%
Gasmar	(17,9)	(4,7)	276,5%	(37,7)	(15,6)	142,4%
Arrendamento variável UTG	(176,7)	-	N/A	(279,9)	(24,5)	1043,1%
Lastro (FID)	-	-	N/A	(19,3)	(79,1)	-75,6%
Hedge Ressarcimento	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	(166,8)	(14,2)	1071,7%	(297,0)	(21,5)	1283,1%
Depreciação e amortização	(42,7)	(28,9)	47,9%	(128,0)	(86,5)	47,9%
Despesas Operacionais	(12,0)	(6,4)	88,1%	(34,7)	(19,7)	76,6%
SG&A	(9,4)	(6,2)	51,1%	(27,1)	(19,4)	39,9%
Depreciação e amortização	(2,6)	(0,1)	1767,3%	(7,6)	(0,3)	2433,9%
Outras receitas/despesas	(0,1)	(0,7)	-88,6%	3,6	(19,5)	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	81,3	98,0	-17,1%	400,1	423,0	-5,4%
% Margem EBITDA	10,0%	33,2%	-23,2 p.p.	20,8%	37,1%	-16,4 p.p.

¹ CCEAR = Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

A receita operacional líquida do segmento cresceu 174,7% no 3T21 em comparação ao 3T20, devido principalmente a:

- (i) Maior geração de energia, com despacho das usinas a gás atingindo 97% no 3T21 vs. 36% no 3T20;

- (ii) Aumento do CVU da UTE Parnaíba I (R\$ 236/MWh no 3T21 vs. R\$ 127/MWh no 3T20), dada a elevação da cotação do *Henry Hub*;
- (iii) Aumento da receita variável bruta no mercado de curto prazo, que totalizou R\$ 262,1 milhões no 3T21. É importante observar que, no trimestre, 16% da energia não comprometida com contratos no ACR estava exposta à PLD, com impacto de cerca de R\$ 50 milhões nesta linha de receita, refletindo o maior PLD médio no submercado Norte no período (R\$ 582/MWh no 3T21 vs. R\$ 92/MWh no 3T20). O restante da energia não comprometida com o ACR foi comercializado em contratos bilaterais entre as usinas e a ENEVA Comercializadora. No 3T21, foi comercializado um montante acima da energia disponível para a liquidação no ambiente livre, sendo necessário, portanto, a aquisição de lastro, pela UTE Parnaíba I, precificado a PLD. Os impactos dessa operação foram de R\$ 74,2 milhões na receita e de R\$ 88,3 milhões nos custos variáveis.

Geração Líquida (GWh)	3T21	3T20
Parnaíba I	1.368	23
Parnaíba II	913	974
Parnaíba III	363	0
Parnaíba IV	113	7
TOTAL	2.756	1.004

Os custos variáveis do segmento apresentaram um crescimento de 642,4% no 3T21 em relação ao 3T20, devido, principalmente, a:

- (iv) Maior volume de combustível demandado para cumprir o maior despacho. Os custos incorridos pelas usinas com a compra de gás natural do segmento de *Upstream* são eliminados no resultado do Complexo Parnaíba e do Consolidado;
- (v) Elevação dos custos de arrendamento variável principalmente em Parnaíba I, em função do aumento do CVU no 3T21 comparado ao 3T20, efeito também eliminado no resultado;
- (vi) Compra de energia realizada pela UTE Parnaíba II, no valor de R\$ 72,3 milhões, para ressarcir o sistema pela energia não gerada. A usina gerou abaixo do compromisso contratual em função de uma manutenção corretiva realizada no período de 19 de junho a 17 de julho, impactando os resultados do segundo e do terceiro trimestres; e
- (vii) Compra de energia no valor de R\$ 88,3 milhões pela UTE Parnaíba I, com contrapartida de R\$ 74,2 milhões na receita variável líquida para fazer frente aos contratos bilaterais firmados com a ENEVA Comercializadora, conforme explicado acima.

No 3T21, o EBITDA do segmento de geração a gás totalizou R\$ 81,3 milhões, redução de 17,1% em relação ao 3T20, impactado principalmente pela compra de energia realizada pela usina Parnaíba II em função da indisponibilidade de geração, dada a parada para a manutenção corretiva, concluída ainda em julho. As demais usinas a gás geraram com margens positivas no período, em função do maior despacho, do aumento expressivo do CVU de Parnaíba I e da elevação do PLD no trimestre.

Upstream (E&P)

Este segmento é composto pela ENEVA S.A. e Parnaíba B.V. Cabe ressaltar que a antiga controlada Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN) foi incorporada à ENEVA S.A. no final de 2018. Os resultados *Upstream* são apresentados separadamente, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE - <i>Upstream</i>	(R\$ milhões)					
	3T21	3T20	%	9M21	9M20	%
Receita Operacional Bruta	537,7	146,6	266,8%	1.103,9	493,5	123,7%
Receita Fixa	72,9	76,6	-4,8%	218,8	229,1	-4,5%
Receita Variável	464,7	70,0	564,3%	885,1	264,4	234,8%
Contrato de venda de gás	271,0	69,1	292,4%	571,4	234,8	143,3%
Contrato de arrendamento	191,3	0,0	N/A	308,2	27,0	1042,4%
Venda de condensado	2,4	0,9	176,3%	5,5	2,5	125,0%
Deduções sobre a Receita Bruta	(72,0)	(16,9)	325,6%	(150,5)	(56,0)	168,8%
Receita Operacional Líquida	465,7	129,7	259,1%	953,5	437,5	117,9%
Custos Operacionais	(145,3)	(47,9)	203,4%	(322,8)	(147,2)	119,2%
Custo Fixo	(17,8)	(14,3)	24,2%	(53,5)	(41,5)	29,1%
Custos O&M (OPEX)	(17,8)	(14,3)	24,2%	(53,5)	(41,5)	29,1%
Custo Variável	(70,3)	(10,6)	561,2%	(138,0)	(30,3)	356,0%
Participações Governamentais	(68,5)	(9,2)	641,6%	(133,1)	(26,1)	410,4%
Custo do gás vendido/compressores	(1,8)	(1,4)	31,9%	(4,9)	(4,2)	16,9%
Depreciação e Amortização	(57,1)	(22,9)	149,5%	(131,3)	(75,5)	73,8%
Despesas Operacionais	(42,1)	(47,9)	-12,2%	(95,3)	(121,0)	-21,3%
Despesas com Exploração_Geologia e Geofísic	(35,9)	(38,1)	-5,8%	(64,1)	(89,7)	-28,5%
Poços Secos	(25,6)	(11,2)	127,9%	(38,8)	(10,7)	263,2%
SG&A	(3,7)	(3,3)	10,2%	(23,6)	(13,8)	71,4%
Depreciação e Amortização	(2,5)	(6,5)	-61,7%	(7,6)	(17,6)	-57,0%
Outras receitas/despesas	(0,0)	6,2	N/A	(0,5)	4,8	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	337,9	69,4	387,1%	673,7	267,0	152,4%
EBITDA excluindo poços secos ¹	363,5	80,6	351,0%	712,4	277,9	156,3%
% Margem EBITDA excluindo poços secos	78,1%	62,2%	15,9 p.p.	74,7%	63,5%	11,2 p.p.

¹ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

No 3T21, a receita operacional líquida do segmento registrou expansão de 258,2% em relação ao mesmo período do ano anterior. O crescimento expressivo se deveu, principalmente, ao aumento da receita de venda de gás, em função do maior despacho da UTG no período (93% no 3T21 vs. 26% no 3T20), e do aumento da receita de arrendamento variável recebida das térmicas a gás. Essa linha foi impactada em grande parte pelo maior CVU médio da usina Parnaíba I, que subiu de R\$ 127/MWh no 3T20 para R\$ 236/MWh no 3T21, em função da maior cotação do *Henry Hub* no período de análise.

Os custos variáveis apresentaram crescimento R\$ 59,7 milhões no 3T21 comparado ao 3T20, devido à elevação dos custos incorridos com Participações Governamentais, justificados pela maior produção de

gás no trimestre e pelo aumento do preço médio de referência do gás estipulado pela ANP¹¹ para os campos da Companhia e que serve de base para o cálculo das participações governamentais.

As despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, apresentaram redução de 4,5% no trimestre comparado ao 3T20, devido, principalmente a menores despesas de exploração (excluindo poços secos), dado que não foram realizadas campanhas sísmicas no 3T21. A redução nas despesas com exploração foi parcialmente compensada pela contabilização de R\$ 25,6 milhões em despesas com poços secos, referentes aos poços 1-ENV-19-MA, 1-ENV-21-MA e 1-ENV-22-MA.

Conseqüentemente, no 3T21, o EBITDA ajustado (excluindo poços secos) do segmento apresentou crescimento de 349,5% comparado ao 3T20, em função basicamente da elevação significativa do despacho das usinas a gás, resultando em ampliação da margem EBITDA do segmento.

¹¹ Os preços de referência para cálculo das participações governamentais são divulgados mensalmente pela ANP, disponíveis em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>.

Outros Ativos de Geração

Geração Térmica a Carvão

Este segmento é composto pelas controladas Itaqui Geração de Energia S.A. e Pecém II Geração de Energia S.A.

DRE - Geração a Carvão	(R\$ milhões)					
	3T21	3T20	%	9M21	9M20	%
Receita Operacional Bruta	725,0	207,6	249,2%	1.447,0	822,9	75,9%
Receita Fixa	217,2	209,0	3,9%	651,5	627,0	3,9%
Receita Variável	507,8	(1,4)	N/A	795,5	195,9	306,1%
CCEAR ¹	485,6	(3,6)	N/A	765,1	102,2	648,4%
Mercado de curto prazo	22,2	2,2	898,8%	30,4	93,6	-67,6%
Lastro (FID)	17,3	-	N/A	18,6	74,2	-74,9%
Hedge Ressarcimento	3,9	2,2	78,2%	13,3	16,9	-21,2%
Outros	0,9	0,0	2600,9%	(1,6)	2,6	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(83,6)	(21,5)	288,1%	(159,8)	(89,0)	79,5%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(8,8)	-	N/A	(10,0)	(3,6)	176,6%
Receita Operacional Líquida	641,3	186,1	244,7%	1.287,3	733,9	75,4%
Custos Operacionais	(491,2)	(103,6)	374,1%	(944,5)	(473,5)	99,5%
Custo Fixo	(64,0)	(51,7)	23,9%	(187,8)	(159,4)	17,8%
Transmissão e encargos regulatórios	(15,9)	(13,9)	14,3%	(44,2)	(41,4)	6,8%
O&M	(48,1)	(37,8)	8,0%	(143,6)	(118,0)	21,6%
Custo Variável	(378,1)	(5,1)	7355,0%	(609,4)	(173,6)	251,0%
Combustível	(351,8)	-	N/A	(561,6)	(80,0)	601,6%
Lastro (FID)	(13,7)	-	N/A	(15,0)	(67,3)	-77,7%
Hedge Ressarcimento	(1,6)	(3,8)	-58,5%	(10,4)	(14,4)	-27,9%
Outros	(11,0)	(1,3)	769,2%	(22,5)	(11,9)	88,4%
Depreciação e Amortização	(49,1)	(46,8)	4,8%	(147,3)	(140,5)	4,9%
Despesas Operacionais	(5,1)	(5,6)	-8,9%	(17,4)	(16,5)	5,2%
SG&A	(4,7)	(5,4)	-12,4%	(16,3)	(16,0)	2,1%
Depreciação e Amortização	(0,4)	(0,2)	95,2%	(1,1)	(0,5)	98,4%
Outras receitas/despesas	(2,0)	3,8	N/A	7,5	4,7	60,6%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	192,5	127,7	50,8%	481,3	389,5	23,5%
% Margem EBITDA	30,0%	68,6%	-38,6 p.p.	37,4%	53,1%	-15,7 p.p.

¹ CCEAR = Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

A receita operacional líquida do segmento apresentou crescimento de 244,7% no 3T21 comparada ao 3T20, devido: (i) ao despacho elevado das usinas no 3T21, de 99% em Itaqui e 97% em Pecém II, comparado ao 3T20, quando as usinas ficaram desligadas; e (ii) ao aumento de preço da *commodity* CIF-ARA, que compõe a parcela do CVU que remunera o custo com combustível.

A aquisição de uma maior quantidade de carvão para atender ao maior despacho, combinada ao maior preço da *commodity*, impactou os custos variáveis, que cresceram R\$ 373,0 milhões no 3T21 em relação ao 3T20.

Devido à curva ascendente do CIF-ARA no período de análise, a receita variável contratual (CVU) média do trimestre recebida pelas usinas foi superior ao custo médio histórico do estoque de carvão. Esse descasamento resultou em margens variáveis positivas nas usinas, de R\$ 43/MWh em Itaquí e de R\$ 73/MWh em Pecém II, e impulsionou o crescimento do EBITDA do segmento em 50,8% comparado ao 3T20.

	3T21	3T20
Despacho usinas a carvão	98%	0%
Preço médio do carvão adquirido (US\$/ton)	131,3	47,9
CVU médio Itaquí (R\$/MWh)	379,5	157,7
CVU médio Pecém II (R\$/MWh)	386,2	163,1

Comercializadora

Este segmento é composto pela controlada indireta ENEVA Comercializadora de Energia Ltda., que tem como principais atividades a compra e venda da energia de terceiros, operações de *hedge* contra os efeitos de variações de preço de energia para as usinas do grupo e a atividade de comercialização de soluções em gás e energia para clientes finais.

DRE - Comercializadora	(R\$ milhões)					
	3T21	3T20	%	9M21	9M20	%
Receita Operacional Líquida	192,6	82,2	134,4%	371,2	322,8	15,0%
Custos Operacionais	(199,8)	(65,5)	205,3%	(374,6)	(300,1)	24,8%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(199,7)	(65,0)	207,2%	(374,4)	(299,5)	25,0%
Outros	(0,1)	(0,4)	-86,6%	(0,2)	(0,6)	-71,7%
Despesas Operacionais	(2,2)	(2,1)	5,6%	(6,8)	(4,9)	39,1%
SG&A	(2,2)	(2,1)	5,7%	(6,8)	(4,9)	39,4%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	0,0%	(0,0)	(0,0)	0,0%
Outras receitas/despesas	(0,0)	-	N/A	(0,0)	(0,0)	64,3%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(9,4)	14,6	N/A	(10,2)	17,8	N/A
% Margem EBITDA	-4,9%	17,8%	-22,7 p.p.	-2,7%	5,5%	-8,3 p.p.

A receita operacional líquida do segmento atingiu R\$ 192,6 milhões no 3T21, crescimento de 134,4% em relação ao 3T20, em função principalmente do maior volume de energia comercializada, que totalizou 1.545 GWh no 3T21 comparado a 1.079 GWh no 3T20.

Em contrapartida, os custos operacionais do segmento atingiram R\$ 199,8 milhões no 3T21, aumento de 205,3% comparado ao 3T20. Como resultado, o EBITDA da Comercializadora ficou negativo em R\$ 9,4 milhões no 3T21.

A posição marcada a mercado dos contratos futuros de energia da Comercializadora é contabilizada no resultado financeiro, na linha de “Perdas/ganhos com derivativos”.

Holding & Outros

Este segmento é composto pelas *holdings* ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A., além das subsidiárias criadas para a originação e o desenvolvimento de projetos. A ENEVA S.A. incorpora também os negócios do segmento de *Upstream*. Entretanto, no intuito de permitir melhor análise do desempenho dos segmentos de negócios da Companhia, optou-se aqui por apresentar os resultados do segmento de *Holding & Outros* separadamente.

DRE - Controladora e Outros	(R\$ milhões)					
	3T21	3T20	%	9M21	9M20	%
Receita Operacional Líquida	0,2	0,0	619,3%	0,7	0,2	271,5%
Custos Operacionais	(0,2)	(0,4)	-37,2%	(1,2)	(1,1)	9,1%
Despesas Operacionais	(61,7)	(47,5)	29,7%	(222,1)	(135,7)	63,7%
SG&A	(45,0)	(34,9)	29,1%	(116,6)	(98,6)	18,2%
Despesas com SOP/incentivo longo prazo	(10,2)	(6,2)	64,8%	(86,1)	(17,8)	383,0%
Depreciação e Amortização	(6,5)	(6,5)	-0,1%	(19,5)	(19,3)	0,9%
Outras receitas/despesas	0,0	13,2	-99,9%	16,4	30,6	-46,6%
Equivalência Patrimonial ¹	177,9	97,3	83,0%	421,0	361,4	16,5%
EBITDA ICVM 527/12	122,7	69,0	77,8%	234,1	274,6	-14,8%
EBITDA ex Equivalência	(55,2)	(28,2)	95,5%	(186,9)	(86,7)	115,4%

1- A Equivalência Patrimonial consolida os resultados referentes às controladas da ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A. e é quase que integralmente eliminada no resultado consolidado.

No 3T21, as despesas do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 55,2 milhões, dos quais R\$ 10,2 milhões se referem ao provisionamento dos novos Programas de Incentivo de Longo Prazo (ILPs) outorgados em 2021, sem efeito caixa. Neste trimestre, não houve maturação de ILPs e, portanto, não foram registrados desembolsos de caixa referentes a pagamento de impostos. Excluindo esse provisionamento, as despesas operacionais registraram crescimento de 29,1% no 3T21 comparado ao 3T20 devido, principalmente, às maiores despesas com assessorias em função da estratégia de crescimento da Companhia, além de uma elevação dos gastos com viagens e propaganda e publicidade.

Como resultado desses efeitos, no 3T21, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é quase totalmente eliminada na visão consolidada da Companhia), ficou negativo em R\$ 55,2 milhões, comparado a um valor negativo de R\$ 20,6 milhões no 3T20.

Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro	(R\$ milhões)					
	3T21	3T20	%	9M21	9M20	%
Receitas Financeiras	62,0	12,6	392,3%	90,3	52,9	70,8%
Receitas de aplicações financeiras	24,4	11,2	117,8%	46,5	44,9	3,4%
Multas e juros recebidos	37,1	0,0	N/A	37,1	2,5	1373,9%
Juros sobre debêntures	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	0,6	1,4	-57,0%	6,7	5,4	23,8%
Despesas Financeiras	(72,4)	(111,6)	-35,1%	(172,4)	(290,5)	-40,7%
Multas e juros de mora	(0,2)	(0,2)	23,0%	(2,3)	(3,6)	-35,7%
Encargos de dívida ¹	(3,2)	(67,5)	-95,2%	(9,7)	(137,3)	-92,9%
Juros sobre provisão de abandono	(7,3)	(1,9)	287,6%	(17,2)	(2,2)	663,8%
Comissões e corretagens financeiras	(1,0)	(0,6)	59,0%	(2,9)	(3,5)	-15,2%
IOF/IOC	(1,4)	(0,8)	67,3%	(2,8)	(2,2)	31,1%
Juros sobre debêntures	(48,0)	(34,4)	39,4%	(111,1)	(117,7)	-5,7%
Outros	(11,2)	(6,1)	83,9%	(26,3)	(23,9)	9,7%
Variação cambial e monetária líquida	17,5	(5,4)	N/A	5,1	(3,0)	N/A
Perdas/ganhos com derivativos	49,4	8,3	494,4%	42,6	15,2	181,0%
Resultado Financeiro Líquido	56,5	(96,0)	-158,9%	(34,3)	(225,4)	-84,8%

1 - Inclui amortizações sobre os custos de transação.

A Companhia registrou resultado financeiro líquido de R\$ 56,5 milhões no 3T21, comparado ao resultado negativo de R\$ 96,0 milhões no 3T20, devido, principalmente, à combinação dos seguintes fatores:

- i) Aumento de R\$ 13,2 milhões nas receitas de aplicações financeiras como reflexo do aumento verificado no CDI médio do 3T21 comparado ao 3T20 (CDI médio de 4,86% no 3T21 e de 2,00% no 3T20);
- ii) Impacto de R\$ 37,0 milhões na linha de multas e juros recebidos no 3T21, principalmente devido ao recebimento de multas e juros após o êxito de uma ação judicial relacionada a Pecém II;
- iii) Redução de R\$ 64,2 milhões nas despesas com encargos de dívida devido à liquidação antecipada de dívidas mais onerosas no final de 2020 e emissões de debêntures em melhores condições ao longo de 2020. Adicionalmente, no 3T20 esta linha também foi impactada pelo pagamento de R\$ 34,6 milhões em *fees* contratuais relativas ao pré-pagamento das dívidas naquele período;
- iv) Aumento de R\$ 41,1 milhões em ganhos com derivativos principalmente em função da contabilização de R\$ 46,7 milhões no 3T21 referentes à posição marcada a mercado dos contratos futuros de energia da Comercializadora (MtM); e
- v) Aumento de R\$ 13,6 milhões nas despesas com juros sobre debêntures, compensando parcialmente os impactos positivos descritos anteriormente. Esse aumento está relacionado à liquidação antecipada da 4ª Emissão de Debêntures da ENEVA e ao aumento do CDI no período, que impactou diretamente os encargos gerados pelas emissões de debêntures corrigidas por este indexador.

Investimentos

Capex	(R\$ milhões)						
	2T20	3T20	4T20	2020	1T21	2T21	3T21
Geração a Carvão	17,3	(2,2)	20,2	37,9	3,1	14,3	11,2
Pecém II	1,2	(7,2)	7,8	2,5	(0,6)	1,5	4,6
Itaqui	16,1	5,0	12,4	35,4	3,7	12,8	6,6
Geração a Gás	92,3	31,4	6,9	135,2	39,0	15,5	57,3
Parnaíba I ¹	59,0	17,5	3,9	81,1	41,4	0,4	6,4
Parnaíba II ²	26,3	9,6	2,3	41,8	3,8	6,7	49,9
Parnaíba III ²	6,9	4,2	0,5	11,6	0,8	2,9	0,0
Parnaíba IV ²	0,2	0,1	0,2	0,6	(7,0)	5,5	1,0
Parnaíba V ³	165,3	79,1	270,3	705,3	124,7	63,4	97,6
Parnaíba VI ⁴	-	-	-	-	-	-	7,7
Azulão-Jaguatirica	383,8	255,4	284,3	1.209,3	199,5	225,1	166,5
Upstream	43,0	47,9	42,8	174,8	39,7	132,8	154,6
Poços secos	0,5	10,1	8,6	19,3	4,2	9,0	25,6
 Holding e Outros	8,3	(4,2)	5,4	10,6	1,5	2,1	3,7
Total	710,1	407,4	629,9	2.273,2	407,4	453,2	498,6

Valores acima referem-se à visão de capex econômico (competência).

1 - O capex de Parnaíba I é apresentado separadamente ao de Parnaíba V e Comercializadora. Conforme reestruturação societária anunciada no 1T20, a SPE Parnaíba I foi incorporada na PGC em janeiro/20.

2 - O capex de cada uma das usinas Parnaíba II, III e IV é apresentado separadamente. Conforme reestruturação societária anunciada no 4T18, as SPEs Parnaíba III e Parnaíba IV foram incorporadas na SPE Parnaíba II.

3 - Inclui capex da ENEVA Comercializadora.

4 - A UTE Parnaíba VI é o fechamento de ciclo da UTE Parnaíba III, cujo contrato de início do PPA se iniciará em janeiro de 2025. Para melhor compreensão, o capex será apresentado separadamente ao de Parnaíba III.

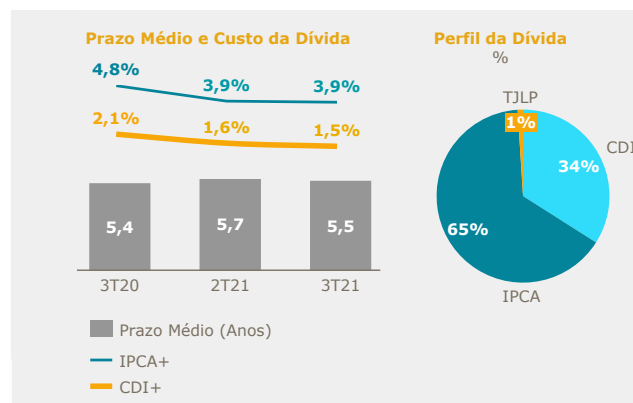
O investimento consolidado do 3T21 atingiu o montante de R\$ 498,6 milhões. Deste total, 53% foram destinados às construções do projeto integrado Azulão-Jaguatirica e da UTE Parnaíba V, com entrada em operação prevista para o 4T21 e o 1S22, respectivamente. Além disso, nesse trimestre, foram iniciados os investimentos relacionados à construção da UTE Parnaíba VI, cujo início do CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) se inicia no 1T25. O valor de R\$ 7,7 milhões foi relacionado à aquisição dos principais equipamentos para a ilha de potência.

Na UTE Parnaíba II, destacam-se os investimentos de R\$ 49,9 milhões no trimestre, referente, em sua maior parte, ao cumprimento de um marco contratual do contrato de longo prazo com a GE, relacionado à manutenção preventiva das turbinas *Hot Gas Path* (HGP) realizada no 1S21.

Adicionalmente, um total de R\$ 154,6 milhões foi destinado ao segmento de *Upstream*. Deste montante, 70% foram aplicados ao desenvolvimento dos campos da Bacia do Parnaíba, com destaque para Gavião Preto, que demandou R\$ 93,2 milhões em investimentos no 3T21. Os demais valores se referem principalmente à campanha exploratória em curso em cinco blocos exploratórios na Bacia do Parnaíba e um bloco na Bacia do Amazonas. Foram também contabilizados três poços secos concluídos no 3T21, além de um saldo remanescente referente a um poço finalizado no 2T21, em um valor total de R\$ 25,6 milhões.

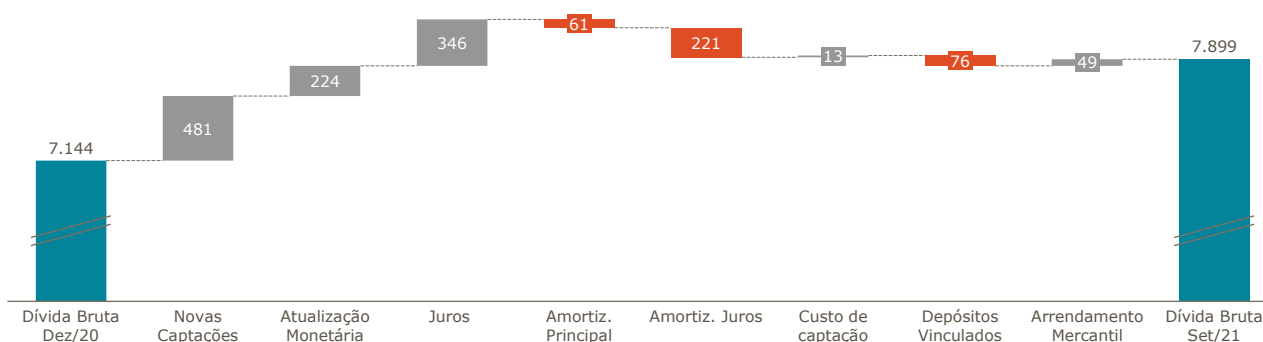
Endividamento

Em 30 de setembro de 2021, a dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizou R\$ 7.899 milhões, aumentando 4,6% em relação ao montante do final de junho de 2021. Ao final do 3T21, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,5 anos, o spread médio para as dívidas indexadas ao IPCA era de 3,9% e para as demais dívidas da Companhia era de 1,5% acima do CDI. ¹²



Evolução da Dívida Bruta

(R\$ milhões)



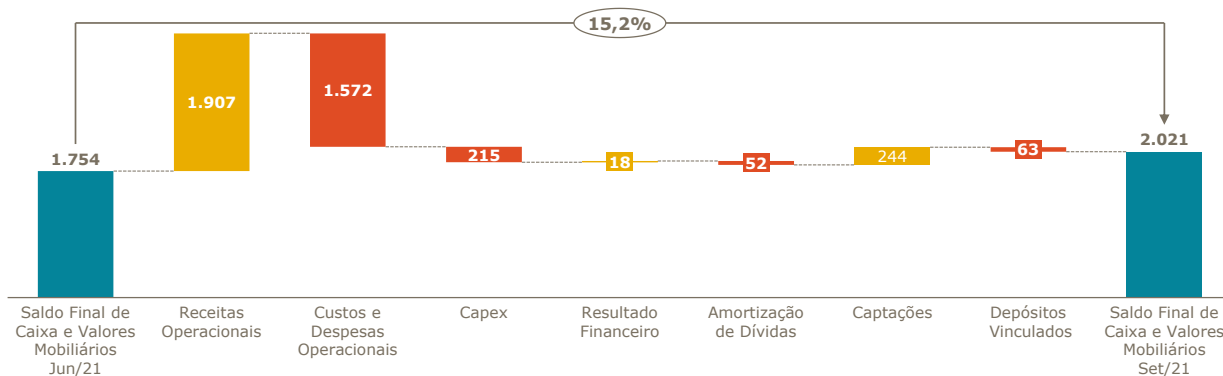
Em agosto de 2021, a Companhia realizou um desembolso de R\$ 143 milhões referente ao contrato junto ao BNB para o financiamento da UTE Parnaíba V. Com isso, um montante total de R\$ 753 milhões havia sido desembolsado até o final do 3T21, de uma quantia total de R\$ 843 milhões prevista no contrato do BNB.

Em relação ao contrato celebrado com o BASA, destinado à construção, operação e manutenção do Projeto-Integrado Azulão Jaguatirica, foram realizados desembolsos em setembro de 2021, totalizando R\$ 102 milhões, e ao final do 3T21 a Companhia encerrou a captação total de R\$ 1 bilhão prevista junto ao BASA.

Ao final de setembro de 2021, o saldo de caixa consolidado da Companhia (caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) era de R\$ 2.021 milhões, aumento de R\$ 267 milhões em relação à posição registrada no final de junho de 2021, sem contemplar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, de R\$ 152 milhões.

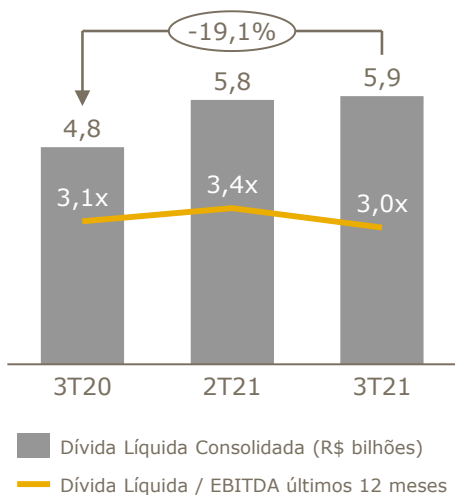
¹² O custo da dívida em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em TJLP e taxa pré-fixada. No 3T20, a composição da dívida era 42% CDI, 48% IPCA, 8% TJLP e 2% Taxa pré-fixada.

Evolução do saldo de caixa e valores mobiliários no 3T21 (R\$ milhões)



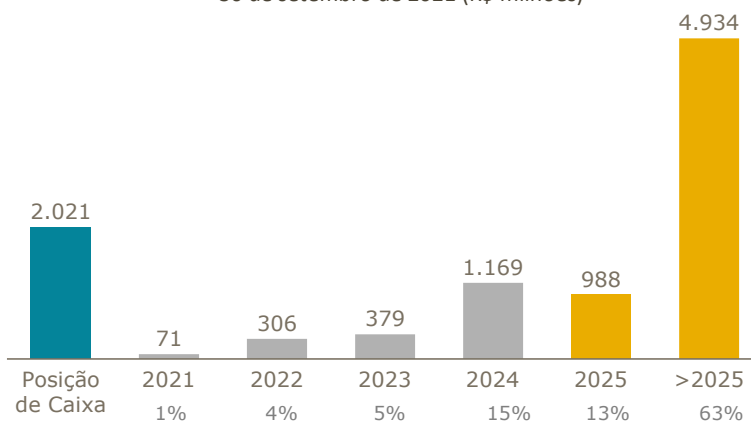
A dívida líquida consolidada no final do período era de R\$ 5.878 milhões, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA dos últimos 12 meses de 3,0x.

Dívida Líquida



Cronograma de vencimento da dívida consolidada (Principal)

30 de setembro de 2021 (R\$ milhões)



Mercado de Capitais

ENEV3	3T21	2T21	3T20	12 meses
Nº de ações - final período ¹	1.266.038.219	1.266.038.219	1.263.070.732	-
Cotação fechamento - final período (R\$/ação) ¹	16,47	16,98	12,03	-
Ações negociadas (MM) - média diária ¹	4,7	7,9	5,9	7,1
Volume financeiro (R\$ MM) - média diária	71,3	118,1	65,4	102,9
Valor de mercado - final período (R\$ MM) ²	20.852	21.497	15.188	-
Enterprise value - final período (R\$ MM) ³	26.730	27.293	19.946	-

¹ O número de ações no final de período, a cotação de fechamento de final de período e a quantidade de ações negociadas (média diária) anteriores a 12 de março de 2021 foram ajustados para refletir o desdobramento de ações realizado pela Companhia naquela data, aprovado em Reunião de Conselho de Administração em 11 de março de 2021, na proporção de 1 ação para 4 ações, com consequente divisão por 4 do preço de cada ação.

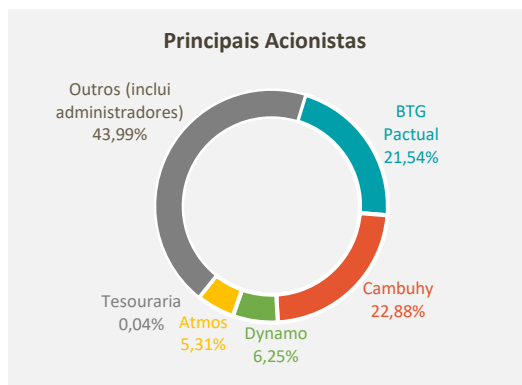
² Valor de Mercado considera 100% das ações da Eneva, incluindo ações detidas por administradores.

³ Enterprise Value equivale à soma do valor de Mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período.

Composição Acionária

Ao final de setembro de 2021, o capital social da Companhia era composto por 1.266.038.219 ações ordinárias, com 99,72% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

Perfil do Capital Social da ENEVA 30 de setembro de 2021



Iniciativas ESG - Ambiental, Social e Governança

Em julho de 2021, a ENEVA publicou o Relatório de Sustentabilidade de 2020, que pode ser acessado pelo site de Relações com Investidores da Companhia.

Indicadores-chave ESG

A partir da divulgação de seu Relatório de Sustentabilidade 2019, em 2020, a Companhia passou a atualizar trimestralmente os seus indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A tabela a seguir apresenta os destaques referentes ao terceiro trimestre de 2021. A planilha interativa contendo todos os indicadores disponibilizados pela ENEVA se encontra no site de Relações com Investidores da Companhia.

Principais Indicadores ESG				
Esfera	Indicadores	3T21	2T21	1T21
Operações	Capacidade de geração instalada por fonte (MW)	2.156,5	2.156,5	2.156,5
	Carvão	725,0	725,0	725,0
	Gás	1.428,0	1.428,0	1.428,0
	Renováveis	3,5	3,5	3,5
	Uso de combustível para produção de energia ¹			
	Carvão (ton/MWh)	0,8	0,8	0,8
	Gás (m ³ /MWh)	993,0	991,9	986,0
	Eficiência (%) ²			
	Itaqui	37,0%	36,5%	35,7%
	Pecem II	36,9%	37,1%	36,5%
	Parnaíba I	34,0%	33,0%	35,7%
	Parnaíba II	54,0%	54,0%	54,3%
	Parnaíba III	36,0%	36,0%	36,1%
	Parnaíba IV	42,0%	42,0%	42,2%
Meio Ambiente	Emissão de GEE - Escopos I e II [tCO ₂ e] ³	2.559.382,0	1.437.472,5	1.290.746,4
	Taxa de Emissão de GEE - Escopos I e II (eficiência) [tCO ₂ e/MWh]	0,6	0,6	0,6
	Captação de Água Nova [m ³] ^{3 4}	5.008.853,0	2.929.887,5	2.317.180,6
	Taxa de Captação de Água Nova (eficiência) [m ³ /MWh]	0,6	1,2	1,0
	Consumo de Água Nova [m ³] ⁴	2.399.434,0	1.588.746,0	1.741.445,9
	Geração de Efluentes Industriais [m ³] ⁴	2.810.271,0	1.742.207,6	576.462,9
	Taxa de Geração de Efluentes Industriais (eficiência) [m ³ /MWh]	0,7	0,5	0,3
Saúde & Segurança ⁵	Fatalidades	-	-	-
	Taxa de Fatalidade (FAT)	-	-	-
	Afastamento por acidente	2,0	3,0	3,0
	Taxa de afastamento por acidente (LTIF) ⁶	0,8	0,7	0,8
	Taxa Total de Incidentes Reportáveis (TRIR)	2,4	2,2	2,2
Colaboradores	Total de colaboradores próprios (#)	1.124	1.084	1.050
	% de mulheres na força de trabalho própria	22,0%	22,0%	22,0%
	Turnover voluntário (%)	1,8%	0,8%	1,0%
	Total de colaboradores terceiros (#)	5155,0	6167,0	5844,0
Responsabilidade Social	Investimentos não-incentivados (R\$ M)	0,3	0,4	0,1
	Investimentos incentivados (Fundo da Infância e Adolescência, Lei de Incentivo à Cultura, Lei do Esporte, Saúde e outros) (R\$ M)	-	0,2	-
	Execução dos Programas Sócio-Econômico (R\$ M)	0,7	0,4	0,2
	Investimentos Sociais COVID-19 (R\$ M) ⁷	0,1	0,4	3,7
Governança	Número de casos de corrupção reportados ao Comitê de Auditoria e condenados	-	-	-
	Número de violações do Código de Conduta reportadas	9,0	8,0	8,0

1 - Devido à representatividade da quantidade de combustível consumido para as atividades de geração de energia em relação ao total consumido pela companhia, optou-se por divulgar esse dado a partir do 1T21;

2 - Eficiência = 3.600/net heat rate;

3 - O aumento no terceiro trimestre deveu-se principalmente ao despacho integral das termelétricas a carvão;

4 - Dados aplicáveis apenas ao segmento de geração de energia, não incluindo E&P;

5 - Os números consideram apenas acidentes típicos;

6 - Taxa de afastamento = (quantidade de acidentes x 1.000.000)/homem-hora exposto ao risco;

7 - Considera investimentos e despesas totais (doações, materiais, serviços, testes e outros).

Anexos

As demonstrações financeiras das SPEs estão disponíveis no site de Relações com Investidores da Companhia.

Os números dos quadros são apresentados *pro-forma*, considerando o ressarcimento por indisponibilidade em deduções da receita bruta.

DRE - 3T21 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	912,2	537,7	(534,0)	915,9	725,0	212,3	0,3	(161,2)	1.692,2
Deduções da Receita Bruta	(101,6)	(72,0)	98,0	(75,7)	(83,6)	(19,6)	(0,0)	14,9	(164,1)
Receita Operacional Líquida	810,6	465,7	(436,1)	840,2	641,3	192,6	0,2	(146,3)	1.528,1
Custos Operacionais	(762,5)	(145,3)	436,1	(471,7)	(491,2)	(199,8)	(0,2)	146,3	(1.016,6)
Depreciação e amortização	(42,7)	(57,1)	-	(99,8)	(49,1)	-	(0,1)	-	(149,0)
Despesas Operacionais ¹	(12,0)	(42,1)	-	(54,0)	(5,1)	(2,2)	(61,7)	(3,4)	(126,4)
SG&A	(9,4)	(3,7)	-	(13,1)	(4,7)	(2,2)	(55,2)	-	(75,2)
Depreciação e amortização	(2,6)	(2,5)	-	(5,0)	(0,4)	(0,0)	(6,5)	(3,4)	(15,3)
Outras receitas/despesas	(0,1)	(0,0)	-	(0,1)	(2,0)	(0,0)	0,0	0,1	(2,0)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	177,9	(177,8)	0,1
EBITDA ICVM 527/12	81,3	337,9	0,0	419,2	192,5	(9,4)	122,8	(177,8)	547,4
Resultado Financeiro Líquido	10,0	0,0	-	10,0	(21,6)	46,8	21,3	-	56,5
EBT	46,1	278,3	0,0	324,4	121,4	37,5	137,6	(181,2)	439,6
Impostos Correntes	(2,7)	-	-	(2,7)	(6,8)	-	(25,1)	-	(34,7)
Impostos Diferidos	(9,2)	-	-	(9,2)	(15,4)	(12,7)	(5,1)	-	(42,4)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	(0,0)
Resultado Líquido	34,2	278,3	0,0	312,5	99,2	24,7	107,3	(181,2)	362,6

¹ Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream

DRE - 3T20 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	328,4	146,6	(145,7)	329,3	207,6	90,6	0,0	(11,9)	615,6
Deduções da Receita Bruta	(33,3)	(16,9)	25,6	(24,7)	(21,5)	(8,4)	(0,0)	1,1	(53,5)
Receita Operacional Líquida	295,1	129,7	(120,1)	304,6	186,1	82,2	0,0	(10,8)	562,1
Custos Operacionais	(219,0)	(47,9)	116,8	(150,1)	(103,6)	(65,5)	(0,4)	10,8	(308,7)
Depreciação e amortização	(28,9)	(22,9)	0,4	(51,4)	(46,8)	-	(0,0)	-	(98,2)
Despesas Operacionais ¹	(6,4)	(47,9)	-	(54,3)	(5,6)	(2,1)	(47,5)	(3,4)	(112,9)
SG&A	(6,2)	(3,3)	-	(9,6)	(5,4)	(2,1)	(41,1)	-	(58,1)
Depreciação e amortização	(0,1)	(6,5)	-	(6,6)	(0,2)	(0,0)	(6,5)	(3,4)	(16,7)
Outras receitas/despesas	(0,7)	6,2	-	5,5	3,8	-	13,2	0,5	22,9
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	97,3	(98,4)	(1,1)
EBITDA ICVM 527/12	98,0	69,5	(3,7)	163,8	127,7	14,6	69,0	(97,9)	277,2
Resultado Financeiro Líquido	(20,3)	(1,0)	3,3	(18,0)	(73,3)	8,6	(13,4)	(0,0)	(96,0)
EBT	48,7	39,1	(0,0)	87,8	7,4	23,2	49,2	(101,4)	66,2
Impostos Correntes	(0,6)	-	-	(0,6)	1,3	(3,6)	0,3	-	(2,5)
Impostos Diferidos	(7,3)	-	-	(7,3)	(4,0)	-	2,8	-	(8,5)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,4)	(0,4)
Resultado Líquido	40,9	39,1	(0,0)	80,0	4,7	19,7	52,3	(101,0)	55,6

¹ Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream

DRE - 9M21 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	2.154,1	1.103,9	(1.097,2)	2.160,9	1.447,0	409,1	0,7	(224,6)	3.793,1
Deduções da Receita Bruta	(227,8)	(150,5)	204,1	(174,2)	(159,8)	(37,8)	(0,1)	20,8	(351,1)
Receita Operacional Líquida	1.926,3	953,5	(893,1)	1.986,7	1.287,3	371,2	0,7	(203,9)	3.442,0
Custos Operacionais	(1.630,7)	(322,8)	893,1	(1.060,4)	(944,5)	(374,6)	(1,2)	203,9	(2.176,8)
Depreciação e amortização	(128,0)	(131,3)	-	(259,2)	(147,3)	-	(0,1)	-	(406,6)
Despesas Operacionais ¹	(34,7)	(95,3)	-	(130,0)	(17,4)	(6,8)	(222,1)	(10,3)	(386,6)
SG&A	(27,1)	(23,6)	-	(50,7)	(16,3)	(6,8)	(202,7)	-	(276,5)
Depreciação e amortização	(7,6)	(7,6)	-	(15,2)	(1,1)	(0,0)	(19,5)	(10,3)	(46,0)
Outras receitas/despesas	3,6	(0,5)	-	3,0	7,5	(0,0)	16,4	0,2	27,0
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	421,0	(421,0)	(0,0)
EBITDA ICVM 527/12	400,1	673,7	0,0	1.073,8	481,3	(10,2)	234,2	(420,8)	1.358,2
Resultado Financeiro Líquido	(36,4)	0,1	-	(36,4)	(87,0)	40,8	48,3	0,0	(34,3)
EBT	228,0	534,9	0,0	762,9	245,9	30,6	263,0	(431,1)	871,3
Impostos Correntes	(12,3)	-	-	(12,3)	(11,5)	-	(54,5)	-	(78,4)
Impostos Diferidos	(33,5)	-	-	(33,5)	(41,3)	(10,5)	(23,7)	-	(109,0)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	(0,0)
Resultado Líquido	182,2	534,9	0,0	717,1	193,0	20,1	184,8	(431,1)	683,9

¹ Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do *Upstream*

DRE - 9M20 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	1.266,1	493,5	(490,9)	1.268,6	822,9	355,7	0,2	(230,8)	2.216,7
Deduções da Receita Bruta	(127,0)	(56,0)	86,7	(96,2)	(89,0)	(32,9)	(0,0)	21,3	(196,8)
Receita Operacional Líquida	1.139,1	437,5	(404,2)	1.172,4	733,9	322,8	0,2	(209,4)	2.019,9
Custos Operacionais	(763,8)	(147,2)	399,7	(511,3)	(473,5)	(300,1)	(1,1)	209,4	(1.076,6)
Depreciação e amortização	(86,5)	(75,5)	5,8	(156,3)	(140,5)	-	(0,0)	-	(296,8)
Despesas Operacionais ¹	(19,7)	(121,0)	-	(140,7)	(16,5)	(4,9)	(135,7)	(10,3)	(308,1)
SG&A	(19,4)	(13,8)	-	(33,1)	(16,0)	(4,9)	(116,4)	-	(170,4)
Depreciação e amortização	(0,3)	(17,6)	-	(17,9)	(0,5)	(0,0)	(19,3)	(10,3)	(48,0)
Outras receitas/despesas	(19,5)	4,8	-	(14,8)	4,7	(0,0)	30,6	0,8	21,3
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	361,4	(369,7)	(8,4)
EBITDA ICVM 527/12	423,0	267,1	(10,3)	679,8	389,5	17,8	274,6	(368,9)	992,9
Resultado Financeiro Líquido	(71,8)	(2,8)	4,5	(70,2)	(148,2)	16,3	(23,3)	(0,0)	(225,4)
EBT	264,3	171,1	0,0	435,5	100,3	34,1	232,1	(379,2)	422,7
Impostos Correntes	(18,0)	-	-	(18,0)	(1,0)	(4,4)	(2,9)	-	(26,2)
Impostos Diferidos	(39,2)	-	-	(39,2)	(36,5)	(0,9)	0,4	-	(76,2)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,8)	(0,8)
Resultado Líquido	207,1	171,1	0,0	378,3	62,8	28,8	229,6	(378,4)	321,1

¹ Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do *Upstream*