

Release de Resultados 3T19



Relações com Investidores

+55 21 3721-3030

ri.eneva.com.br



Conferência de Resultados do 3T19



Quarta-Feira, 06 de novembro de 2019

11h00 (Horário de Brasília) / 09h00 (US ET)

 BRA +55 11 4210-1803 / +55 11 3181-8565

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

Código de acesso: ENEVA



ENEVA Divulga Resultados do Terceiro Trimestre de 2019

Eneva dá mais um passo importante de crescimento e se consagra vencedora no leilão A-6 com o projeto Parnaíba VI

Rio de Janeiro, 05 de novembro de 2019 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3) divulga hoje os resultados do terceiro trimestre findo em 30 de setembro de 2019 (3T19). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques do 3T19

- EBITDA ajustado de R\$ 346,8 milhões, impactado pela redução de 23% no volume de energia líquida gerada e pela queda nos preços das commodities que indexam a receita variável na geração;
- Produção de gás de 0,59 bi m³ vs 0,72 bi m³ no 3T18, em função do baixo despacho, atípico para o período;
- Menor PLD médio pressiona margens da energia liquidada no mercado de curto prazo;
- Companhia encerra trimestre com posição de caixa de R\$ 1,5 bilhão e alavancagem (dívida líquida/EBITDA últimos 12 meses) de 3,1x;
- Vitória no Leilão A-6 de 2019 com o projeto Parnaíba VI, fechamento de ciclo da UTE Parnaíba III, garantindo receita fixa anual adicional de R\$ 85 milhões;
- Aquisição de 6 blocos adicionais na Bacia do Parnaíba na Oferta Permanente de Licitações da ANP;
- Licenças de Instalação emitidas para projeto integrado Azulão-Jaguatirica. Obras iniciadas em ambos os sites;
- Conclusão do refinanciamento da dívida de Parnaíba II, com redução do custo médio de CDI+3,3% para CDI+1,2% e alongamento do prazo médio de 3,3 anos para 4,5 anos.

Principais Indicadores (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Líquida	858,3	1.122,0	-23,5%	2.025,4	2.560,4	-20,9%
EBITDA	340,8	497,8	-31,5%	957,9	1.151,8	-16,8%
EBITDA Ajustado	346,8	501,6	-30,9%	968,3	1.112,8	-13,0%
Margem EBITDA ajustada ¹	40,4%	44,7%	-4,3 p.p.	47,8%	43,5%	0,1 p.p.
Resultado Líquido ajustado	95,8	179,9	-46,8%	245,8	236,9	3,8%
Investimentos	359,8	46,0	682,5%	639,6	171,6	272,6%
Fluxo de Caixa Operacional	334,9	359,8	-6,9%	865,1	951,3	-9,1%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões)	3,9	4,2	-6,7%	3,9	4,2	-6,7%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m	3,1	2,7	17,2%	3,1	2,7	17,2%

1.Margem EBITDA ajustada = EBITDA ajustado/Receita Operacional Líquida excluindo efeitos não recorrentes

Sumário

1. Eventos do 3T19 e subsequentes	4
2. Desempenho Operacional	6
2.1 Complexo Parnaíba	8
2.1.1 Geração Térmica a Gás Natural	8
2.1.2 <i>Upstream</i> (E&P)	8
2.2 Geração Térmica a Carvão	9
3. Desempenho Econômico e Financeiro	10
3.2 Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento	13
3.2.1 Complexo Parnaíba.....	13
3.2.1.1 Geração Térmica a Gás Natural	13
3.2.1.2 <i>Upstream</i> (E&P)	16
3.2.2 Geração Térmica a Carvão.....	18
3.2.3 Comercialização	21
3.2.4 <i> Holding & Outros</i>	22
3.2.5 Resultado Financeiro Consolidado.....	23
4. Investimentos	24
5. Endividamento	25
6. Mercado de Capitais	27
7. Anexos	29

1. Eventos do 3T19 e subsequentes

Enquadramento pelo MME do projeto de investimento na exploração & produção de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba como prioritário para emissão de debêntures de infraestrutura

Em 23 de agosto, a Companhia anunciou o enquadramento, pelo Ministério de Minas e Energia – MME, do plano de investimentos na exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba como projeto prioritário para emissão de debêntures de infraestrutura. O plano de investimentos contempla as iniciativas necessárias ao cumprimento das obrigações e compromissos vigentes nas áreas de concessão da Companhia na Bacia do Parnaíba, incluindo, dentre outros, a aquisição de linhas sísmicas, perfuração e completação de poços exploratórios e produtores, construção de novos gasodutos, sistemas de coleta e escoamento da produção e estações de produção.

Aquisição de 6 blocos na Oferta Permanente de Licitações da ANP

Em 10 de setembro, a Companhia adquiriu 6 blocos em terra no primeiro ciclo da Oferta Permanente, realizada nesta data, pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A Companhia adquiriu 100% de participação dos blocos PN-T-47, PN-T-48A, PN-T-66, PN-T-67A, PN-T-68, PNT-102A, na Bacia do Parnaíba, no Maranhão, e ofertou Programa Exploratório Mínimo de 8.811 Unidades de Trabalho, a ser executado ao longo de 6 anos, na área total arrematada de 13.779,74 Km². A Eneva será operadora em todos os blocos arrematados, e o valor total do bônus de assinatura foi de R\$ 3.503.089,66. Segundo cronograma da ANP, a assinatura dos contratos de concessão das empresas vencedoras do leilão deve ocorrer até 28 de fevereiro de 2020.

Os novos ativos vão complementar o portfólio da Companhia, que já conta com 38.256 Km² sob concessão na Bacia do Parnaíba, na forma de blocos exploratórios, áreas em desenvolvimento e sete campos declarados comerciais. A estratégia fortalece a presença da Eneva na região, em continuidade ao desenvolvimento do modelo *Reservoir-to-Wire* (R2W), que integra a produção de gás em terra à geração de energia.

Enquadramento no REIDI do Projeto Integrado Azulão-Jaguarica

Em 11 de setembro, o Ministério de Minas e Energia enquadrou o projeto Integrado Azulão-Jaguarica no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), conforme Portaria nº 361, publicada no Diário Oficial da União de 10 de setembro de 2019. O enquadramento no REIDI garante a suspensão da exigência do PIS e Cofins incidentes sobre os bens, serviços e locações incorporados durante fase de construção do projeto para as atividades de liquefação, transporte, tancagem, regaseificação e usina termelétrica. Em 09 de outubro de 2019, a Receita Federal do Brasil publicou o Ato Declaratório Executivo nº 109 que autorizou a Azulão Geração de Energia S.A a se beneficiar do REIDI.

Emitida Licença de Instalação para o projeto de Azulão

Em 17 de setembro, o Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas (IPAAM) emitiu a Licença de Instalação (LI) para construção da unidade de tratamento de gás e do terminal de liquefação, a serem

instalados no Campo de Azulão, no Amazonas. O IPAAM já tinha emitido, em 19 de julho, LI para a perfuração dos poços no campo de Azulão.

Em 5 de setembro a Companhia obteve a LI para construção da usina termelétrica Jaguatirica II, de 132,3 MW de capacidade instalada, a ser construída em Boa Vista, Roraima. A partir de 17 de setembro, portanto, todo o projeto integrado Azulão-Jaguatirica encontra-se licenciado e em construção.

Vitória no Leilão A-6 de 2019

A Companhia foi vitoriosa no leilão de energia nova A-6 de 2019, realizado em 18 de outubro de 2019, com o projeto de expansão da usina termelétrica UTE MC2 Nova Venécia 2, com capacidade instalada adicional de 92,3 MW ("Parnaíba VI"), a ser instalada no Complexo Termelétrico Parnaíba, Estado do Maranhão.

Parnaíba VI contratou 70 MW médios, com inflexibilidade operacional sazonal de 50%, assegurando uma receita fixa anual de R\$ 85 milhões (data-base: abril/2019), pelo prazo de 25 anos, a partir de 1º de janeiro de 2025. O CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) prevê correção anual da receita fixa de acordo com a variação do IPCA.

O fornecimento do gás será integrado e assegurado pela ENEVA a partir de suas concessões na Bacia do Parnaíba, sem necessidade de alteração da capacidade diária de produção atual, de 8,4 milhões de m³/dia, dado que Parnaíba VI é o fechamento do ciclo da UTE MC2 Nova Venécia 2. A ENEVA estima iniciar a construção deste projeto em 2022.

Conclusão do refinanciamento da dívida de Parnaíba II

Em 21 de outubro, a Companhia informou que concluiu o refinanciamento da dívida de sua subsidiária Parnaíba II Geração de Energia S.A. por meio da emissão de R\$ 750 milhões em debêntures simples, não conversíveis em ações, e do pagamento antecipado do saldo remanescente das dívidas.

A emissão de R\$ 750 milhões em debêntures simples, não conversíveis em ações, foi realizada em 3 séries: (i) 1ª série: R\$ 100 milhões, com custo de CDI + 0,6% a.a. e vencimento em 2022; (ii) 2ª série: R\$ 290 milhões, com custo de CDI + 1,01% a.a. e vencimento em 2024; e (iii) 3ª série: R\$ 360 milhões, com custo de CDI + 1,4% a.a. e com vencimento em 2026.

Foi concluído o pagamento antecipado do saldo remanescente das dívidas relativas à: (i) 1ª emissão de debêntures simples de Parnaíba II, no montante de R\$ 717 milhões, com custo de CDI + 2,50% a.a. e vencimento em 2025; (ii) 2ª emissão de debêntures simples de Parnaíba III Geração de Energia S.A. (sucédida por Parnaíba II, conforme Fato Relevante divulgado em 01 de outubro de 2018), no montante de R\$ 246 milhões, com custo de CDI + 2,95% a.a. e vencimento em 2024; e (iii) Cédula de Crédito Bancário junto ao Banco Itaú Unibanco S.A. (financiamento mediante repasse contratado com o Banco Nacional de desenvolvimento Econômico e Social) no montante total de R\$ 223 milhões, com custo de TJLP + 5,15% a.a. e vencimento em 2027.

2. Desempenho Operacional

A tabela abaixo apresenta dados operacionais dos segmentos de geração e Upstream. Cabe observar que:

Receita Variável Líquida (R\$/MWh): Receita variável total, excluindo receitas relativas à recomposição de lastro (FID) e hedge de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), líquida de PIS/COFINS (9,25%) e P&D (1%), dividida pela geração líquida.

CVU (R\$/MWh): Custo Variável Unitário - CVU médio ponderado pela geração líquida mensal, líquido de PIS/COFINS (9,25%) e P&D (1%).

Dados operacionais	3T19	2T19	1T19	4T18	3T18	2T18	1T18
Itaqui							
Disponibilidade (%)	97%	100%	100%	100%	81%	85%	100%
Despacho (%)	84%	0%	4%	35%	99%	24%	8%
Geração Líquida (GWh)	582	0	27	247	559	170	52
Geração Bruta (GWh)	657	0	31	279	632	193	59
Receita Variável Líquida (R\$/MWh)	118,1	N.A	163,5	207,4	198,3	173,0	163,2
CVU (R\$/MWh)	118,4	133,8	150,2	208,1	197,8	175,8	163,4
Pecém II¹							
Disponibilidade (%)	43%	96%	99%	92%	94%	99%	100%
Despacho (%)	88%	43%	51%	45%	98%	48%	77%
Geração Líquida (GWh)	219	289	350	278	658	338	522
Geração Bruta (GWh)	245	324	393	311	739	381	583
Receita Variável Líquida (R\$/MWh)	125,1	194,3	214,5	243,8	208,9	174,7	171,4
CVU (R\$/MWh)	116,6	142,1	163,3	200,6	202,7	164,0	162,7
Parnaíba I							
Disponibilidade (%)	98%	99%	100%	99%	98%	89%	99%
Despacho (%)	80%	0%	0%	28%	99%	22%	29%
Geração Líquida (GWh)	1.123	5	0	373	1.364	287	392
Geração Bruta (GWh)	1.162	7	0	387	1.417	300	407
Receita Variável Líquida (R\$/MWh)	98,1	192,7	-	138,6	127,1	120,6	99,5
CVU (R\$/MWh)	96,0	111,4	117,3	131,6	119,3	112,2	98,3
Parnaíba II²							
Disponibilidade (%)	96%	99%	100%	98%	97%	79%	100%
Despacho (%)	99%	32%	23%	66%	100%	41%	36%
Geração Líquida (GWh)	1.028	332	234	672	1.033	411	378
Geração Bruta (GWh)	1.079	349	247	707	1.088	436	397
Receita Variável Líquida (R\$/MWh) ²	-	-	74,1	-	-	-	72,2
CVU (R\$/MWh)	72,3	72,3	72,1	72,6	69,1	69,1	69,1
Parnaíba III							
Disponibilidade (%)	99%	100%	100%	100%	98%	92%	100%
Despacho (%)	23%	0%	0%	28%	99%	20%	0%
Geração Líquida (GWh)	86	1	0	102	359	73	1
Geração Bruta (GWh)	89	1	0	106	372	77	1
Receita Variável Líquida (R\$/MWh)	198,1	114,1	-	190,6	187,7	185,4	230,6
CVU (R\$/MWh)	195,8	195,8	187,3	187,3	187,3	187,3	190,0
Parnaíba IV							
Disponibilidade (%)	95%	100%	100%	97%	92%	83%	97%
Despacho (%)	83%	0%	0%	66%	99%	25%	29%
Geração Líquida (GWh)	91	0	0	74	91	17	30
Geração Bruta (GWh)	95	0	0	77	96	18	31
Receita Variável Líquida (R\$/MWh)	0,0	-	-	-	-	-	-
CVU (R\$/MWh)	136,3	136,3	136,3	82,1	82,1	82,1	82,1
Upstream - Bacia do Parnaíba							
Despacho UTG (%)	76%	9%	6%	38%	94%	26%	26%
Produção (Bi m ³)	0,59	0,07	0,05	0,29	0,72	0,20	0,20
Reservas remanescentes (Bi m ³)	20,7	21,3	21,3	21,4	17,7	18,4	18,6

¹ A partir de 10 de agosto, a usina de Pecém II entrou em manutenção preventiva (major overhaul).

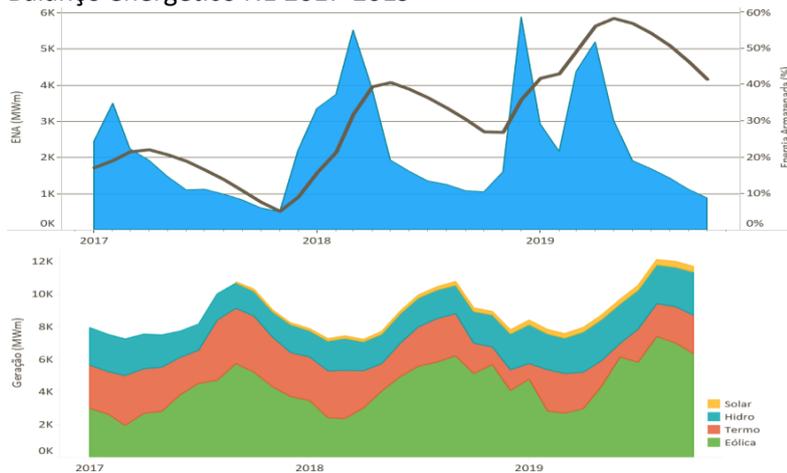
² No 3T19, a usina de Parnaíba II estava cumprindo sua inflexibilidade contratual, período o qual não recebe receita variável pelo despacho.

Os subsistemas Norte e Nordeste tiveram um quarto trimestre de 2018 de hidrologia positiva e um primeiro semestre de 2019 regular, o que contribuiu para que os níveis dos reservatórios dos mesmos subsistemas se encontrassem em uma posição muito favorável no início do segundo semestre de 2019 (Julho), inclusive da UHE Tucuruí – maior reservatório do Norte e Nordeste. No Nordeste, o nível observado foi o maior dos últimos anos (55% versus 28% no mesmo período de 2018). Já no Norte, os reservatórios também estavam mais cheios, porém com uma menor diferença (74% versus 70% em 2018).

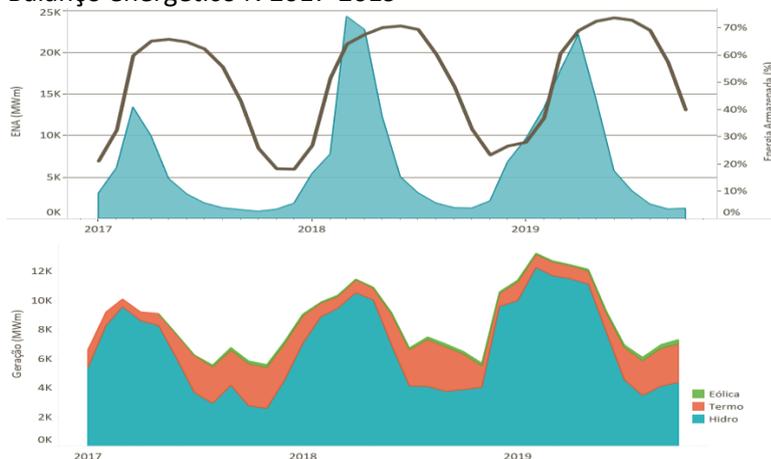
A fonte eólica tem adicionado aproximadamente 2GW/ano de capacidade instalada ao SIN, concentrados na região Nordeste, sendo que este tipo de geração apresenta uma sazonalidade anual muito bem definida e, historicamente, os meses de melhor performance são julho, agosto e setembro. Em 2019, as eólicas foram responsáveis por aproximadamente 58% da geração na região Nordeste e 38% no acumulado das regiões Norte e Nordeste.

Estes fatores, aliados a ausência de um crescimento significativo do consumo nos últimos três anos, causaram a redução no despacho termelétrico no terceiro trimestre de 2019 em comparação com os anos anteriores.

Balanco energético NE 2017-2019



Balanco energético N 2017-2019



Fonte: Elaboração própria baseada em dados do Boletim Diário de Operação do ONS.

2.1 Complexo Parnaíba

2.1.1 Geração Térmica a Gás Natural

No 3T19, a Companhia registrou geração líquida de 2.328 GWh no Complexo Parnaíba, com um despacho médio ponderado de 80%, comparado à geração líquida de 2.848 GWh e despacho médio de 99% no 3T18.

2.1.2 Upstream (E&P)

No 3T19, a Companhia produziu 0,59 bilhão de m³ de gás natural. No mesmo período, o despacho da Unidade de Tratamento de Gás (UTG) foi de 76%, comparado a 94% no 3T18.

As reservas remanescentes na Bacia do Parnaíba ao final do 3T19 totalizavam 20,7 bilhões de m³ (bcm). Incluindo a Bacia do Amazonas, as reservas remanescentes da Companhia totalizaram 24,3 bilhões de m³ (bcm) ao final do trimestre.



A Companhia ainda possui em aberto 2 Planos de Avaliação de Descoberta (PAD), nos blocos da R9, conforme tabela a seguir.

PAD	Bloco	Vencimento do PAD
Fazenda Tianguar	PN-T-49	01/06/2021
Araguaína	PN-T-102	17/04/2020

Em resposta à solicitação da Companhia para alteração dos limites da área de concessão do Campo de Gavião Preto (GVP) para incorporação da área do PAD de Angical (bloco PN-T-67), a ANP solicitou a revisão do Plano de Desenvolvimento de GVP, de forma a considerar a área final resultante. A referida revisão está em curso.

2.2 Geração Térmica a Carvão

A UTE Itaquí registrou geração líquida de 582 GWh e despacho médio de 84% no 3T19, comparados a geração líquida de 559 GWh e despacho médio de 99% no 3T18. A disponibilidade média foi de 97% no trimestre.

A UTE Pecém II registrou geração líquida de 219 GWh e despacho médio de 88% no 3T19, comparados a geração líquida de 658 GWh e despacho médio de 98% no 3T18. A partir de 10 de agosto, a usina entrou em manutenção preventiva, incluindo parada programada para ocorrer a cada 35.000 horas de operação, conforme cronograma pré-definido (*major overhaul*), e atendimento aos requisitos da regulamentação de segurança NR-13. Com isso, a disponibilidade média da UTE foi de 43% no trimestre.

3. Desempenho Econômico e Financeiro

DRE Consolidado (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Líquida	858,3	1.122,0	-23,5%	2.025,4	2.560,4	-20,9%
Custos Operacionais	(569,5)	(685,1)	-16,9%	(1.193,5)	(1.541,7)	-22,6%
Depreciação e amortização	(114,5)	(124,1)	-7,7%	(286,4)	(319,3)	-10,3%
Despesas Operacionais	(86,3)	(90,3)	-4,3%	(252,0)	(243,6)	3,4%
Poços secos	(6,4)	(14,4)	-55,8%	(32,9)	(19,3)	70,9%
Depreciação e amortização	(17,5)	(12,7)	37,2%	(58,5)	(38,2)	53,0%
EBITDA (excluindo poços secos)	340,8	497,8	-31,5%	957,9	1.151,8	-16,8%
Outras receitas/despesas	(4,4)	(1,3)	240,9%	10,3	193,4	-94,7%
Resultado Financeiro Líquido	(93,5)	(129,2)	-27,6%	(288,7)	(390,3)	-26,0%
Equivalência Patrimonial	(2,0)	(1,0)	98,7%	(3,1)	(5,7)	-45,4%
EBT	102,6	215,1	-52,3%	298,6	572,5	-47,8%
Impostos Correntes	(5,9)	(27,3)	-78,3%	(22,9)	(51,7)	-55,8%
Impostos Diferidos	(7,1)	(12,2)	-41,8%	(41,1)	(104,9)	-60,8%
Participações Minoritárias	(0,2)	(0,1)	171,6%	(0,7)	(0,9)	-16,3%
Resultado Líquido Eneva	89,8	175,7	-48,9%	235,4	416,8	-43,5%

EBITDA ajustado	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
EBITDA (excluindo poços secos)	340,8	497,8	-31,5%	957,9	1.151,8	-16,8%
Ajustes não-recorrentes	6,0	3,8	57,0%	10,4	(39,0)	N/A
Custos trabalhistas	1,2	0,6	107,9%	1,2	3,4	-64,4%
Bônus	-	-	N/A	-	(0,9)	N/A
Consultoria de reestruturação	-	0,6	N/A	0,8	2,4	-67,8%
Assessoria Financeira	-	2,5	N/A	-	9,8	N/A
Stock Options	1,2	-	N/A	4,9	1,4	254,5%
Desmobilização de Amapari	1,5	-	N/A	1,5	-	N/A
Revisão dos valores de TUST de 2014 e 2015	2,1	-	N/A	2,1	-	N/A
Bônus de Assinatura da R14	-	-	N/A	-	(2,7)	N/A
Gastos com Azulão	-	0,1	N/A	-	0,1	N/A
Crédito de receita fixa - ano 2013 - Pecém II	-	-	N/A	-	(39,9)	N/A
Revisão de metodologia Teif e Teip - Pecém II	-	-	N/A	-	(0,7)	N/A
Revisão de metodologia Teif e Teip - Itaqui	-	-	N/A	-	(6,5)	N/A
Crédito de PIS/COFINS de serviços (2013-2017) Pecém	-	-	N/A	-	(5,4)	N/A
EBITDA Ajustado	346,8	501,6	-30,9%	968,3	1.112,8	-13,0%
Margem EBITDA ajustada	40,4%	44,7%	-4,3 p.p.	47,8%	43,5%	4,3 p.p.

Resultado Líquido ajustado	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Resultado Líquido	89,8	175,7	-48,9%	235,4	416,8	-43,5%
Ajustes não-recorrentes	6,0	4,3	40,4%	10,4	(179,9)	N/A
Ajustes EBITDA	6,0	3,8	57,0%	10,4	(39,0)	N/A
Compra vantajosa - Pecém II	-	0,4	N/A	-	(126,2)	N/A
Correção monetária do crédito de receita fixa (ano 2013)	-	-	N/A	-	(14,7)	N/A
Resultado Líquido Ajustado	95,8	179,9	-46,8%	245,8	236,9	3,8%

¹ A partir do 1T18, seguindo as regras do IFRS 5, a penalidade por indisponibilidade (ADOMP) passou a ser contabilizada como dedução à receita.

² Margem EBITDA ajustada = EBITDA ajustado/Receita Operacional Líquida excluindo efeitos não recorrentes

O EBITDA consolidado, ajustado de forma a excluir eventos não-recorrentes, totalizou R\$ 346,8 milhões no 3T19, com redução de 30,9% em relação ao 3T18.

O 3T19 foi marcado por baixo despacho, atípico para o terceiro trimestre do ano, dada a sazonalidade usual das chuvas no país. No Complexo Parnaíba, a geração líquida foi 18,3% inferior ao 3T18 e, por consequência, a produção de gás caiu 18,1%. Em função do menor despacho, o EBITDA do Complexo totalizou R\$ 284,4 milhões, com redução de 24,3% em relação ao 3T18. Adicionalmente, a variação negativa do EBITDA do Complexo vs 3T18 justifica-se : (i) pela redução da margem variável de Parnaíba I em função da queda do preço do *Henry Hub*, indexador do CVU da usina; (ii) pela queda no PLD médio, com impacto sobre as receitas de energia liquidada no mercado de curto prazo; e (iii) pelo resultado positivo, no 3T18, da operação de *hedge* para descasamento de submercado realizada por Parnaíba IV.

Na geração a carvão, o EBITDA totalizou R\$ 85,5 milhões, impactado (i) pela deterioração das margens variáveis devido à defasagem do custo médio de estoque em relação ao remunerado via CVU das usinas; e (ii) pelo resultado do *hedge* ADOMP líquido das penalidades incorridas, que foi negativo em R\$ 5,5 milhões no 3T19 vs positivo em R\$ 9,1 milhões no 3T18.

O lucro líquido ajustado da Companhia totalizou R\$ 95,8 milhões, com queda de 46,8% em relação ao 3T18, impactado pela redução do EBITDA, mesmo considerando o melhor resultado financeiro reportado.

3.1 Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
EBITDA	340,8	497,8	-31,5%	957,9	1.151,8	-16,8%
(+) Var. Capital de Giro	(62,2)	(166,3)	-62,6%	(170,7)	(164,9)	3,5%
(+) Imposto de renda	(6,7)	(17,7)	-62,0%	(22,7)	(41,2)	-44,8%
(+) Var. Outros ativos e passivos	63,0	46,1	36,9%	100,7	5,6	1698,9%
Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais	334,9	359,8	-6,9%	865,1	951,3	-9,1%
Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento	(286,7)	(49,8)	475,4%	(566,5)	(413,8)	36,9%
Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento	(165,7)	(118,4)	39,9%	(187,7)	(712,5)	-73,7%
Captações e Outros	(0,0)	29,9	N/A	2.000,0	439,9	354,6%
Amortização de Principal	(40,1)	(62,6)	-36,0%	(1.798,5)	(913,8)	96,8%
Amortização de Juros	(36,1)	(94,1)	-61,7%	(187,7)	(262,3)	-28,5%
Outros	(89,5)	8,4	N/A	(201,5)	23,7	N/A
Posição de Caixa Total	1.504,5	870,8	72,8%	1.504,5	870,8	72,8%

No 3T19, o fluxo de caixa operacional totalizou R\$ 334,9 milhões, impactado pela aceleração no despacho em julho, que aumentou o saldo de contas a receber e os tributos a pagar.

O fluxo de caixa de atividades de investimento foi negativo em R\$ 286,7 milhões, face aos desembolsos no trimestre relacionados à construção de Parnaíba V e Azulão-Jaguatirica, de R\$ 94,1 milhões e R\$ 130,7 milhões, respectivamente.

O fluxo de caixa de atividades de financiamento foi negativo em 165,7 milhões. As amortizações de juros e principal no trimestre somaram R\$ 76,2 milhões, refletindo a redução de custo e alongamento de prazo resultante do refinanciamento da dívida das subsidiárias dos segmentos de gás, concluído no 4T18. O fluxo foi impactado ainda pela constituição de conta reserva, conforme previsto contratualmente no pacote de garantias da 1ª emissão de debêntures da Parnaíba I, no valor de R\$ 81,6 milhões.

A ENEVA encerrou o 3T19 com uma posição de caixa consolidada de R\$ 1.504,5 milhões, sem considerar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, no montante de R\$260,2 milhões.

3.2 Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento

No cálculo do EBITDA ajustado por segmento são eliminados apenas os efeitos não-recorrentes com impacto no resultado consolidado da Companhia.

3.2.1 Complexo Parnaíba

3.2.1.1 Geração Térmica a Gás Natural

Esse segmento é composto pelas controladas Parnaíba I Geração de Energia S.A., Parnaíba II Geração de Energia S.A. (composta por Parnaíba II Geração de Energia S.A., Parnaíba III Geração de Energia S.A. e Parnaíba IV Geração de Energia S.A.), Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. (PGC) e Azulão Geração de Energia S.A.. O projeto da UTE Parnaíba V está sendo desenvolvido pela Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A..

DRE - Geração a Gás (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Bruta	548,7	684,7	-19,9%	1.207,8	1.540,6	-21,6%
Receita Fixa	311,3	297,0	4,8%	932,6	891,1	4,6%
Receita Variável	237,4	387,7	-38,8%	275,3	649,5	-57,6%
CCEAR ¹	133,4	253,1	-47,3%	158,3	395,5	-60,0%
Mercado de curto prazo	104,0	134,6	-22,7%	117,0	253,9	-53,9%
Lastro (FID)	56,2	18,0	212,3%	66,1	37,5	76,4%
Hedge ADOMP	16,4	47,6	-65,6%	16,4	83,7	-80,4%
Outros	31,4	69,0	-54,5%	34,5	132,7	-74,0%
Deduções sobre a Receita Bruta	(59,9)	(90,3)	-33,7%	(126,8)	(186,0)	-31,8%
Indisponibilidade (ADOMP)	(4,5)	(20,3)	-78,0%	(4,4)	(27,5)	-83,8%
Receita Operacional Líquida	488,8	594,3	-17,8%	1.081,1	1.354,6	-20,2%
Custos Operacionais	(432,1)	(478,8)	-9,8%	(743,0)	(989,7)	-24,9%
Custo Fixo	(138,3)	(81,9)	68,7%	(336,3)	(256,4)	31,2%
Transmissão e encargos regulatórios	(21,6)	(20,2)	6,7%	(61,4)	(60,8)	0,9%
O&M	(25,7)	(25,7)	0,0%	(73,8)	(69,2)	6,7%
Arrendamento fixo UTG	(90,9)	(54,6)	66,5%	(201,1)	(177,7)	13,2%
Outros (P.IV - Kinross)	-	18,6	N/A	-	51,3	N/A
Custo Variável	(264,7)	(368,1)	-28,1%	(318,8)	(646,9)	-50,7%
Gás Natural	(174,7)	(213,9)	-18,3%	(207,9)	(327,1)	-36,5%
Gasmar	(13,4)	(16,5)	-19,1%	(16,7)	(24,8)	-32,6%
Arrendamento variável UTG	(8,1)	(62,7)	-87,1%	(8,1)	(76,7)	-89,5%
Lastro (FID)	(49,8)	(15,7)	217,1%	(58,6)	(32,4)	81,1%
Hedge ADOMP	(16,6)	(28,0)	-40,7%	(16,6)	(66,0)	-74,9%
Trading (P.IV)	1,0	(26,0)	N/A	0,1	(98,2)	N/A
Outros	(3,1)	(5,3)	-40,4%	(11,0)	(21,7)	-49,4%
Depreciação e amortização	(29,2)	(28,8)	1,4%	(88,0)	(86,4)	1,8%
Despesas Operacionais	(7,6)	(7,2)	5,2%	(17,9)	(20,8)	-13,9%
SG&A	(7,6)	(6,9)	10,0%	(18,1)	(19,4)	-6,4%
Depreciação e amortização	(0,1)	(0,4)	-83,3%	0,2	(1,5)	N/A
EBITDA	78,3	137,4	-43,1%	407,9	432,0	-5,6%
Ajustes não-recorrentes	2,1	-	N/A	2,1	-	N/A
Revisão dos valores de TUST de 2014 e 2015	2,1	-	N/A	2,1	-	N/A
EBITDA Ajustado	80,3	137,4	-41,5%	410,0	432,0	-5,1%
% Margem EBITDA ajustado	16,4%	23,1%	-6,7 p.p.	37,9%	31,9%	6,0 p.p.

¹ CCEAR = Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

Cabe ressaltar que o contrato de arrendamento de Parnaíba IV pela mineradora Kinross se encerrou em dezembro de 2018. Dadas as particularidades do referido contrato, na análise do desempenho do segmento de geração a gás, é importante atentar a forma de contabilização das receitas e despesas relacionadas ao mesmo, conforme explicitado a seguir.

A **receita operacional líquida** do segmento de geração térmica a gás natural totalizou R\$ 488,8 milhões no 3T19, uma queda de 17,8% em comparação ao 3T18, sendo composta por:

- (i) Receita bruta fixa de acordo com os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) no valor de R\$ 311,3 milhões, um crescimento de 4,8% em relação ao 3T18, resultante do reajuste contratual anual pelo IPCA, em novembro de 2018;
- (ii) Receita bruta variável contratual (CVU, como definido no CCEAR) no valor de R\$ 133,4 milhões, referente à geração líquida no ambiente regulado. A queda de 47,3% quando comparada à receita do 3T18, deu-se em função do menor despacho das usinas Parnaíba I e III no trimestre. Adicionalmente, a receita variável de Parnaíba I foi negativamente impactada pela queda do preço do Henry Hub, indexador do CVU da usina. Nos 3T19 e 3T18, Parnaíba II estava cumprindo o período de inflexibilidade, quando a geração da usina não faz jus ao recebimento de CVU.

Geração Líquida ACR (GWh)	3T19	3T18
Parnaíba I	1.123	1.364
Parnaíba II	1.028	1.033
Parnaíba III	86	359
TOTAL	2.237	2.757

- (iii) Receita bruta referente à recomposição do lastro - FID no valor de R\$ 56,2 milhões, comparado a R\$ 18,0 milhões no 3T18, com efeito praticamente nulo sobre o EBITDA devido à contrapartida equivalente nos custos;
- (iv) Receita bruta referente a operações de hedge de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), totalizando R\$ 16,4 milhões, comparado a R\$ 47,6 milhões no 3T18;
- (v) Outras receitas, no valor de R\$ 31,4 milhões, referentes à liquidação no mercado de curto prazo da energia gerada acima do compromisso contratual nas usinas Parnaíba I, II e III (totalizando R\$ 12,2 milhões no 3T19), e à liquidação ao PLD da energia gerada pela usina Parnaíba IV (R\$ 18,6 milhões), que opera *merchant* desde janeiro de 2019. No trimestre, o despacho de Parnaíba IV foi de 83%, com geração líquida de 91 GWh. Além da redução no volume de energia gerada e, conseqüentemente, no volume passível de liquidação no mercado de curto prazo, a linha Outras receitas foi negativamente impactada pela queda no PLD médio no 3T19 vs 3T18. Adicionalmente, no 3T18, a linha de outras receitas foi impactada também pela receita de R\$ 37,3 milhões, provinda da liquidação no mercado de curto prazo de energia adquirida no submercado SE para *hedge* do risco de descasamento de submercado do contrato de comercialização de energia de Parnaíba IV, que se encerrou em dezembro de 2018.

(vi) Deduções sobre a receita bruta (impostos, encargos e custos relacionados a penalidades por indisponibilidade - ADOMP), no montante de R\$ 59,9 milhões, redução de 33,7% em relação ao 3T18.

Os **custos operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 402,9 milhões no 3T19, queda de 10,5% em relação ao 3T18.

Custo fixo: totalizou R\$ 138,3 milhões no 3T19, um crescimento de 68,7% ou R\$ 56,3 milhões em relação ao 3T18, devido basicamente ao:

- (i) Aumento de R\$ 36,3 milhões em função do reajuste retroativo do arrendamento fixo de Parnaíba III, referente aos meses de janeiro a setembro de 2019. No 3T19, foram lançados R\$ 23,8 milhões em arrendamento fixo de Parnaíba III referente aos meses de janeiro a junho de 2019;
- (ii) Encerramento do contrato de arrendamento de Parnaíba IV com a mineradora Kinross, em dezembro de 2018. A receita referente a esse contrato, que no 3T18 foi de R\$ 18,6 milhões, era contabilizada como redutor de custo fixo.

Custo variável: totalizou R\$ 264,7 milhões no 3T19, uma redução de 28,1% ou R\$ 103,4 milhões, impactado, principalmente, por:

- (i) Redução do despacho em relação ao 3T18, impactando os custos de combustível (-R\$ 39,2 milhões), os custos pagos à Gasmar pelo serviço de distribuição do gás (-R\$ 3,2 milhões) e os custos variáveis de arrendamento da UTG (Unidade de Tratamento de Gás), relacionados aos contratos de suprimento de combustível (-R\$ 54,6 milhões);
- (ii) Aumento de R\$ 34,1 milhões nos custos com energia comprada para a recomposição de lastro – FID, que no 3T19 totalizaram R\$ 49,8 milhões, com contrapartida equivalente na receita;
- (iii) Redução de R\$ 11,4 milhões nos custos referentes a operações de hedge de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), somando R\$ 16,6 milhões no 3T19;
- (iv) Com o vencimento, em dezembro de 2018, do contrato de comercialização de energia de Parnaíba IV, o custo variável deixou de ser impactado por:
 - Custos de aquisição no mercado de curto prazo de energia no submercado SE, para *hedge* do risco de descasamento de submercado, que no 3T18 totalizaram R\$ 20,5 milhões; e
 - Custos referentes ao reembolso do volume de energia gerado abaixo da obrigação contratual, que no 3T18 totalizaram R\$ 5,5 milhões.

As **despesas operacionais (SG&A)**, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 7,6 milhões no trimestre. No Complexo Parnaíba, o SG&A das usinas se manteve em linha com o reportado no 3T18.

No 3T19, o **EBITDA ajustado** do segmento totalizou R\$ 80,3 milhões, uma variação negativa de 41,5% em relação ao 3T18, que se deve, principalmente: (i) à redução da energia gerada pelas usinas em função da queda do despacho solicitado pelo ONS; (ii) ao reajuste retroativo dos custos de arrendamento fixo de Parnaíba III realizado em setembro (impacto de R\$ 23,8 milhões referente aos

meses de janeiro a junho de 2019). Cabe aqui ressaltar que o arrendamento fixo impacta apenas o resultado do segmento de geração isoladamente. Na análise do Complexo Parnaíba (geração + *upstream*), esse lançamento é eliminado; (iii) à redução da margem variável de Parnaíba I em função da queda do preço do Henry Hub, indexador do CVU da usina; (iv) à queda no PLD médio, com impacto sobre as receitas de energia liquidada no mercado de curto prazo; e (v) ao resultado positivo, no 3T18, de R\$ 13,1 milhões com a operação de *hedge* do risco de descasamento de submercado do contrato de comercialização de energia por Parnaíba IV.

3.2.1.2 Upstream (E&P)

Este segmento é composto pela controlada Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN) e Parnaíba B.V.. Embora a PGN tenha sido incorporada à Eneva S.A. no último trimestre de 2018, os resultados *Upstream* são apresentados separadamente, no intuito de facilitar a análise da performance do segmento.

DRE - Upstream (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Bruta	298,9	367,3	-18,6%	462,6	648,5	-28,7%
Receita Fixa	100,1	62,1	61,1%	226,7	202,5	11,9%
Receita Variável	198,8	305,2	-34,9%	236,0	446,0	-47,1%
Contrato de venda de gás	188,6	234,9	-19,7%	225,0	360,0	-37,5%
Contrato de arrendamento	8,7	69,1	-87,5%	8,7	84,5	-89,8%
Venda de condensado e outros	1,5	1,2	22,5%	2,3	1,5	48,1%
Deduções sobre a Receita Bruta	(34,1)	(48,3)	-29,5%	(50,4)	(82,6)	-39,0%
Receita Operacional Líquida	264,8	319,0	-17,0%	412,3	565,9	-27,2%
Custos Operacionais	(79,0)	(104,8)	-24,6%	(138,7)	(208,2)	-33,4%
Custo Fixo	(15,1)	(13,3)	13,4%	(40,7)	(46,4)	-12,4%
Custos O&M (OPEX)	(15,1)	(13,3)	13,4%	(40,7)	(46,4)	-12,4%
Custo Variável	(23,2)	(42,5)	-45,4%	(33,8)	(68,1)	-50,3%
Participações Governamentais	(21,7)	(38,5)	-43,6%	(27,5)	(57,9)	-52,5%
Custo do gás vendido/compressores	(1,5)	(4,0)	-62,4%	(6,3)	(10,2)	-38,2%
Depreciação e Amortização	(40,6)	(48,9)	-17,0%	(64,2)	(93,7)	-31,5%
Despesas Operacionais	(35,8)	(44,1)	-19,0%	(104,0)	(110,3)	-5,8%
Despesas com Exploração_Geologia e Geofísica (G&G)	(20,7)	(33,6)	-38,6%	(67,6)	(80,6)	-16,1%
Poços Secos	(6,4)	(14,4)	-55,8%	(32,9)	(19,3)	70,9%
SG&A	(6,5)	(5,6)	16,0%	(15,7)	(16,2)	-2,7%
Depreciação e Amortização	(8,6)	(4,9)	75,2%	(20,6)	(13,6)	51,5%
EBITDA (excluindo poços secos)	205,6	238,3	-13,7%	287,4	374,0	-23,2%
Ajustes não-recorrentes	-	0,1	N/A	-	(2,6)	N/A
Bônus de Assinatura da R14	-	-	N/A	-	(2,7)	N/A
Gastos com Azulão	-	0,1	N/A	-	0,1	N/A
EBITDA Ajustado	205,6	238,3	-13,7%	287,4	371,4	-22,6%
Margem EBITDA ajustado	77,7%	74,7%	2,9 p.p.	69,7%	65,6%	4,1 p.p.

A **receita operacional líquida** do segmento de *Upstream* totalizou R\$ 264,8 milhões no 3T19, uma redução de 17,0% em relação ao 3T18, justificada, principalmente, pelo menor despacho das usinas a gás (80% no 3T19 versus 99% no 3T18), impactando a receita variável do segmento. Essa redução foi parcialmente compensada pelo aumento da receita bruta fixa em 61,1% no 3T19 versus o 3T18 devido ao reajuste retroativo a janeiro de 2019 do arrendamento fixo de Parnaíba III, realizado apenas neste trimestre, conforme explicado anteriormente.

Os **custos operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 38,4 milhões no 3T19, uma queda de 31,3% em relação ao 3T18, impactado, principalmente, por:

- (i) Aumento nos custos de O&M, no valor de R\$ 1,8 milhão, principalmente devido à implementação do programa de detecção de vazamentos e reparos e atendimento às recomendações da auditoria para atender às normas e legislações ambientais, de saúde e segurança do trabalho;
- (ii) Redução do custo com participações governamentais, no valor de R\$ 16,8 milhões, resultante da menor produção de gás no período. No 3T19, o despacho médio da UTG foi de 76%, com produção de gás natural de 0,59 bilhão m³, comparados a um despacho médio de 94% e produção de gás natural de 0,72 bilhão m³ no 3T18.
- (iii) Redução de R\$ 2,5 milhões no custo com compressores, devido à nova regra do IFRS 16, que revisou a contabilização de contratos de arrendamento.

As **despesas operacionais** do *Upstream*, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 27,2 milhões no 3T19, um queda de 30,7%, impactado basicamente por: (i) menor despesa com exploração, dado a conclusão da campanha sísmica que estava em curso no 3T18; (ii) menor despesa com poços secos, somando R\$ 6,4 milhões no 3T19 versus R\$ 14,4 milhões no 3T18; e (iii) aumento no SG&A em função das despesas com a aquisição de dados geofísicos para a Oferta Permanente da ANP, parcialmente compensado pela menor alocação de equipe técnica em relação ao 3T18.

No 3T19, o **EBITDA ajustado** totalizou R\$ 205,6 milhões, uma redução de 13,7% em relação ao 3T18, devido principalmente ao menor despacho das termelétricas do Complexo Parnaíba, parcialmente compensado pelo ajuste retroativo do arrendamento fixo pago por Parnaíba III ao segmento de *Upstream*.

3.2.2 Geração Térmica a Carvão

Esse segmento é composto pelas controladas Itaqui Geração de Energia S.A e Pecém II Geração de Energia S.A.. A partir de abril de 2018, a Companhia passou a deter 100% das ações da Pecém II Participações S.A., acionista única de Pecém II Geração de Energia S.A.. Com isso, os resultados de Pecém II, antes contabilizados via Equivalência Patrimonial, passaram a ser consolidados. As demonstrações financeiras históricas a seguir são apresentadas proforma, incluindo Pecém II.

DRE - Geração a Carvão (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Bruta	381,9	543,7	-29,8%	980,3	1.234,9	-20,6%
Receita Fixa	203,1	194,9	4,2%	610,9	628,2	-2,8%
Receita Variável	178,8	348,7	-48,7%	369,4	606,7	-39,1%
CCEAR ¹	107,3	278,3	-61,5%	134,6	485,3	-72,3%
Mercado de curto prazo	71,5	70,4	1,5%	234,8	121,4	93,5%
Lastro (FID)	49,7	24,9	99,6%	89,0	51,2	73,7%
Hedge ADOMP	21,8	46,8	-53,3%	21,8	69,8	-68,7%
Outros	(0,1)	(1,3)	-92,0%	124,0	0,4	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(44,9)	(75,3)	-40,4%	(106,6)	(148,4)	-28,1%
Indisponibilidade (ADOMP)	(5,6)	(19,3)	-70,8%	(5,5)	(20,2)	-72,5%
Receita Operacional Líquida	336,9	468,3	-28,1%	873,7	1.086,6	-19,6%
Custos Operacionais	(292,7)	(374,4)	-21,8%	(654,4)	(802,3)	-18,4%
Custo Fixo	(60,5)	(58,1)	4,2%	(172,7)	(163,1)	5,9%
Transmissão e encargos regulatórios	(13,6)	(12,9)	6,0%	(39,0)	(37,7)	3,3%
O&M	(46,9)	(45,2)	3,7%	(133,7)	(125,3)	6,6%
Custo Variável	(185,3)	(270,0)	-31,4%	(341,7)	(500,1)	-31,7%
Combustível	(113,4)	(224,1)	-49,4%	(223,4)	(407,7)	-45,2%
Lastro (FID)	(45,6)	(21,5)	111,7%	(80,2)	(45,9)	75,0%
Hedge ADOMP	(19,4)	(13,6)	42,9%	(19,4)	(24,8)	-21,6%
Outros	(6,9)	(10,8)	-35,9%	(18,6)	(21,7)	-14,2%
Depreciação e Amortização	(46,8)	(46,3)	1,0%	(140,0)	(139,1)	0,6%
Despesas Operacionais	(5,8)	(6,0)	-3,5%	(16,9)	(19,2)	-11,9%
SG&A	(5,6)	(5,8)	-4,1%	(16,0)	(18,7)	-14,2%
Depreciação e Amortização	(0,2)	(0,2)	16,7%	(0,9)	(0,5)	68,3%
EBITDA	85,5	134,4	-36,4%	343,3	404,7	-15,2%
Ajustes não-recorrentes	-	-	N/A	-	(52,5)	N/A
Crédito de receita fixa - ano 2013 - Pecém II	-	-	N/A	-	(39,9)	N/A
Revisão de metodologia Teif e Teip - Pecém II	-	-	N/A	-	(0,7)	N/A
Revisão de metodologia Teif e Teip - Itaqui	-	-	N/A	-	(6,5)	N/A
Crédito de PIS/COFINS de serviços (2013-2017) Pecém II	-	-	N/A	-	(5,4)	N/A
EBITDA Ajustado	85,5	134,4	-36,4%	343,3	352,2	-2,5%
% Margem EBITDA ajustado	25,4%	28,7%	-3,3 p.p.	39,3%	32,4%	6,9 p.p.

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

A **receita operacional líquida** totalizou R\$ 336,9 milhões no 3T19, uma redução de 28,1% em relação ao 3T18, sendo composta por:

- Receita bruta fixa de acordo com o CCEAR no montante de R\$ 203,1 milhões, aumento de 4,2% em relação ao 3T18, em função do reajuste contratual anual pela inflação;
- Receita bruta variável contratual (CVU, como definido no CCEAR) de R\$ 107,3 milhões, comparada a R\$ 278,3 milhões no mesmo período do ano anterior. A queda se deve: (i) ao menor despacho das usinas no 3T19 em comparação ao 3T18 (Itaqui: 84% versus 99%; Pecém II: 88% versus 98%); (ii) à parada para manutenção programada de Pecém II, realizada a aproximadamente cada

35.000 horas de operação, conforme cronograma definido (*major overhaul*), que durou aproximadamente 60 dias, período no qual a usina ficou indisponível; e (iii) à queda do preço internacional do carvão (CIF-ARA) em relação ao 3T18. O CIF-ARA é o indexador para o cálculo do componente combustível no CVU das usinas a carvão da Companhia;

- (iii) Receita variável no mercado de curto prazo no montante de R\$ 71,5 milhões, em linha com o 3T18, sendo R\$ 49,7 milhões de receita bruta referente à recomposição do lastro (FID), versus R\$ 24,9 milhões no 3T18, e R\$ 21,8 milhões de receita bruta referente a operações de *hedge* de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), versus R\$ 46,8 milhões no 3T18;
- (iv) Deduções sobre a receita bruta (impostos, encargos e custos relacionados a penalidades por indisponibilidade - ADOMP) no valor de R\$ 44,9 milhões.

Os **custos operacionais**, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 245,8 milhões no 3T19, uma redução de 40,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, impactados basicamente por:

Custo fixo:

Os custos fixos totalizaram R\$ 60,5 milhões no 3T19, um aumento de 4,2% ou de R\$ 2,5 milhões em relação ao 3T18, devido principalmente:

- (i) Aumento de R\$ 3,2 milhões nos custos fixos de Operação & Manutenção de Pecém II, principalmente devido à maior alocação relativa dos custos de operação e manutenção da esteira de carvão em custos fixos. A regra contábil determina que nos meses em que não há descarregamento de navio de carvão, os custos da esteira sejam alocados aos custos operacionais fixos. Nos meses em que há descarregamento, esses custos passam a compor o custo médio do estoque de carvão, impactando custos variáveis. No 3T19, houve descarregamentos em 2 meses em comparação a 1 mês no 3T18.
- (ii) O aumento dos custos fixos de O&M em Pecém II foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 1,6 milhão nos custos fixos de Operação & Manutenção de Itaqui, em função dos menores custos administrativos, de serviços de manutenção e segurança e saúde.

Custo variável:

Os custos variáveis somaram R\$ 185,3 milhões no 3T19, uma queda de 31,4% ou de R\$ 84,7 milhões em relação ao 3T18, impactado por:

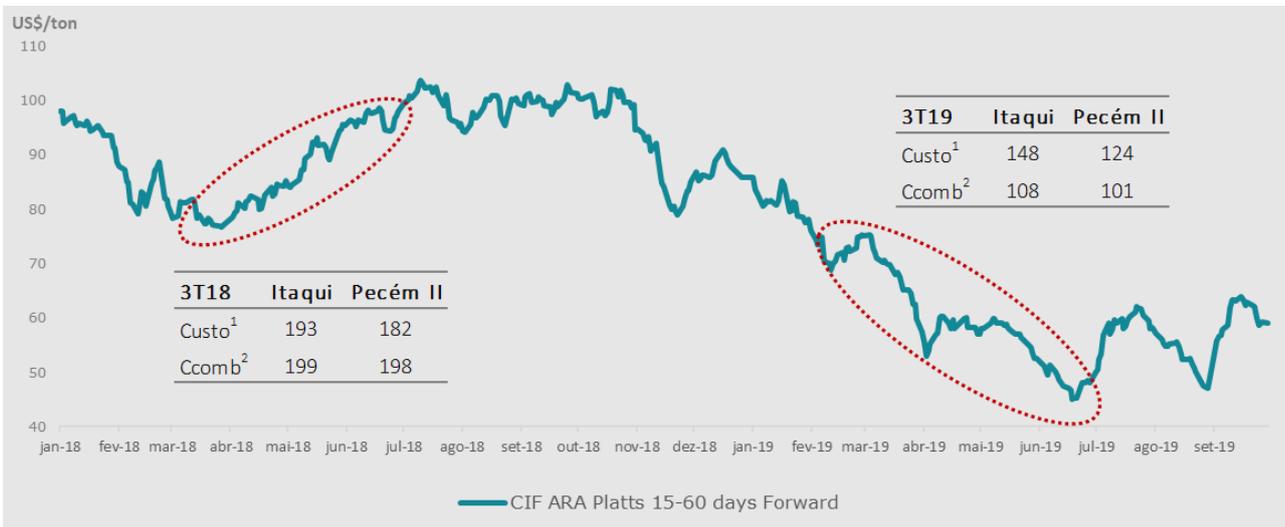
- (i) Queda de 49,4% nos custos de combustível e de 35,9% em outros custos variáveis associados à geração, ambos em função do menor despacho programado pelo ONS em relação ao 3T18 e à parada programada para a manutenção da usina Pecém II;
- (ii) Aumento de R\$ 24,1 milhões nos custos com energia comprada para a recomposição de lastro – FID (baseado na média móvel dos últimos 60 meses, referência agosto de 2018), totalizando R\$ 45,6 milhões no 3T19, com contrapartida na receita;
- (iii) Aumento de R\$ 5,8 milhões com custos referentes a operações de *hedge* de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), que totalizaram R\$ 19,4 milhões no 3T19.

As **despesas operacionais**, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 5,6 milhões no 3T19, em linha com o apresentado no 3T18.

O **EBITDA ajustado**, excluindo impactos não-recorrentes, totalizou R\$ 85,5 milhões no trimestre, uma redução de 36,4% em relação ao 3T18, impactado, principalmente, pela deterioração das margens variáveis devido à defasagem do custo médio de estoque em relação ao valor remunerado via (CVU) das usinas. No 3T18, o efeito da defasagem entre custo médio de estoque e preço da *commodity* no mercado internacional foi oposto ao verificado no trimestre corrente, o que por sua vez majorou a variação negativa do EBITDA 3T19 vs 3T18. Contribuiu também para a redução do EBITDA, o resultado do *hedge* ADOMP líquido das penalidades incorridas, que foi negativo em R\$ 5,5 milhões no 3T19 vs positivo em R\$ 9,1 milhões no 3T18.

O gráfico abaixo mostra os movimentos de preço da *commodity* (CIF-ARA) no mercado internacional nos anos de 2018 e 2019, com destaque para a diferença entre o custo médio do estoque de carvão de cada usina e o custo de combustível remunerado via CVU. Como pode ser observado, no 3T19, o movimento foi inverso ao verificado no 3T18.

Evolução do CIF-ARA (USD/ton)



¹ Custo médio do estoque de carvão consumido (R\$/MWh), ponderado pela geração líquida do trimestre.

² Custo do combustível considerado no CVU da usina (R\$/MWh), ponderado pela geração líquida do trimestre.

3.2.3 Comercialização

Este segmento é composto pela controlada indireta ENEVA Comercializadora de Energia Ltda.

DRE - Comercializadora (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Líquida	153,6	161,0	-4,6%	234,6	374,9	-37,4%
Custos Operacionais	(151,0)	(148,0)	2,0%	(231,6)	(363,3)	-36,3%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(150,9)	(148,0)	2,0%	(231,4)	(363,0)	-36,3%
Outros	(0,0)	(0,1)	-39,4%	(0,2)	(0,3)	-32,9%
Despesas Operacionais	(1,3)	(0,9)	43,1%	(3,5)	(2,4)	45,7%
SG&A	(1,3)	(0,9)	43,8%	(3,4)	(2,4)	45,6%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	-6,9%	(0,0)	(0,0)	48,0%
EBITDA	1,4	12,1	-88,7%	(0,4)	9,2	N/A
Ajustes não-recorrentes	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA Ajustado	1,4	12,1	-88,7%	(0,4)	9,2	N/A
% Margem de EBITDA ajustado	0,9%	7,5%	-6,6 p.p.	-0,2%	2,5%	-2,6 p.p.

A **receita operacional líquida** do segmento de comercialização somou R\$ 153,6 milhões no 3T19, uma queda de 4,6% em relação ao 3T18, devido basicamente à queda do PLD médio do submercado SE/CO no período (R\$ 214,07/MWh no 3T19 comparado a R\$ 494,61/MWh no 3T18) e à redução do volume de energia comercializada no trimestre, que totalizou 1.503 GWh, comparado a 1.622 GWh no 3T18.

Ao longo de 2019, a Eneva Comercializadora vem passando por uma reestruturação, que justifica o aumento do SG&A, buscando se alinhar à estratégia da Companhia. Isso implicou em uma expressiva redução do volume negociado até que fossem aperfeiçoadas as políticas de risco de crédito e risco de mercado. No 3T19, o **EBITDA Ajustado** totalizou R\$ 1,4 milhão.

3.2.4 Holding & Outros

Este segmento é composto pelas *holdings* ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A., além das subsidiárias criadas para o desenvolvimento de projetos. No 4T18, a Eneva S.A. incorporou a Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN). Entretanto, no intuito de permitir a melhor análise da performance dos segmentos de negócios da Companhia, optou-se aqui por continuar a apresentar os resultados do segmento de *Upstream* separadamente.

DRE - Controladora e Outros (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Líquida	0,21	0,24	-11,3%	0,27	0,35	-21,0%
Custos Operacionais	-	-	N/A	- 0,11	- 0,05	141,1%
Despesas Operacionais	(32,4)	(25,5)	27,0%	(93,6)	(71,0)	31,9%
SG&A	(27,2)	(24,7)	10,5%	(72,6)	(68,3)	6,3%
Depreciação e Amortização	(5,2)	(0,9)	492,1%	(21,0)	(2,7)	688,0%
EBITDA	(27,0)	(24,4)	10,7%	(72,4)	(68,0)	6,5%
Ajustes não-recorrentes	3,9	3,7	4,9%	8,4	16,1	-48,0%
Custos trabalhistas	1,2	0,6	107,9%	1,2	3,4	-64,4%
Bônus	-	-	N/A	-	(0,9)	N/A
Consultoria de reestruturação	-	0,6	N/A	0,8	2,4	-67,8%
Assessoria Financeira	-	2,5	N/A	-	9,8	N/A
Stock Options	1,2	-	N/A	4,9	1,4	254,5%
Desmobilização de Amapari	1,5	-	N/A	1,5	-	N/A
EBITDA Ajustado	(23,1)	(20,7)	11,7%	(64,1)	(51,9)	23,4%

As **despesas operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 27,2 milhões no 3T19, aumento de 10,5% em relação ao 3T18. No trimestre, os impactos não recorrentes somaram R\$ 3,9 milhões, sendo R\$ 1,2 milhão de despesas trabalhistas, R\$ 1,2 milhão de despesas relativas a recolhimentos tributários sobre *stock options* e R\$ 1,5 milhão de despesas relacionadas à desmobilização de Amapari. Excluindo os efeitos não recorrentes dos períodos apresentados, houve crescimento de R\$ 2,4 milhões das despesas operacionais (SG&A), em função, principalmente de contribuições a associações setoriais, e maiores despesas com pessoal e serviços de TI, face ao crescimento da capacidade contratada da Companhia no decorrer do último ano.

3.2.5 Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receitas Financeiras	32,7	24,6	32,8%	101,4	74,4	36,2%
Receitas de aplicações financeiras	27,1	15,1	79,1%	78,3	46,7	67,5%
Multas e juros recebidos	2,3	5,9	-60,3%	4,7	13,5	-65,3%
Juros entre partes relacionadas	0,4	0,8	-50,9%	1,1	1,5	-25,0%
Juros sobre debêntures	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	2,8	2,8	1,8%	17,2	12,6	36,9%
Despesas Financeiras	(126,2)	(153,8)	-18,0%	(390,0)	(464,7)	-16,1%
Multas e juros de mora	(2,1)	(4,5)	-52,9%	(2,9)	(14,3)	-79,4%
Encargos de dívida	(44,0)	(100,2)	-56,1%	(192,8)	(308,3)	-37,5%
Juros entre partes relacionadas	(0,2)	-	N/A	(0,5)	-	N/A
Juros sobre provisão de abandono	(0,7)	(1,1)	-37,2%	(4,1)	(5,1)	-18,2%
Comissões e corretagens financeiras	(0,6)	(2,2)	-72,6%	(1,9)	(27,3)	-93,2%
IOF/IOC	(0,6)	(0,9)	-31,4%	(2,8)	(2,6)	6,6%
Juros sobre debêntures	(67,6)	(18,5)	264,9%	(152,7)	(48,3)	216,1%
Outros	(8,3)	(16,5)	-49,7%	(31,2)	(32,7)	-4,7%
Variação cambial e monetária	0,6	(9,9)	N/A	(16,2)	(24,5)	-34,1%
Perdas/ganhos com derivativos	(2,6)	0,0	N/A	15,0	(1,5)	N/A
Resultado Financeiro Líquido	(93,5)	(129,2)	-27,6%	(288,7)	(390,3)	-26,0%

No 3T19, a ENEVA registrou um resultado financeiro líquido negativo no valor de R\$ 93,5 milhões, comparado ao resultado negativo de R\$ 129,2 milhões no 3T18.

As receitas financeiras totalizaram R\$ 32,7 milhões no trimestre, um crescimento de 32,8% em relação ao 3T18, devido principalmente ao aumento das receitas de aplicações financeiras, em função da maior posição consolidada de caixa.

As despesas financeiras somaram R\$ 126,2 milhões no 3T19, uma redução de 18,0% em relação ao 3T18, com destaque para:

- (i) Redução de encargos de dívida, em função, principalmente, da liquidação de dívidas em Parnaíba I e na PGN no 4T18, e da liquidação das dívidas remanescentes da recuperação judicial no 2T19;
- (ii) Aumento das despesas com juros sobre debêntures, devido, basicamente, à emissão de debêntures de Parnaíba I e II concluída no final de 2018, e à emissão de debêntures na Holding concluída no 2T19;
- (iii) Redução de Outras despesas financeiras devido, principalmente, ao impacto no 3T18 do ajuste financeiro de contrato de compra e venda de energia da Eneva Comercializadora de Energia, que incrementou a despesa naquele período no montante de R\$ 11,4 milhões; e
- (iv) Redução de despesas com variação cambial e monetária em função, basicamente, da liquidação de dívidas denominada em moeda estrangeira.

4. Investimentos

O investimento consolidado totalizou R\$ 359,8 milhões no 3T19 (versus R\$ 46,0 milhões no 3T18), sendo 69% desse montante relacionado à construção em curso da UTE Parnaíba V (R\$ 104,5 milhões) e do projeto integrado Azulão-Jaguatirica (R\$ 144,0 milhões).

Do total dos investimentos no 3T19, destacam-se:

- **Térmicas a carvão:** Pecém II: início da manutenção preventiva da usina (*major overhaul*) e *upgrade* de automação da turbina; Itaqui: *upgrade* de automação da turbina; revitalização do pré-tratamento da água do mar; e reforma dos taludes.

- **Térmicas a gás:** Conclusão do serviço de recuperação das peças das turbinas a gás da UTE Parnaíba I; preparação da manutenção programada da turbina a gás de Parnaíba III e revitalização de Parnaíba IV e do motor de Parnaíba III.

- **Upstream:** concluídas as perfurações dos poços 7-GVB-14D-MA, 4-ENV-6-MA (Tianguar), 1-ENV-7/7A-MA (Bloco PN-T-69) e 3-ENV-8D-MA (Araguaína); continuidade do plano de ação de recuperação e correção de taludes, de vias de acesso e de locações no sistema de tratamento de gás das operações.

- **Parnaíba V:** conclusão da engenharia básica; início do estaqueamento; e execução de armação e concretagem das bases dos tanques da planta de tratamento de água (PTA).

- **Azulão-Jaguatirica:** (i) Azulão: finalizada a obra de terraplanagem da locação do poço 7-AZU-3-AM e mobilização da sonda; (ii) Jaguatirica: início da sondagem e terraplanagem no site e conclusão da supressão vegetal.

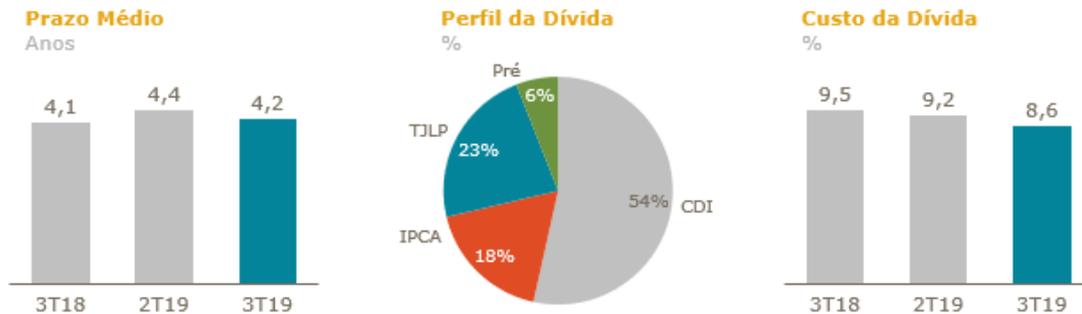
Capex (R\$ milhões)	1T18	2T18	3T18	4T18	2018	1T19	2T19	3T19
Geração a Carvão	16,0	27,6	5,9	30,6	80,0	4,5	11,2	34,8
Pecém II	9,0	7,1	4,7	23,2	43,9	0,5	1,8	29,1
Itaqui	7,0	20,5	1,3	7,4	36,2	4,0	9,3	5,7
Geração a Gás	28,8	14,4	1,4	6,2	50,6	11,8	7,4	35,3
Parnaíba I	27,7	8,2	0,0	3,2	39,1	10,4	1,4	32,7
Parnaíba II ¹	1,0	6,2	1,3	3,0	11,5	1,3	8,8	2,6
Parnaíba V	-	-	-	-	-	42,1	75,5	104,5
Azulão-Jaguatirica	-	-	-	-	-	0,5	53,7	144,0
Upstream	21,9	16,9	37,9	55,0	131,8	28,4	37,1	37,0
Poços secos	-	4,9	14,4	18,9	38,2	0,5	26,1	6,4
 Holding	0,2	0,0	0,8	3,1	4,1	2,9	4,8	4,2
Total	66,8	58,8	46,0	94,9	266,5	90,2	189,6	359,8

¹ O capex de Parnaíba II inclui o capex das UTEs Parnaíba III e Parnaíba IV, conforme reestruturação societária anunciada no 4T18.

5. Endividamento

Em 30 de setembro de 2019, a dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizava R\$ 5.443 milhões, um aumento de 5,4% em relação ao final do 4T18¹. O custo médio efetivo² da dívida no trimestre foi de 8,6% e o prazo médio de vencimento de 4,2 anos.

Perfil da dívida bruta consolidada



Evolução da dívida bruta (R\$ milhões)



A Companhia concluiu, no 2T19, a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em três séries, no valor total de R\$ 2 bilhões. Os recursos captados através das debêntures da primeira e segunda séries (R\$ 1,5 bilhão) foram utilizados no pagamento antecipado de todo o saldo remanescente dos créditos quirografários do plano de recuperação judicial da Eneva S.A. e da Eneva Participações S.A.. Os recursos obtidos pela Companhia por meio das debêntures da terceira série serão destinados para a gastos relacionados à implantação da UTE Parnaíba V.

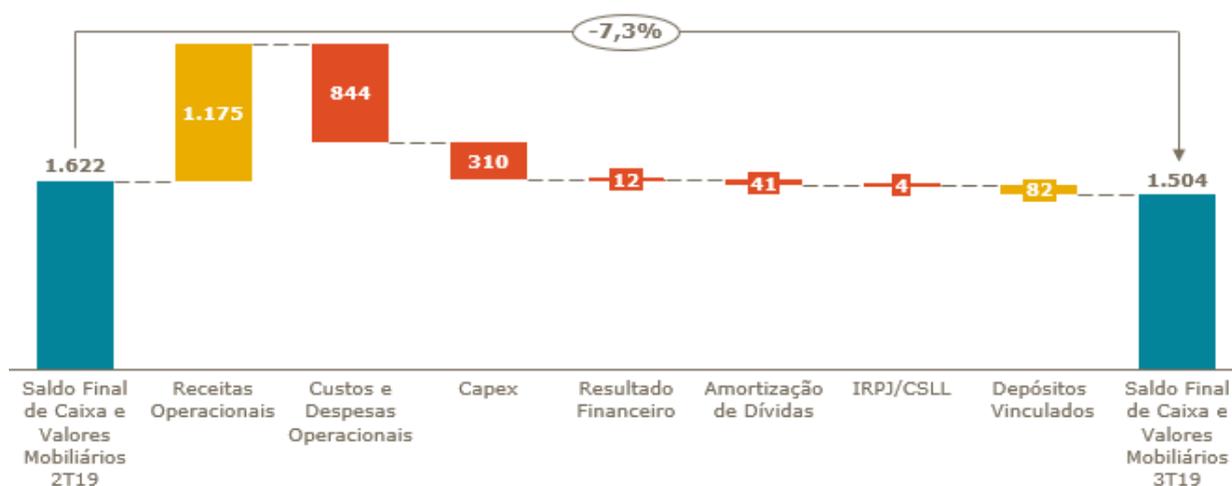
¹ Atualmente, a dívida bruta é apresentada líquida dos custos de transação e depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, somada ao saldo de arrendamento mercantil, que foi enquadrado pelo IFRS16 como arrendamento financeiro. Até o 4T18, a dívida bruta apresentada não considerava custos de transação e depósitos vinculados, caso considerasse tais contas, o valor no 4T18 teria sido de R\$ 5.164 milhões, ao invés dos R\$ 5.323 milhões reportados anteriormente.

² Custo efetivo da dívida = (juros acruados e pagos no trimestre)/principal médio

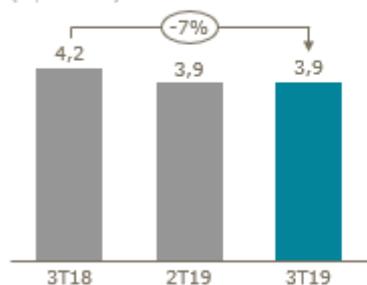
A posição de caixa consolidada da Companhia ao final do 3T19 era de R\$ 1.504 milhões, não considerando o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, no montante de R\$ 260 milhões. A dívida líquida consolidada ao final do trimestre totalizava R\$ 3.938 milhões, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA dos últimos 12 meses de 3,1x. O aumento do nível de alavancagem da Companhia é reflexo da implantação dos projetos de Parnaíba V e Azulão-Jaguarica.

Adicionalmente à emissão de debêntures, conforme supracitado, a Companhia celebrou em junho contrato de financiamento com o Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB), no valor de R\$ 842,6 milhões, para financiamento da implantação de Parnaíba V.

Evolução do saldo de caixa e valores mobiliários no 3T19 (R\$ milhões)



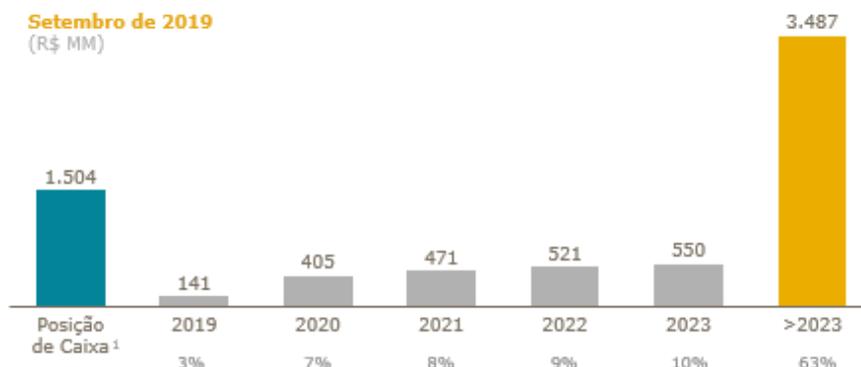
Dívida Líquida Consolidada (R\$ bilhões)



Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses (x)



Cronograma de vencimento da dívida consolidada (Principal)



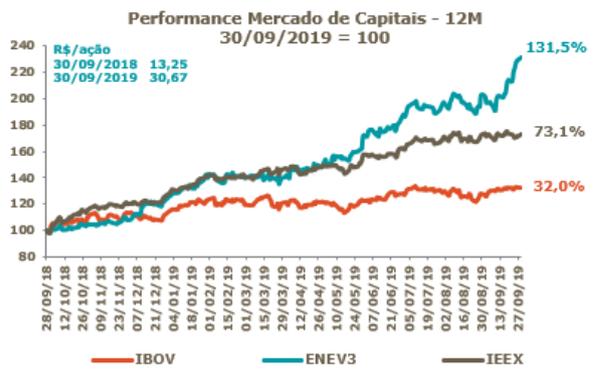
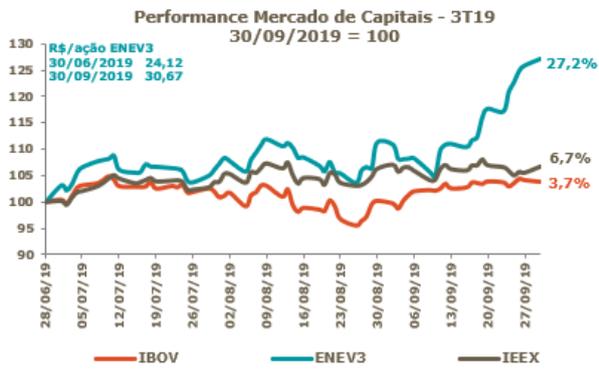
- (1) Posição consolidada de caixa inclui disponibilidades e títulos e valores mobiliários. Até o 4T18 a Companhia apresentava a posição de caixa incluindo disponibilidades + títulos e valores mobiliários + depósitos vinculados a financiamentos.

6. Mercado de Capitais

O capital social da ENEVA em 30 de setembro de 2019 era composto por 315.323.423 ações ordinárias, das quais 100,0% estavam em circulação. A ação da ENEVA no final do terceiro trimestre de 2019 estava cotada a R\$ 30,67, apresentando uma valorização de 27,2% na comparação com 30 de junho de 2019. Em igual intervalo, o Índice Bovespa (Ibovespa) apresentou valorização de 3,7%, e o Índice de Energia Elétrica (IEE) valorizou 6,7%. Nos últimos 12 meses, as ações da ENEVA valorizaram-se em 131,5% enquanto o Ibovespa subiu 32,0% e o IEE apresentou aumento de 73,1%.

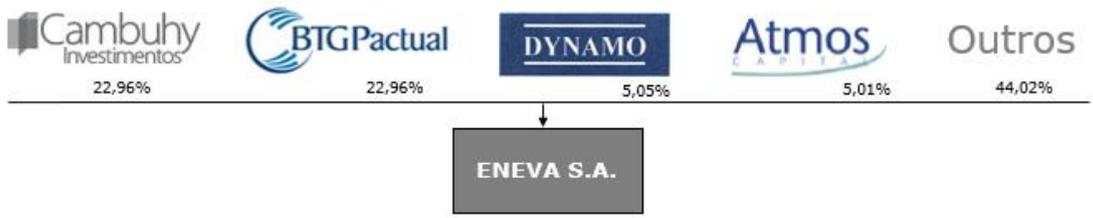
O valor de mercado da Companhia no final do 3T19 era de R\$ 9.671 milhões. O volume financeiro médio diário negociado no 3T19 foi de R\$ 33,0 milhões.

	3T19	2T19	3T18	12 meses
ENEV3				
Nº de ações	315.323.423	315.276.037	314.990.499	-
Valor de Mercado (R\$ MM)	9.671	7.604	4.174	-
Preço de fechamento (R\$)	30,67	24,12	13,25	-
Ações negociadas (MM) - média diária	1,2	1,5	0,3	1,0
Volume Financeiro (R\$ MM) - média diária	33,0	31,9	3,3	21,3
ENEV3 e Índices (% var. preço no tri)				
ENEV3	27,2%	30,4%	11,3%	131,5%
IEE	6,7%	11,1%	2,0%	73,1%
IBOV	3,7%	5,8%	9,0%	32,0%



Composição Acionária

A ENEVA é uma companhia listada no Segmento Novo Mercado desde o seu IPO em 2007. Atualmente, não possui acordo de acionistas em vigor. A composição acionária atual está apresentada abaixo:



Perfil de Ações em Circulação 30 de setembro de 2019



7. Anexos

As demonstrações financeiras das SPEs estão disponíveis no site de Relações com Investidores da Companhia. Os números são apresentados proforma, considerando consolidação de Pecém II e a indisponibilidade ADOMP em deduções da receita bruta.

DRE - 3T19 (R\$ milhões)	Complexo Parnaíba				Geração: Carvão	Comerciali- zadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total					
Receita Operacional Bruta	548,7	298,9	(297,4)	550,1	381,9	169,3	0,23	(165,2)	936,4
Deduções da Receita Bruta	(59,9)	(34,1)	61,2	(32,8)	(44,9)	(15,7)	(0,02)	15,3	(78,1)
Receita Operacional Líquida	488,8	264,8	(236,2)	517,4	336,9	153,6	0,21	(149,9)	858,3
Custos Operacionais	(432,1)	(79,0)	235,4	(275,7)	(292,7)	(151,0)	-	149,9	(569,5)
Depreciação e amortização	(29,2)	(40,6)	2,1	(67,7)	(46,8)	-	-	-	(114,5)
Despesas Operacionais	(7,6)	(35,8)	-	(43,4)	(5,8)	(1,3)	(32,4)	(3,4)	(86,3)
Depreciação e amortização	(0,1)	(8,6)	-	(8,6)	(0,2)	(0,0)	(5,2)	(3,4)	(17,5)
EBITDA	78,3	205,6	(2,9)	281,0	85,5	1,4	(27,0)	(0,0)	340,8
Ajustes não-recorrentes	2,1	-	-	2,1	-	-	3,9	-	6,0
EBITDA ajustado	80,3	205,6	(2,9)	283,0	85,5	1,4	(23,1)	(0,0)	346,8
Outras receitas/despesas	0,7	0,0	-	0,7	0,8	0,0	(2,9)	(3,0)	(4,4)
Resultado Financeiro Líquido	(37,5)	(7,0)	0,9	(43,6)	(38,0)	(3,0)	(8,8)	-	(93,5)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	(22,4)	20,4	(2,0)
EBT	12,2	143,2	(0,0)	155,3	1,3	(1,6)	(66,3)	13,9	102,6
Impostos Correntes	(3,9)	-	-	(3,9)	(0,0)	(0,1)	(1,8)	-	(5,9)
Impostos Diferidos	(1,5)	-	-	(1,5)	(6,9)	-	1,3	-	(7,1)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,2)	(0,2)
Resultado Líquido	6,8	143,2	(0,0)	149,9	(5,7)	(1,8)	(66,8)	14,1	89,8

	Complexo Parnaíba								Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração: Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	
Receita Operacional Bruta	684,7	367,3	(366,1)	685,9	543,7	177,7	0,26	(144,2)	1.263,3
Deduções da Receita Bruta	(90,3)	(48,3)	76,0	(62,7)	(75,3)	(16,7)	(0,02)	13,3	(141,4)
Receita Operacional Líquida	594,3	319,0	(290,1)	623,3	468,3	161,0	0,24	(130,9)	1.122,0
Custos Operacionais	(478,8)	(104,8)	290,1	(293,5)	(374,4)	(148,0)	-	130,9	(685,1)
Depreciação e amortização	(28,8)	(48,9)	-	(77,7)	(46,3)	-	-	-	(124,1)
Despesas Operacionais	(7,2)	(44,1)	-	(51,4)	(6,0)	(0,9)	(25,5)	(6,4)	(90,3)
Depreciação e amortização	(0,4)	(4,9)	-	(5,3)	(0,2)	(0,0)	(0,9)	(6,4)	(12,7)
EBITDA	137,4	238,3	(0,0)	375,7	134,4	12,1	(24,4)	0,0	497,8
Ajustes não-recorrentes	-	0,1	-	0,1	-	-	3,7	-	3,8
EBITDA ajustado	137,4	238,3	(0,0)	375,8	134,4	12,1	(20,7)	0,0	501,6
Outras receitas/despesas	0,6	(0,7)	(0,7)	(0,8)	(0,1)	(0,0)	(0,3)	(0,1)	(1,3)
Resultado Financeiro Líquido	(33,6)	(26,0)	(0,0)	(59,6)	(45,1)	(11,4)	(13,1)	-	(129,2)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	221,4	(222,4)	(1,0)
EBT	75,3	143,3	(0,7)	217,9	42,7	0,7	182,7	(229,0)	215,1
Impostos Correntes	(11,1)	(13,2)	-	(24,3)	(3,0)	(0,0)	(0,0)	-	(27,3)
Impostos Diferidos	(2,3)	(7,2)	-	(9,5)	(1,8)	-	(0,9)	-	(12,2)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,1)	(0,1)
Resultado Líquido	61,9	123,0	(0,7)	184,1	37,9	0,7	181,8	(228,9)	175,7

	Complexo Parnaíba								Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração: Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	
DRE - 9M19 (R\$ milhões)									
Receita Operacional Bruta	1.207,8	462,6	(460,4)	1.210,1	980,3	258,5	0,30	(218,7)	2.230,5
Deduções da Receita Bruta	(126,8)	(50,4)	82,4	(94,8)	(106,6)	(23,9)	(0,03)	20,2	(205,1)
Receita Operacional Líquida	1.081,1	412,3	(378,0)	1.115,3	873,7	234,6	0,27	(198,5)	2.025,4
Custos Operacionais	(743,0)	(138,7)	375,8	(505,8)	(654,4)	(231,6)	(0,11)	198,5	(1.193,4)
Depreciação e amortização	(88,0)	(64,2)	5,7	(146,5)	(140,0)	-	-	-	(286,4)
Despesas Operacionais	(17,9)	(104,0)	-	(121,9)	(16,9)	(3,5)	(93,6)	(16,1)	(252,0)
Depreciação e amortização	0,2	(20,6)	-	(20,4)	(0,9)	(0,0)	(21,0)	(16,1)	(58,5)
EBITDA	407,9	287,4	(7,8)	687,4	343,3	(0,4)	(72,4)	0,0	957,9
Ajustes não-recorrentes	2,1	-	-	2,1	-	-	8,4	-	10,4
EBITDA ajustado	410,0	287,4	(7,8)	689,5	343,3	(0,4)	(64,1)	0,0	968,3
Outras receitas/despesas	(0,7)	30,9	-	30,2	(7,9)	0,0	(17,8)	5,8	10,3
Resultado Financeiro Líquido	(124,6)	0,6	2,2	(121,8)	(125,5)	14,9	(56,3)	-	(288,7)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	201,1	(204,2)	(3,1)
EBT	194,8	201,2	(0,0)	396,0	69,1	14,4	33,6	(214,5)	298,6
Impostos Correntes	(18,9)	-	-	(18,9)	(2,0)	(0,1)	(1,8)	-	(22,9)
Impostos Diferidos	(22,6)	-	-	(22,6)	(24,4)	-	6,0	-	(41,1)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,7)	(0,7)
Resultado Líquido	153,3	201,2	(0,0)	354,5	42,7	14,3	37,7	(213,7)	235,4

DRE - 9M18 - Proforma (R\$ milhões)	Complexo Parnaíba				Geração: Carvão	Comerciali- zadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total					
Receita Operacional Bruta	1.540,6	648,5	(646,3)	1.542,9	1.234,9	413,6	0,38	(330,1)	2.861,6
Deduções da Receita Bruta	(186,0)	(82,6)	123,9	(144,7)	(148,4)	(38,7)	(0,04)	30,5	(301,2)
Receita Operacional Líquida	1.354,6	565,9	(522,4)	1.398,2	1.086,6	374,9	0,35	(299,6)	2.560,4
Custos Operacionais	(989,7)	(208,2)	522,4	(675,5)	(802,3)	(363,3)	(0,05)	299,6	(1.541,6)
Depreciação e amortização	(86,4)	(93,7)	-	(180,1)	(139,1)	-	-	-	(319,3)
Despesas Operacionais	(20,8)	(110,3)	-	(131,2)	(19,2)	(2,4)	(71,0)	(19,9)	(243,6)
Depreciação e amortização	(1,5)	(13,6)	-	(15,1)	(0,5)	(0,0)	(2,7)	(19,9)	(38,2)
EBITDA	432,0	374,0	(0,0)	806,0	404,7	9,2	(68,0)	-	1.151,8
Ajustes não-recorrentes	-	(2,6)	-	(2,6)	(52,5)	-	16,1	-	(39,0)
EBITDA ajustado	432,0	371,4	(0,0)	803,4	352,2	9,2	(51,9)	-	1.112,8
Outras receitas/despesas	(19,3)	(1,3)	18,3	(2,3)	1,9	0,0	184,7	9,0	193,4
Resultado Financeiro Líquido	(111,6)	(71,4)	(0,0)	(182,9)	(146,0)	(16,7)	(44,6)	-	(390,3)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	408,0	(413,7)	(5,7)
EBT	213,3	174,7	18,3	406,2	121,0	(7,6)	477,4	(424,5)	572,5
Impostos Correntes	(27,8)	(16,8)	-	(44,5)	(7,1)	(0,0)	(0,1)	-	(51,7)
Impostos Diferidos	(20,9)	(12,4)	-	(33,3)	(5,4)	-	(66,1)	-	(104,9)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,9)	(0,9)
Resultado Líquido	164,6	145,5	18,3	328,4	108,5	(7,6)	411,2	(423,6)	416,8