

## ENEVA Divulga Resultados do Primeiro Trimestre de 2018

*Transcorridos menos de 6 meses do encerramento da oferta pública de ações de 2017, a ENEVA conclui com sucesso a execução de seu plano de pré-pagamento de dívidas*

**Rio de Janeiro, 10 de maio de 2018** - ENEVA S.A. (BM&FBOVESPA: ENEV3, GDR I: ENEVY) divulga hoje os resultados para o primeiro trimestre findo em 31 de março de 2018 (1T18). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.<sup>1</sup>

### Destaques do 1T18

- Geração líquida total de 1.375 GWh, com aumento de 16%, resultante de maior despacho e disponibilidade médios;
- Volume de vendas de gás cresce 30% no 1T18, com despacho da UTG de 26%;
- EBITDA ajustado atinge R\$ 251,0 milhões, impactado pela intensificação da campanha exploratória na Bacia do Parnaíba e sazonalidade do resultado do hedge para penalidades por indisponibilidade (ADOMP);
- Lucro Líquido ajustado alcança R\$38 milhões. Itaqui apresenta lucro líquido pela primeira vez desde o início de operação comercial;
- Fluxo de Caixa Operacional cresce 28%, atingindo R\$ 311 milhões;
- Investimentos totalizam R\$ 57,8 milhões, com destaque para overhaul de Parnaíba I e continuidade dos Planos de Avaliação de Desenvolvimento (PADs) na Bacia do Parnaíba;
- Posição de caixa consolidada de R\$ 603,9 milhões, com alavancagem estável (dívida líquida/EBITDA ajustado últimos 12 meses de 2,8x);
- Restabelecimento do diferimento de ICMS na importação de carvão mineral em Itaqui;
- Companhia liquida antecipadamente dívida de Itaqui, no valor de R\$ 307 milhões, e desembolsa nova tranche de debêntures em Parnaíba III, no valor de total R\$ 162 milhões;
- Conclusão do processo de aquisição de Pecém II e liquidação antecipada da dívida de Pecém II, no valor de R\$ 220,0 milhões.

Principais Indicadores (R\$ MM)	1T18	1T17	%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>509,9</b>	<b>445,4</b>	<b>14,5%</b>
EBITDA Ajustado (trimestre)	251,0	256,5	-2,2%
EBITDA Ajustado (últ. 12 meses)	1.244,0	1.171,4	6,2%
<b>Resultado Líquido ajustado</b>	<b>38,3</b>	<b>2,1</b>	<b>N/A</b>
Investimentos	57,8	48,1	20,2%
Fluxo de Caixa Operacional	310,8	243,4	27,7%
<b>Dívida Líquida (R\$ Bilhões)</b>	<b>3,5</b>	<b>3,4</b>	<b>1,7%</b>
Dívida Líquida/EBITDA ajust ult. 12m	2,8	2,9	-4,3%

<sup>1</sup> 1T18 e 1T17: Pecém II – resultado apresentado via Equivalência Patrimonial nas demonstrações consolidadas.

## Sumário

<b>1. Eventos do 1T18 e subsequentes .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Desempenho Operacional .....</b>	<b>5</b>
2.1. Complexo Parnaíba .....	6
2.2. Geração Térmica a Carvão .....	8
<b>3. Desempenho Econômico e Financeiro .....</b>	<b>9</b>
3.1. Desempenho Econômico-Financeiro .....	9
3.1.1. Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento .....	12
3.1.1.1. Complexo Parnaíba .....	12
3.1.1.2. Geração Térmica a Carvão .....	17
3.1.1.3. Holding & Outros .....	23
3.2. Resultado Financeiro Consolidado .....	24
<b>4. Investimentos .....</b>	<b>24</b>
<b>5. Endividamento .....</b>	<b>25</b>
<b>6. Mercado de Capitais .....</b>	<b>28</b>
<b>7. ANEXOS .....</b>	<b>31</b>

## 1. Eventos do 1T18 e subsequentes

---

### **Assinatura dos Contratos de Concessão dos blocos adquiridos pela ENEVA na 14ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

Em janeiro, foram assinados os Contratos de Concessão dos blocos PN-T-117, PN-T-118, PN-T-119, PN-T-133 e PN-T-134, adquiridos pela ENEVA, com 100% de participação, na 14ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), realizada em setembro de 2017.

### **ENEVA liquida antecipadamente dívida de Itaqui, no valor de R\$ 307 milhões, e desembolsa nova tranche de debêntures em Parnaíba III, no valor de total R\$ 162 milhões**

A controlada Itaqui Geração de Energia S.A. realizou a liquidação antecipada do saldo devedor atualizado das parcelas de seu contrato de financiamento junto aos bancos Votorantim e Bradesco, oriundo de repasse de recursos do BNDES, no valor total de R\$ 306,8 milhões (R\$ 156,6 milhões ao custo de TJLP acrescido de 4,8% ao ano e R\$ 150,2 milhões ao custo de IPCA acrescido de 12,1% ao ano).

Parte dos recursos para a quitação da dívida de Itaqui são oriundos do desembolso de R\$ 162,3 milhões relativos à segunda tranche da 2ª Emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, para distribuição com esforços restritos de colocação, com custo de 100% do CDI acrescido de 2,95% ao ano e vencimento em 05 de dezembro de 2024 de Parnaíba III Geração de Energia S.A. As Debêntures serão amortizadas em 12 (doze) parcelas semestrais consecutivas, a partir de junho de 2019.

### **Restabelecimento do diferimento de ICMS na importação de carvão mineral em Itaqui**

O Governo do Estado do Maranhão editou, em 08 de março de 2018, o Decreto no 33.870/2018, disponibilizado em 12.03.2018 no Diário Oficial do Estado do Maranhão, restabelecendo o diferimento do lançamento e do pagamento do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS nas operações de importação de carvão mineral destinado ao processo de produção de energia elétrica na usina termelétrica de Itaqui.

Com o decreto, o Governo do Estado do Maranhão altera parcialmente o regulamento do ICMS, para que ocorra o diferimento e lançamento do imposto em 50% a partir de 01 de abril de 2018, e em 77,77% a partir de 01 de dezembro de 2018.

### **Conclusão do processo de aquisição de Pecém II e liquidação antecipada da dívida de Pecém II, no valor de R\$ 220,0 milhões**

Em 13 de abril, foi concluída a aquisição da totalidade da participação societária da Uniper Holding GmbH em Pecém II Participações S.A., acionista única de Pecém II Geração de Energia S.A.. O pagamento pelas Ações, no valor de R\$ 50,0 milhões, foi efetivado pela Companhia na mesma data.

Em paralelo, Pecém II realizou a liquidação antecipada de R\$ 220,0 milhões do saldo devedor atualizado de seu contrato de financiamento junto ao BNDES (R\$ 162,0 milhões ao custo de TJLP acrescido de 3,1% ao ano e R\$ 58,0 milhões ao custo de IPCA acrescido de 10,6% ao ano). A redução do endividamento permitiu

o atendimento das exigências para a declaração de Performance Financeira e Operacional de Pecém II pelo BNDES, e consequente liberação de todas as fianças bancárias garantidoras do financiamento (cujo custo contabilizado por Pecém II em 2017 foi de R\$ 28,0 milhões).

### **Conclusão do processo de aquisição do campo terrestre de Azulão**

Em 30 de abril, a PGN concluiu a aquisição de 100% dos direitos e obrigações para exploração e produção de hidrocarbonetos da concessão do Campo de Azulão (Concessão BA-3), localizado na Bacia do Amazonas, estado do Amazonas, da Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras").

A operação foi concluída com o pagamento de R\$ 197,8 milhões à Petrobras, realizado nesta data pela PGN, após o cumprimento de todas as condições precedentes e ajustes previstos no contrato. Considerando o resultado do hedge cambial feito para o valor acordado de aquisição, o desembolso líquido da PGN foi de R\$192,6 milhões.

Adicionalmente, a PGN desembolsou R\$ 250 milhões, relativos à 6ª Emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, para distribuição com esforços restritos de colocação, com custo de 100% do CDI acrescido de 2,85% ao ano, e vencimento em 22 de março de 2023. As debêntures serão amortizadas em 5 (cinco) parcelas semestrais consecutivas, a partir de março de 2021.

## 2. Desempenho Operacional

Dados operacionais	1T18	4T17	3T17	2T17	1T17
<b>Itaqui</b>					
Disponibilidade (%)	100,0%	99,3%	98,0%	96,5%	88,3%
Despacho (%)	7,5%	99,3%	99,5%	16,0%	4,0%
Geração líquida (GWh)	52	683	686	90	21
Geração Bruta (GWh)	59	772	775	102	24
Receita Variável Líquida - Total (R\$/MWh) <sup>1</sup>	164,0	159,4	147,9	115,7	128,5
Receita Variável Líquida CCEAR - CVU <sup>2</sup> (R\$/MWh)	163,4	158,6	144,7	131,8	145,5
<b>Pecém II</b>					
Disponibilidade (%)	99,8%	86,3%	53,0%	88,3%	96,0%
Despacho (%)	77,5%	96,9%	99,4%	83,0%	84,0%
Geração líquida (GWh)	522	608	360	534	512
Geração Bruta (GWh)	583	680	402	602	578
Receita Variável Líquida - Total (R\$/MWh) <sup>1</sup>	171,4	164,9	174,0	136,7	150,1
Receita Variável Líquida CCEAR - CVU <sup>2</sup> (R\$/MWh)	162,7	163,1	150,5	133,4	151,4
<b>Parnaíba I</b>					
Disponibilidade (%)	99,1%	94,4%	81,7%	63,2%	97,1%
Despacho (%)	28,7%	99,4%	99,2%	17,0%	9,0%
Geração líquida (GWh)	392	1344	1154	234	145
Geração Bruta (GWh)	407	1393	1196	242	150
Receita Variável Líquida - Total (R\$/MWh) <sup>1</sup>	99,5	111,0	110,7	108,0	129,5
Receita Variável Líquida CCEAR - CVU <sup>2</sup> (R\$/MWh)	98,3	102,2	105,0	110,7	133,8
<b>Parnaíba II</b>					
Disponibilidade (%)	99,7%	92,0%	95,2%	84,8%	94,9%
Despacho (%)	36,0%	99,7%	99,9%	35,0%	54,0%
Geração líquida (GWh)	378	988	1028	364	503
Geração Bruta (GWh)	397	1038	1080	382	528
Receita Variável Líquida - Total (R\$/MWh) <sup>1</sup>	72,2	113,2	107,4	24,8	71,1
Receita Variável Líquida CCEAR - CVU <sup>2</sup> (R\$/MWh)	70,1	69,2	67,3	67,3	67,3
<b>Parnaíba III</b>					
Disponibilidade (%)	99,5%	93,5%	82,1%	63,0%	100,0%
Despacho (%)	0,0%	91,0%	99,5%	0,0%	0,0%
Geração líquida (GWh)	1	317	306	2	0
Geração Bruta (GWh)	1	327	316	2	0
Receita Variável Líquida - Total (R\$/MWh) <sup>1</sup>	230,6	188,5	182,5	177,2	0,0
Receita Variável Líquida CCEAR - CVU <sup>2</sup> (R\$/MWh)	190,0	187,3	182,4	182,4	182,4
<b>Parnaíba IV</b>					
Disponibilidade (%)	96,6%	96,2%	39,1%	0,0%	0,0%
Despacho (%)	29%	100%	100%	23,0%	30,0%
Geração líquida (GWh)	30	110	39	0	0
Geração Bruta (GWh)	31	115	40	0	0
Receita Variável Líquida - Total (R\$/MWh) <sup>1</sup>	-	-	-	-	-
Receita Variável Líquida CCEAR - CVU <sup>2</sup> (R\$/MWh)	82,1	82,1	79,9	79,9	79,9
<b>Parnaíba Gás Natural - E&amp;P</b>					
Despacho UTG (%)	25,8%	90,1%	81,4%	18,5%	40,5%
Produção (Bi m <sup>3</sup> )	0,20	0,69	0,63	0,1	0,2
Reservas remanescentes (Bi m <sup>3</sup> ) <sup>3</sup>	18,6	18,8	17,7	18,4	17,6

<sup>1</sup> Receita Variável+Receita do Mercado de Curto Prazo /Geração Líquida do Trimestre - Líquido de PIS/COFINS (9,25%) e P&D (1%)

<sup>2</sup> CVU regulatório atualizado - Média ponderada dos CVUs mensais, por trimestre, das usinas, pela soma da geração líquida mensal das usinas no trimestre. O CVU é líquido de PIS/COFINS (9,25%) e P&D (1%).

<sup>3</sup> Considerando certificação 2P de 31/12/17

## 2.1. Complexo Parnaíba

### Geração Térmica a Gás Natural

No 1T18, a Companhia gerou 801 GWh (geração líquida) no Complexo Parnaíba, com um despacho médio ponderado pela capacidade instalada, de 27,8% (vs geração líquida de 648 GWh e despacho médio de 25,1% no 1T17).

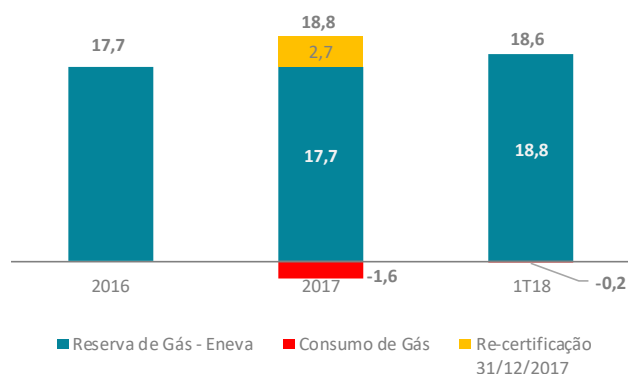
Ao longo do trimestre, foi iniciado o processo de manutenção de Parnaíba IV e da turbina a vapor de Parnaíba II. Adicionalmente, foi iniciado o processo de *overhaul* de Parnaíba I, com a aquisição de peças e equipamentos para a manutenção realizada em abril de 2018 de 2 turbinas a gás.

### Upstream (E&P)

No 1T18, a Companhia produziu 0,2 bilhão de m<sup>3</sup> de gás natural, atendendo ao despacho das termelétricas do Complexo Parnaíba.

Em 31 de março de 2018, as reservas remanescentes certificadas 2P nos campos de gás da Bacia do Parnaíba eram de 18,6 bilhões de m<sup>3</sup>.

### Gás Natural – Reservas Remanescentes (Bi/m<sup>3</sup>)

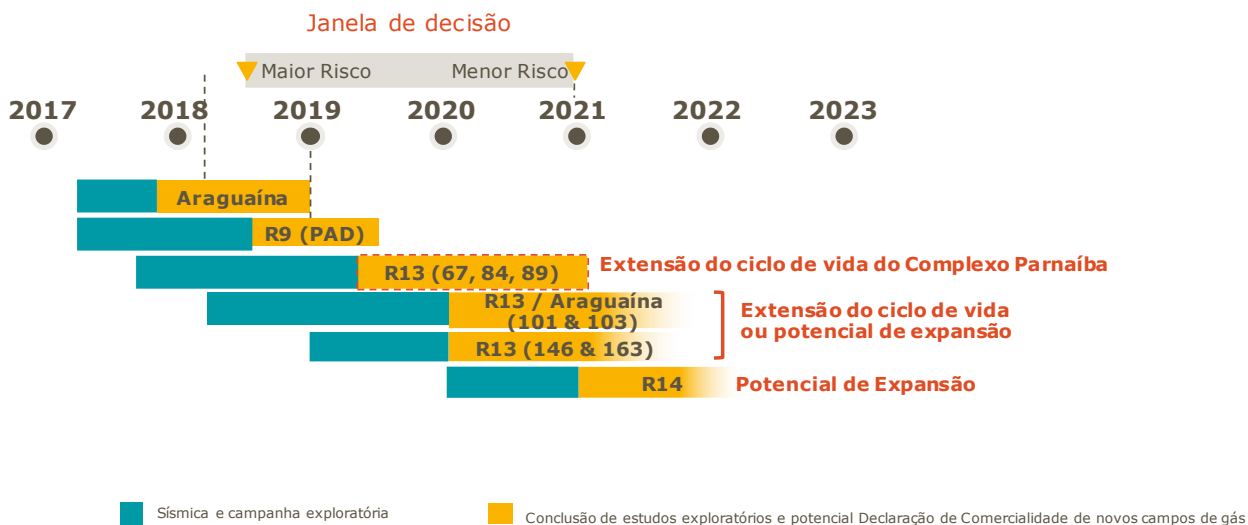


### Exploração e Desenvolvimento

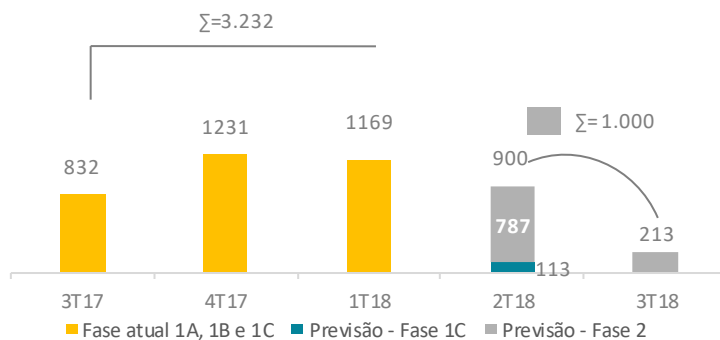
- No 1T18, foram adquiridos 1.169 km de dados sísmicos nas concessões das rodadas 9 e 13.
- PADs: devido às fortes chuvas na região, a campanha de perfuração nos PADs da R9 foi suspensa no 1T18.

### Campanha Exploratória na Bacia do Parnaíba

#### Cronograma Planejado



#### Aquisição Sísmica – Cronograma Planejado (km)



## 2.2. Geração Térmica a Carvão

No 1T18, Itaqui gerou 52 GWh, com um despacho médio de 8% (vs geração líquida de 21 GWh e despacho médio de 4% no 1T17).

A disponibilidade da usina no trimestre foi de 100%, superando, pelo quarto trimestre consecutivo, a disponibilidade requerida em seus Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs)

No mesmo período, Pecém II gerou 522 GWh, com despacho médio de 78% (vs geração líquida de 512 GWh e despacho médio de 84% no 1T17). Apesar do menor despacho, o volume de energia gerada cresceu, dada a maior disponibilidade da usina no 1T18 (99,8%) vs 1T17 (96%).

Ao longo do trimestre foram realizadas em Itaqui e Pecém algumas iniciativas para melhoria operacional das plantas, conforme descrito abaixo:

- (i) Itaqui: execução do plano de manutenção e revitalização, como: retrofit dos moinhos de carvão (1ª fase), substituição de painéis elétricos, substituição de enchimentos da torre de resfriamento e revitalização da correia transportadora;
- (ii) Pecém: revitalização do sistema de transporte de carvão e reforma da correia transportadora.



### 3. Desempenho Econômico e Financeiro

#### 3.1. Desempenho Econômico-Financeiro

<b>DRE Consolidado</b> (R\$ milhões)	<b>1T18</b>	<b>1T17</b>	<b>%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>509,9</b>	<b>445,4</b>	<b>14,5%</b>
Custos Operacionais	(288,1)	(219,2)	31,4%
Depreciação e amortização	(82,2)	(73,3)	12,0%
Despesas Operacionais	(66,9)	(68,9)	-2,9%
PCLD + Poços secos <sup>1</sup>	-	(0,2)	N/A
Depreciação e amortização	(12,4)	(12,2)	1,6%
<b>EBITDA (s/PCLD e Poços Secos)</b>	<b>249,4</b>	<b>243,1</b>	<b>2,6%</b>
Outras receitas/despesas	2,5	0,6	283,4%
Resultado Financeiro Líquido	(96,0)	(155,7)	-38,4%
Equivalência Patrimonial	(2,4)	(0,1)	N/A
<b>EBT</b>	<b>59,0</b>	<b>2,2</b>	<b>N/A</b>
Impostos Correntes e Diferidos	(22,6)	(14,0)	61,2%
Participações Minoritárias	0,3	0,5	-24,1%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>36,7</b>	<b>(11,4)</b>	<b>N/A</b>

<sup>1</sup>Reclassificação dos custos de PCLD + Poços Secos para despesas operacionais a partir do 1T18

<b>EBITDA ajustado</b> (R\$ milhões)	<b>1T18</b>	<b>1T17</b>	<b>%</b>
<b>EBITDA (s/PCLD e Poços Secos)</b>	<b>249,4</b>	<b>243,1</b>	<b>2,6%</b>
<b>Ajustes não-recorrentes</b>	<b>1,6</b>	<b>13,5</b>	<b>N/A</b>
Custos trabalhistas	0,9	3,0	-71,6%
Bônus	(0,9)	-	N/A
Bônus de assinatura da R14	(2,7)	-	N/A
Custos da oferta	0,3	-	N/A
Stock Options	1,4	10,5	-86,9%
Assessoria financeira	2,7	-	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>251,0</b>	<b>256,5</b>	<b>-2,2%</b>
<b>Margem EBITDA ajustado</b>	<b>49,2%</b>	<b>57,6%</b>	

<b>Resultado Líquido ajustado</b> (R\$ milhões)	<b>1T18</b>	<b>1T17</b>	<b>%</b>
<b>Resultado Líquido</b>	<b>36,7</b>	<b>(11,4)</b>	<b>N/A</b>
<b>Ajustes não-recorrentes</b>	<b>1,6</b>	<b>13,5</b>	<b>-88,1%</b>
Ajustes EBITDA	1,6	13,5	-88,1%
<b>Resultado Líquido Ajustado</b>	<b>38,3</b>	<b>2,1</b>	<b>1736,0%</b>

O EBITDA consolidado ajustado de forma a excluir eventos não-recorrentes alcançou R\$ 251,0 milhões no 1T18, comparados aos R\$ 256,5 milhões verificados no 1T17. A margem EBITDA ajustada no 1T18 foi de 49,2%, uma redução de 8,4 pontos percentuais se comparada ao 1T17 (57,6%), devido à intensificação da campanha exploratória, com consequente crescimento das despesas no Upstream, e pelo resultado negativo líquido do hedge para penalidades por indisponibilidade (ADOMP) na geração a gás. Cabe ressaltar que o resultado negativo verificado da operação de hedge ADOMP já era esperado na estratégia desenhada pela Companhia. A falta de liquidez de contratos de energia limitados ao período seco, principalmente no submercado Norte, faz com que a estruturação do hedge seja feita através de contratos anuais. No período úmido, tipicamente concentrado entre janeiro e maio, a operação de hedge tende a gerar resultado negativo, que deverá ser mais do que compensado pelos ganhos esperados no período seco, considerando a projeção de PLD da Companhia.

Adicionalmente, merece destaque o crescimento do lucro líquido, face à redução da alavancagem da Companhia e às quedas verificadas na taxa de juros e no IPCA, principais indexadores da dívida da Eneva. A razão dívida líquida consolidada/EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses alcançou 2,8x ao final de março de 2018.

Em 16 de abril de 2018, a Companhia concluiu a aquisição das ações detidas pela Uniper em Pecém II. A conclusão da transação levará à consolidação dos resultados de Pecém II, até este trimestre apresentados via Equivalência Patrimonial.

Fazendo uma análise simplificada, se considerada a consolidação de Pecém II nos resultados da companhia, o EBITDA consolidado ajustado teria atingido R\$ 303,8 milhões no 1T18 (vs R\$ 316,4 milhões no 1T17). A razão dívida líquida consolidada/EBITDA ajustado dos últimos 12 meses seria de 2,9x ao final de março de 2018.

## Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre (R\$MM)	1T18	1T17	%
<b>EBITDA ENEVA</b>	<b>249,4</b>	<b>243,1</b>	<b>2,6%</b>
(+) Var. Capital de Giro	117,7	34,9	237,2%
(+) Impostos	(56,3)	(34,6)	62,7%
(+) Var. Outros ativos e passivos	-	-	N/A
<b>Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais</b>	<b>310,8</b>	<b>243,4</b>	<b>27,7%</b>
Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento	(277,8)	(41,7)	566,2%
Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento	(460,2)	(360,8)	27,5%
<b>Posição de Caixa Total</b>	<b>603,9</b>	<b>440,8</b>	<b>37,0%</b>
<b>Posição de Caixa Total + Depósitos Vinculados</b>	<b>744,3</b>	<b>619,9</b>	<b>20,1%</b>

O fluxo de caixa operacional da Companhia no 1T18 atingiu R\$ 310,8 milhões, com crescimento de 27,7% em relação ao valor reportado no 1T17, devido, principalmente, à redução do saldo de contas a receber, resultante (i) do desligamento das usinas no início de fevereiro, com recebimento integral da receita variável até o fechamento do 1T18; (ii) recebimento de receita relativa à liquidação de dezembro, que ocorreu no dia 2 de janeiro; e (iii) liquidação de hedge ADOMP e FID referente aos meses de novembro e dezembro. Embora o saldo de contas a pagar também tenha sido reduzido face a liquidação da compra de insumos para geração sem necessidade de reposição de estoque devido ao desligamento das usinas, a variação foi inferior à redução do contas a receber.

O fluxo de caixa financeiro foi negativamente impactado pelo pré-pagamento parcial das dívidas de Itaqui e Pecém II, efetuados em fevereiro e março de 2018, respectivamente.

A ENEVA encerrou o 1T18 com uma posição de caixa consolidada de R\$ 744,3 milhões, incluindo R\$ 140,4 milhões em depósitos vinculados referentes aos contratos de financiamento da Companhia.

### 3.1.1. Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento

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

#### 3.1.1.1. Complexo Parnaíba

##### 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., Parnaíba III Geração de Energia S.A., Parnaíba IV Geração de Energia S.A. e Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A..

DRE - Térmicas à Gás (ACR) (R\$ milhões)	1T18	1T17	%
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>412,9</b>	<b>366,7</b>	<b>12,6%</b>
<b>Receita Fixa</b>	<b>297,1</b>	<b>289,0</b>	<b>2,8%</b>
<b>Receita Variável</b>	<b>115,8</b>	<b>77,7</b>	<b>49,1%</b>
CCEAR <sup>1</sup>	68,3	57,9	18,0%
Mercado de curto prazo	47,5	19,8	139,8%
Lastro (FID)	7,4	3,3	121,2%
Hedge ADOMP	10,0	-	N/A
Outros	30,1	16,5	82,9%
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(43,0)</b>	<b>(38,0)</b>	<b>13,2%</b>
Indisponibilidade (ADOMP) <sup>2</sup>	<b>(0,4)</b>	<b>0,3</b>	<b>N/A</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>370,0</b>	<b>328,7</b>	<b>12,6%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(249,5)</b>	<b>(192,5)</b>	<b>29,6%</b>
<b>Custo Fixo</b>	<b>(130,8)</b>	<b>(103,5)</b>	<b>26,4%</b>
Transmissão e encargos regulatórios	(20,1)	(19,3)	4,0%
O&M	(23,4)	(23,5)	-0,4%
Arrendamento fixo UTG	(67,9)	(49,7)	36,5%
Outros	(19,5)	(11,0)	77,4%
<b>Custo Variável</b>	<b>(90,6)</b>	<b>(57,0)</b>	<b>58,9%</b>
Gás Natural	(56,3)	(40,1)	40,4%
Gasmar	(3,7)	(3,8)	-3,1%
Arrendamento variável UTG	(7,1)	(9,5)	-25,7%
Outros	(1,6)	(0,6)	195,7%
Lastro (FID)	(6,4)	(3,0)	113,7%
Hedge ADOMP	(15,5)	-	N/A
<b>Depreciação e amortização</b>	<b>(28,8)</b>	<b>(28,7)</b>	<b>0,5%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(7,2)</b>	<b>(7,1)</b>	<b>1,0%</b>
SG&A	(6,6)	(6,6)	0,6%
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,5)	6,9%
<b>EBITDA</b>	<b>142,6</b>	<b>158,2</b>	<b>-9,8%</b>
Ajustes não-recorrentes:			
PCLD	-	-	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>142,6</b>	<b>158,2</b>	<b>-9,8%</b>
<b>% Margem EBITDA ajustado</b>	<b>38,6%</b>	<b>48,1%</b>	

<sup>1</sup> CCEAR = Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado

<sup>2</sup> IFRS15 - o valor da Indisponibilidade - ADOMP passou compor a linha de deduções a partir do 1T18 por se enquadrar como redutor de receita.

No 1T18, a **receita operacional líquida** do segmento de geração térmica a gás natural apresentou crescimento de 12,6% quando comparada ao mesmo período do ano anterior, totalizando R\$ 370,0 milhões, composta por:

- Receita bruta fixa de acordo com os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) no montante de R\$ 297,1 milhões, com aumento de 2,8% em relação ao mesmo período do ano anterior. O aumento da receita fixa deveu-se ao reajuste contratual anual pelo IPCA, ocorrido em novembro de 2017;
- Receita bruta variável contratual (CVU, como definido no CCEAR) de R\$ 68,3 milhões, referente ao despacho das usinas contratadas no ambiente regulado (vs R\$ 57,9 milhões no 1T17), conforme tabela abaixo;

Despacho	1T18	1T17
Parnaíba I	29%	9%
Parnaíba II	36%	54%
Parnaíba III	0%	0%

- Receita bruta referente à recomposição do lastro - FID no montante de R\$ 7,4 milhões;
- Receita bruta referente a operações de hedge de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), no valor de R\$ 10,0 milhões;
- Outras receitas no montante de R\$ 30,1 milhões, compostas, principalmente, por receita referente à 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, no valor de R\$ 24 milhões; e liquidação no mercado de curto prazo de geração acima do compromisso contratual e por inflexibilidade operacional em Parnaíba II, no valor R\$ 4,5 milhões;
- Impostos e encargos sobre a receita bruta, no valor de R\$ 43,0 milhões. A partir do 1T18, os custos relacionados a penalidades por indisponibilidade (ADOMP) passaram a ser contabilizados como deduções à receita bruta. Os números do 1T17 foram ajustados de acordo para fins de comparação;

Os **custos operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 221,5 milhões (vs R\$ 160,5 milhões no 1T17), impactados principalmente por:

Custo variável:

- (i) Aumento de R\$ 16,2 milhões nos custos de combustível (gás natural), que no trimestre totalizaram R\$ 56,3 milhões, decorrente do maior volume de energia gerada, resultante não apenas do maior despacho no 1T18 vs 1T17, mas também do reinício de operação de Parnaíba IV.
- (ii) No 1T18, foram contabilizados R\$ 3,7 milhões referentes aos custos de distribuição do gás (Gasmar) (vs R\$ 3,8 milhões no 1T17);

- (iii) Redução de R\$ 2,4 milhões nos custos variáveis de arrendamento da UTG (Unidade de Tratamento de Gás) relacionados aos contratos de suprimento de combustível, que no trimestre totalizaram R\$ 7,1 milhões;
- (iv) Aumento de R\$ 3,4 milhões nos custos com energia comprada para a recomposição de lastro – FID (baseado na média móvel dos últimos 60 meses, referência agosto de 2017), que no 1T18 totalizaram R\$ 6,4 milhões, com contrapartida equivalente na receita conforme mencionado acima;
- (v) Custos referentes a operações de hedge de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), no valor de R\$ 15,5 milhões;

Custo fixo:

- (i) Aumento de R\$ 6,0 milhões nos custos de arrendamento fixo da UTG (R\$ 2,7 milhões em Parnaíba I e R\$ 3,3 milhões em Parnaíba III), devido ao reajuste contratual anual de 2018. Adicionalmente, foram contabilizados R\$ 12,2 milhões referentes ao reajuste anual de 2017, aplicado retroativamente (R\$ 3,2 milhões em Parnaíba I e R\$ 9,0 milhões em Parnaíba III);
- (ii) Receita (contabilizada como redutor de custo) referente ao contrato de arrendamento da usina Parnaíba IV com a Kinross, no montante de R\$ 16,1 milhões no 1T18;
- (iii) Custos referentes ao reembolso do volume de energia gerado abaixo da obrigação contratual de entrega à Kinross no período em que Parnaíba IV não foi despachada, no montante de R\$ 15,5 milhões;
- (iv) Custos referentes à aquisição no mercado de curto prazo de energia no submercado SE, para *hedge* do risco de descasamento de submercado do contrato de comercialização de energia de Parnaíba IV, no valor de R\$ 20,2 milhões.

As **despesas operacionais (SG&A)**, no 1T18 totalizaram R\$ 6,6 milhões, em linha com o valor reportado no 1T17.

No 1T18, o **EBITDA ajustado** do segmento de geração a gás natural alcançou R\$ 142,6 milhões, uma redução de 9,8% quando comparado ao valor registrado no 1T17. A redução explica-se, principalmente, pelo reajuste dos valores de arrendamento fixo da UTG pago pelas usinas de Parnaíba I e III e pelo resultado negativo líquido do hedge para penalidades por indisponibilidade (ADOMP). Cabe ressaltar que o resultado negativo verificado da operação de hedge ADOMP já era esperado na estratégia desenhada pela Companhia. A falta de liquidez de contratos de energia limitados ao período seco, principalmente no submercado Norte, faz com que a estruturação do hedge seja feita através de contratos anuais. No período úmido, tipicamente concentrado entre janeiro e maio, a operação de hedge tende a gerar resultado negativo, que deverá ser mais do que compensado pelos ganhos esperados no período seco, considerando a projeção de PLD da Companhia.

## Upstream (E&P)

Este segmento é composto pela controlada Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN) e Parnaíba B.V.. A BPMB Parnaíba S.A. foi incorporada à PGN em 31 de agosto de 2017.

DRE - Upstream (R\$MM)	1T18	1T17	%
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>145,1</b>	<b>109,2</b>	<b>32,9%</b>
Receita Fixa	74,8	54,9	36,1%
Receita Variável	70,3	54,3	29,6%
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(19,3)</b>	<b>(12,4)</b>	<b>56,4%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>125,8</b>	<b>96,8</b>	<b>29,9%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(53,8)</b>	<b>(40,8)</b>	<b>31,8%</b>
Participações Governamentais	(9,6)	(9,0)	7,0%
Custo do gás vendido	(16,1)	(12,3)	31,1%
Depreciação e Amortização	(28,1)	(19,6)	43,6%
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(29,2)</b>	<b>(13,8)</b>	<b>110,7%</b>
Despesas com Exploração	(20,2)	(3,8)	431,3%
Depreciação e Amortização	(4,1)	(2,1)	94,1%
SG&A	(4,8)	(7,9)	-39,3%
<b>EBITDA</b>	<b>75,1</b>	<b>63,9</b>	<b>17,5%</b>
Ajustes não-recorrentes:			
Bônus de assinatura da R14	(2,7)	-	N/A
Poços Secos	-	0,2	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>72,4</b>	<b>64,1</b>	<b>12,9%</b>
<b>Margem EBITDA ajustado</b>	<b>58%</b>	<b>66%</b>	

No 1T18, o segmento de Upstream registrou **receita operacional líquida** de R\$ 125, milhões, vs R\$ 96,8 milhões reportados no 1T17. A receita fixa cresceu 36,1%, devido ao reajuste contratual anual, em janeiro de 2018, dos valores de arrendamento fixo da UTG pagos à PGN pelas usinas de geração. A produção de gás natural no período foi de 0,20 bilhão de m<sup>3</sup> (vs. 0,15 bilhão de m<sup>3</sup> no 1T17), impactando a receita variável do Upstream, que no trimestre totalizou R\$ 70,3 milhões (vs. R\$ 54,3 milhões no 1T18).

Os **custos operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 25,7 milhões no 1T18, com aumento de 21,0% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, em função da maior produção de gás e do aumento dos custos com compressores, seguros, servidão e licenciamento ambiental.

As **despesas operacionais (SG&A)**, apresentaram queda de 39,3%, em consequência, principalmente, da reversão de uma despesa, contabilizada no 4T17, de R\$ 2,7 milhões, referente ao bônus de assinatura dos blocos da 14ª Rodada da ANP. No 1T18, tal despesa foi reclassificada, passando a ser contabilizada como ativo intangível. Desconsiderando esse efeito,

as despesas operacionais teriam apresentado redução de 5,1%, explicada pela menor despesa com pessoal, materiais e seguros, resultante da centralização de áreas administrativas/corporativas na holding após a fusão com a PGN, objetivando capturar sinergias da integração.

Adicionalmente, a intensificação da campanha exploratória nos blocos da 9ª e 13ª Rodadas de Licitações da ANP resultou no aumento das **despesas com exploração**<sup>2</sup>, que no 1T18 alcançaram R\$ 20,2 milhões. No trimestre, foram adquiridos 1.169 km em linhas sísmicas.

O **EBITDA ajustado** do 1T18 atingiu R\$ 72,4 milhões, com crescimento de 12,9% em relação ao 1T17. Apesar do crescimento das despesas com exploração, o EBITDA do trimestre foi impulsionado pelo reajuste dos valores de arrendamento fixo pagos pelas usinas do Complexo Parnaíba à PGN, e pela maior produção de gás.

---

<sup>2</sup> Todos os gastos de exploração são despesas quando incorridos, exceto os gastos aplicados a poços exploratórios que resultam em descoberta de reservas provadas. Os gastos de perfuração de poços exploratórios são inicialmente ativados como "obras em andamento", até que se conheça o resultado do poço, momento no qual os gastos tornam-se despesas ou são permanentemente ativados. Para cálculo do EBITDA ajustado, são eliminados os efeitos não-recorrentes e as despesas com poços secos. A regra contábil determina que os gastos de perfuração de poços exploratórios sejam inicialmente ativados como "obras em andamento", até que se conheça o resultado do poço, momento no qual os gastos são permanentemente ativados ou, no caso de poços secos, são integralmente depreciados. Dessa forma, despesas com poços secos são eliminadas no cálculo do EBITDA.



### 3.1.1.2. Geração Térmica a Carvão

Esse segmento é composto pela controlada Itaqui Geração de Energia S.A e Pecém II Geração de Energia S.A.. Os resultados de Pecém II, cujo controle era compartilhado (50/50) com a Uniper até abril de 2018, são contabilizados via Equivalência Patrimonial e apresentados separadamente.

<b>DRE - Itaqui</b> (R\$ milhões)	<b>1T18</b>	<b>1T17</b>	<b>%</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>119,1</b>	<b>111,0</b>	<b>7,2%</b>
<b>Receita Fixa</b>	<b>101,1</b>	<b>100,1</b>	<b>1,0%</b>
<b>Receita Variável</b>	<b>18,0</b>	<b>10,9</b>	<b>64,6%</b>
CCEAR <sup>1</sup>	9,7	3,1	210,0%
Mercado de curto prazo	8,3	7,8	6,5%
Lastro (FID)	8,6	7,9	7,9%
Hedge ADOMP	-	-	-
Outros	(0,3)	(0,1)	92,0%
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(11,9)</b>	<b>(10,8)</b>	<b>10,9%</b>
Indisponibilidade (ADOMP) <sup>2</sup>	0,1	0,5	-72,1%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>107,1</b>	<b>100,2</b>	<b>6,9%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(74,0)</b>	<b>(67,4)</b>	<b>9,8%</b>
<b>Custo Fixo</b>	<b>(29,3)</b>	<b>(28,3)</b>	<b>3,7%</b>
Transmissão e encargos regulatórios	(5,2)	(5,0)	5,1%
O&M	(24,1)	(23,3)	3,4%
<b>Custo Variável</b>	<b>(19,4)</b>	<b>(14,0)</b>	<b>38,7%</b>
Combustível	(10,7)	(3,4)	212,8%
Outros	(1,2)	(3,4)	-64,9%
Lastro (FID)	(7,5)	(7,1)	4,8%
Hedge ADOMP	-	-	-
<b>Depreciação e Amortização</b>	<b>(25,3)</b>	<b>(25,1)</b>	<b>0,6%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(4,2)</b>	<b>(3,4)</b>	<b>22,5%</b>
SG&A	(4,1)	(3,4)	21,8%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	N/A
<b>EBITDA</b>	<b>54,2</b>	<b>54,6</b>	<b>-0,7%</b>
Ajustes não-recorrentes - PCLD:			
PCLD	-	-	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>54,2</b>	<b>54,6</b>	<b>-0,7%</b>
<b>% Margem EBITDA ajustado</b>	<b>51%</b>	<b>54%</b>	

<sup>1</sup> CCEAR = Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado

<sup>2</sup> IFRS15 - o valor da Indisponibilidade - ADOMP passou compor a linha de deduções a partir do 1T18 por se enquadrar como redutor de receita.

A **receita operacional líquida** de Itaquí no 1T18 apresentou crescimento de 6,9% quando comparada ao mesmo período do ano anterior, totalizando R\$ 107,1 milhões, composta por:

- Receita bruta fixa de acordo com o CCEAR no montante de R\$ 101,1 milhões, com aumento de 1,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido, principalmente, ao reajuste contratual anual pelo IPCA, ocorrido em novembro de 2017.
- Receita bruta variável contratual (CVU, como definido no CCEAR) de R\$ 9,7 milhões (vs R\$ 3,1 milhões no 1T17), resultado do maior despacho da usina e disponibilidade da usina (geração líquida de 52 GWh vs 21 GWh no 1T17), houve da elevação do preço médio do carvão no mercado internacional (CIF ARA API#2), indexador contratual do CVU;
- Receita bruta referente à recomposição do lastro – FID, no montante de R\$ 8,6 milhões (vs R\$ 7,9 milhões no 1T17);
- Impostos e encargos sobre a receita bruta, no valor de R\$ 11,9 milhões. A partir do 1T18, os custos relacionados a penalidades por indisponibilidade (ADOMP) passaram a ser contabilizados como deduções à receita bruta. Os números do 1T17 foram ajustados de acordo para fins de comparação;

Os **custos operacionais**, excluindo depreciação e amortização, apresentaram aumento de 15,2%, totalizando R\$ 48,7 milhões, impactados principalmente por:

Custo variável:

- (i) Aumento de R\$ 7,3 milhões nos custos de carvão (que no 1T18 totalizaram R\$ 10,7 milhões vs R\$ 3,4 milhões no 1T17), decorrente do maior despacho e disponibilidade no 1T18 vs 1T17 e da elevação do preço do carvão no mercado internacional;
- (ii) Redução de R\$ 2,5 milhões nos custos com diesel, químicos e descarte de cinzas;
- (iii) Aumento de R\$ 0,3 milhão nos custos com energia comprada para a recomposição de lastro – FID (baseado na média móvel dos últimos 60 meses, referência agosto de 2017), que no 1T18 totalizaram R\$ 7,5 milhões (vs R\$ 7,1 milhões no 1T17), com contrapartida na receita conforme mencionado acima.

Custo fixo:

- (i) aumento de 3,4% nos custos fixos de Operação & Manutenção, impactados, principalmente, por: (i) aumento de nos custos de pessoal (+R\$ 2,3 milhões) e material (+R\$ 0,7 milhão), parcialmente compensados com a redução dos custos de seguro (R\$1,4 milhão) e outros custos de operação e manutenção (R\$ 0,9 milhão).

As **despesas operacionais (SG&A)**, excluindo depreciação e amortização, no 1T18 totalizaram R\$ 4,1 milhões, com aumento de R\$ 0,7 milhão em relação ao 1T17, devido, principalmente, à maior alocação de custos compartilhados de pessoal.

No 1T18, o **EBITDA ajustado** de Itaquí, de forma a excluir impactos não-recorrentes, alcançou R\$ 54,2 milhões, vs R\$ 54,6 milhões registrados no 1T18. A margem EBITDA foi de 51%,

impactada negativamente pelo maior despacho no trimestre. Embora as iniciativas em curso para o aumento da eficiência operacional da usina tenham se refletido no contínuo aumento da disponibilidade verificada e, no 1T18 vs 1T17, na redução da margem unitária negativa, o maior nível de despacho no trimestre, pressionou negativamente a margem EBITDA.

Cabe ressaltar, que o Governo do Estado do Maranhão editou, em março de 2018, decreto restabelecendo o diferimento ICMS nas operações de importação de carvão mineral por Itaqui, com impacto no custo de combustível de Itaqui. Com o decreto, o Governo do Estado do Maranhão alterou parcialmente o regulamento do ICMS, para que ocorra o diferimento e lançamento do imposto em 50% a partir de 01 de abril de 2018, e em 77,77% a partir de 01 de dezembro de 2018.

#### ▪ **Pecém II (Equivalência Patrimonial)**

A Companhia registrou um resultado negativo de Equivalência Patrimonial no montante de R\$ 2,4 milhões, impactado principalmente pelo prejuízo incorrido por Pecém II no trimestre. Em 31 de março de 2018, a ENEVA detinha uma participação de 50% em Pecém II.

Em 13 de abril de 2018, foi concluída a aquisição da totalidade da participação societária da Uniper em Pecém II, passando a ENEVA a deter 100% das ações de Pecém II. Sendo assim, os resultados de Pecém II passarão a ser consolidados a partir de abril de 2018.

A **receita operacional líquida** de Pecém II no trimestre apresentou crescimento de 13,4% em relação ao 1T17, totalizando R\$ 178,3 milhões, composta por:

<b>DRE - Pecém II</b> (R\$ milhões)	<b>1T18</b>	<b>1T17</b>	<b>%</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>199,8</b>	<b>175,8</b>	<b>13,6%</b>
<b>Receita Fixa</b>	<b>92,4</b>	<b>90,2</b>	<b>2,4%</b>
<b>Receita Variável</b>	<b>107,3</b>	<b>85,6</b>	<b>25,4%</b>
CCEAR <sup>1</sup>	98,1	75,6	29,7%
Mercado de curto prazo	9,3	10,0	-6,8%
Lastro (FID)	5,7	-	N/A
Hedge ADOMP	1,4	-	N/A
Outros	2,2	10,0	-77,9%
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(21,4)</b>	<b>(18,6)</b>	<b>15,2%</b>
Indisponibilidade (ADOMP) <sup>2</sup>	-	2,9	N/A
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>178,3</b>	<b>157,2</b>	<b>13,4%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(143,6)</b>	<b>(114,0)</b>	<b>25,9%</b>
<b>Custo Fixo</b>	<b>(26,9)</b>	<b>(24,4)</b>	<b>10,4%</b>
Transmissão e encargos regulatórios	(7,0)	(6,6)	5,6%
O&M	(19,9)	(17,7)	12,2%
<b>Custo Variável</b>	<b>(95,6)</b>	<b>(72,7)</b>	<b>31,6%</b>
Combustível	(83,4)	(66,6)	25,2%
Outros	(6,0)	(6,0)	-0,9%
Lastro (FID)	(5,2)	-	N/A
Hedge ADOMP	(1,1)	-	N/A
<b>Depreciação e Amortização</b>	<b>(21,0)</b>	<b>(20,1)</b>	<b>4,8%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(3,1)</b>	<b>(3,6)</b>	<b>-12,9%</b>
SG&A	(2,9)	(3,5)	-15,1%
Depreciação e Amortização	(0,2)	(0,1)	71,4%
<b>EBITDA</b>	<b>52,8</b>	<b>59,8</b>	<b>-11,6%</b>
Ajustes não-recorrentes			
PCLD	-	-	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>52,8</b>	<b>59,8</b>	<b>-11,6%</b>
<b>% Margem EBITDA ajustado</b>	<b>30%</b>	<b>38%</b>	

<sup>1</sup> CCEAR = Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado

<sup>2</sup> IFRS15 - o valor da Indisponibilidade - ADOMP passou a compor a linha de deduções a partir do 1T18 por se enquadrar como redutor de receita.

- Receita bruta fixa de R\$ 92,4 milhões, com aumento de 2,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido, principalmente, ao reajuste contratual anual pelo IPCA, ocorrido em novembro de 2017;
- Receita bruta variável contratual (CVU, como definido no CCEAR) de R\$ 98,1 milhões, com aumento de 29,7% (1T17: R\$ 75,6 milhões). A elevação da receita variável contratual pode ser explicada pelo aumento do CVU médio e pelo maior volume de energia gerada no 1T18, se comparado ao 1T17. Adicionalmente, contribuiu para o aumento da receita variável a menor parcela relativa de energia gerada por inflexibilidade operacional, fora da ordem de mérito;
- Receita bruta referente à recomposição do lastro – FID, no montante de R\$ 5,7 milhões;

- Receita bruta referente a operações de hedge de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), no valor de R\$ 1,4 milhão;
- Impostos e encargos sobre a receita bruta, no valor de R\$ 21,4 milhões. A partir do 1T18, os custos relacionados a penalidades por indisponibilidade (ADOMP) passaram a ser contabilizados como deduções à receita bruta. Os números do 1T17 foram ajustados de acordo para fins de comparação;

Os **custos operacionais**, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 122,5 milhões, um aumento de 26,3% em relação ao 1T18; atribuído principalmente a:

Custo variável:

- (i) Aumento de 25,2% dos custos de carvão, que no trimestre totalizaram R\$ 83,4 milhões. A significativa variação dos custos explica-se, principalmente, pela defasagem do custo médio de estoque no 1T17 em relação aos preços de carvão então vigentes no mercado internacional;
- (ii) Aumento de R\$ 5,2 milhões nos custos com energia comprada para a recomposição de lastro – FID (baseado na média móvel dos últimos 60 meses, referência agosto de 2017), tendo esse custo sido nulo no 1T17.
- (iii) Custos referentes a operações de hedge de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), no valor de R\$ 1,1 milhões;

Custo fixo: (i) Aumento de R\$ 2,5 milhões nos custos fixos, impactados, principalmente, pelos custos com transporte do carvão (o *take-or-pay* da esteira é contabilizado como custo fixo quando não há carregamento de carvão).

As **despesas operacionais (SG&A)** no 1T18 totalizaram R\$ 2,9 milhões, com redução de R\$ 0,5 milhão em relação ao valor reportado no 1T17.

No 1T18, o **EBITDA ajustado** de Pecém II alcançou R\$ 52,8 milhões, apresentando uma redução de 11,6% em comparação a 1T17, reflexo do aumento dos custos fixos com transporte de carvão e da redução da margem variável, dada a defasagem do custo médio de estoque no 1T17.

## Comercialização

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

<b>DRE - Comercializadora</b> (R\$ milhões)	<b>1T18</b>	<b>1T17</b>	<b>%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>93,0</b>	<b>44,3</b>	<b>110,0%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(96,9)</b>	<b>(43,2)</b>	<b>N/A</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(96,8)	(43,1)	N/A
Outros	(0,2)	(0,1)	N/A
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(0,5)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>-10,5%</b>
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	N/A
<b>EBITDA</b>	<b>(4,5)</b>	<b>0,5</b>	<b>N/A</b>
Ajustes não-recorrentes:			
PCLD	-	-	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>(4,5)</b>	<b>0,5</b>	<b>N/A</b>
<b>% Margem de EBITDA ajustado</b>	<b>-5%</b>	<b>1%</b>	

A **receita operacional líquida** do segmento de comercialização no 1T18 alcançou R\$ 93,0 milhões, 110% superior à receita registrada no 1T17 (R\$ 44,3 milhões), face ao significativo aumento no volume de energia comercializada, que atingiu 1.258.290 MWh (vs 643.397MWh no 1T17) e do PLD médio, que foi de R\$ R\$196,27/MWh (vs R\$ R\$156,25/MWh no 1T17).

Os **custos operacionais** seguiram a mesma tendência de elevação da receita, alcançando R\$ 96,9 milhões, dado o maior volume de energia transacionada.

O **EBITDA Ajustado** foi de R\$ 4,5 milhões negativo, contra R\$ 0,5 milhões positivos no 1T17. O EBITDA da comercializadora foi impactado por perdas incorridas em contratos antigos, firmados em 2011 e 2012, com preços defasados em relação ao mercado vigente.

### 3.1.1.3. 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.

<b>DRE - Controladora e Outros</b> (R\$ milhões)	<b>1T18</b>	<b>1T17</b>	<b>%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>0,03</b>	<b>0,04</b>	<b>-40,4%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>-</b>	<b>(0,03)</b>	<b>N/A</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(19,0)</b>	<b>(34,7)</b>	<b>-45,1%</b>
SG&A	(18,2)	(34,4)	-47,2%
Depreciação e Amortização	(0,9)	(0,3)	176,1%
<b>EBITDA</b>	<b>(18,1)</b>	<b>(34,4)</b>	<b>-47,3%</b>
<b>Ajustes não-recorrentes:</b>	<b>4,3</b>	<b>13,5</b>	<b>-68,1%</b>
Custos trabalhistas	0,9	3,0	-71,6%
Bônus	(0,9)	-	N/A
Custos da oferta	0,3	-	N/A
<i>Stock Options</i>	1,4	10,5	-86,9%
Custos de assessoria na aquisição de Pecém II	2,7	-	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>(13,8)</b>	<b>(20,9)</b>	<b>-33,8%</b>
<b>% Margem de EBITDA ajustado</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Os **custos e despesas operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 18,2 milhões, uma redução de 47,2% em relação ao valor reportado no 1T17. Os custos e despesas no 1T17 foram impactados por itens não-recorrentes, incluindo, despesas com *stock options* (R\$ 10,5 milhões) e custos relacionados a rescisões contratuais (R\$ 3,0 milhões). Outro fator relevante para a diminuição dos custos de pessoal foi a redução do quadro de cargos executivos, que mais do que compensou o efeito da migração de colaboradores de áreas administrativas da PGN para a holding após a fusão.

### 3.2. Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro (R\$MM)	1T18	1T17	%
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>34,2</b>	<b>41,6</b>	<b>-17,7%</b>
Variações Monetárias	7,2	9,2	-21,9%
Rendas	17,3	20,8	-16,7%
Rendas de partes relacionadas	5,2	8,3	-37,0%
Outros	4,6	3,4	34,6%
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(130,2)</b>	<b>(197,3)</b>	<b>-34,0%</b>
Variações monetárias	(6,5)	(9,7)	-33,2%
Encargos de dívidas	(86,4)	(128,6)	-32,8%
Juros Debentures	(13,8)	(29,4)	-53,0%
Comissões e Fianças Bancárias	(13,1)	(17,4)	-24,9%
Outros	(6,8)	(3,9)	74,1%
Juros sobre Provisão de Abandono	(1,2)	(1,3)	-5,5%
Varição Cambial	(2,3)	(6,9)	-66,8%
Despesas Partes Relacionadas	(0,1)	(0,2)	-33,1%
<b>Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(96,0)</b>	<b>(155,7)</b>	<b>-38,4%</b>

No 1T18, a ENEVA registrou um resultado financeiro líquido negativo no valor de R\$96,0 milhões, contra um resultado também negativo de R\$155,7 milhões no mesmo período do ano passado.

O resultado foi impactado não apenas pela queda dos índices que corrigem os contratos de financiamento e debêntures da Companhia, reduzindo o custo médio da dívida de 13,0% no 1T17 para 10,7% no 1T18, como também pela redução do endividamento resultante da liquidação antecipada de dívidas em Parnaíba II e Itaquí, em novembro de 2017 e fevereiro de 2018, respectivamente. A redução dos juros de debêntures deveu-se também ao pagamento integral da 5ª emissão de debêntures da PGN, no valor de R\$ 50 milhões, e pagamento de principal da 2ª emissão, no valor de R\$ 165,4 milhões.

O CDI médio, principal indexador da dívida consolidada da Companhia, reduziu de 12,7% a.a. no 1T17 para 6,7% a.a. no 1T18. A TJLP foi reduzida de 7,5% a.a. no 1T17 para 6,75% a.a. no 1T18. Já a inflação medida pelo IPCA, que no 1T17 foi de 0,96%, apresentou redução para 0,70% no 1T18.

## 4. Investimentos

Os investimentos consolidados no 1T18 totalizaram R\$ 57,8 milhões, comparados aos R\$ 48,1 milhões verificados no mesmo período de 2017. Do total dos investimentos no 1T18, destacam-se (i) programas de eficiência destinados a aumentar a disponibilidade operacional (revitalização da torre de resfriamento, do sistema de esteira transportadora, *retrofit* do moinho de carvão e limpeza dos condensadores) e *overhaul* de Itaquí; (ii) manutenção planejada de Parnaíba I



(HGP); (iii) conclusão da fase de operação assistida do campo de Gavião Caboclo; (iv) aquisição de equipamentos para manutenções planejadas na UTG e na EPGVB; e (v) saldo remanescente da perfuração dos poços de Araguaína.

Dos R\$ 57,8 milhões investidos no 1T18, aproximadamente 38% foram destinados a atividades de E&P, sendo R\$ 9,0 milhões em exploração e R\$ 12,9 milhões em desenvolvimento.

Capex (R\$MM)	1T18
Geração: carvão (Itaqui)	7,0
Geração: gás	28,7
Upstream	21,9
Outros	0,2
<b>Total</b>	<b>57,8</b>

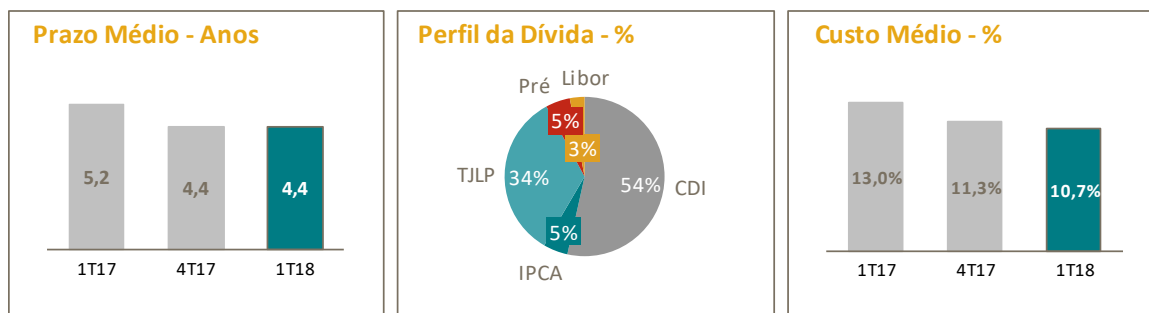
O investimento realizado por Pecém II (100%), no 1T18, foi de R\$ 9,0 milhões.

## 5. Endividamento

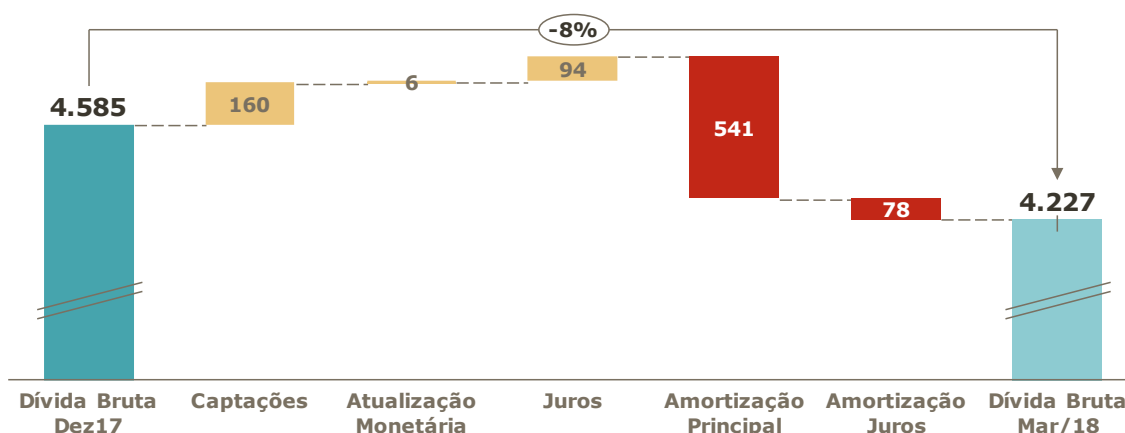
Em 31 de março de 2018, a dívida bruta consolidada totalizava R\$ 4,2 bilhões, com redução de aproximadamente 7,8% em relação ao final de 2017. Desse total, 3% está denominado em moeda estrangeira. O custo nominal médio ponderado da dívida era de 10,7% a.a. e prazo médio de vencimento de 4,4 anos.

A dívida bruta consolidada não inclui a dívida de Pecém II, que no final do 1T18 totalizava R\$ 775,4 milhões.

### Perfil da Dívida Bruta Consolidada



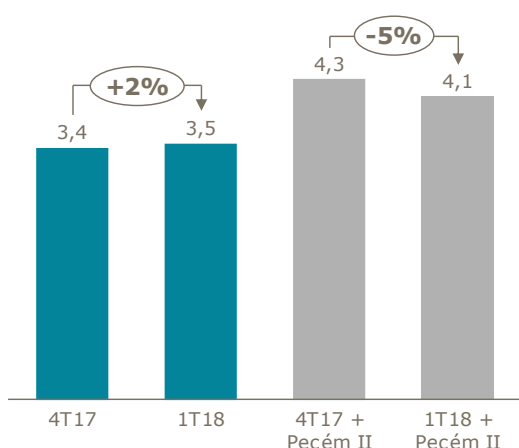
### Evolução da Dívida Bruta (R\$ milhões)



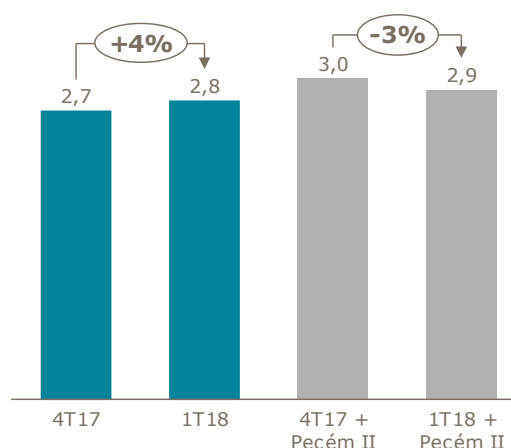
A posição de caixa consolidada da Companhia ao final do trimestre era de R\$ 744,3 milhões (incluindo R\$ 140,4 milhões em depósitos vinculados). A dívida líquida consolidada ao final do 1T18 totalizava R\$ 3,5 bilhões, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA ajustado dos últimos 12 meses de 2,8x.

Assumindo a consolidação de Pecém II, a dívida líquida da Companhia ao final do 1T18 totalizaria R\$ 4,1 bilhões e a relação dívida líquida/EBITDA ajustado dos últimos 12 meses, ao final do 1T18, seria de 2,9x.

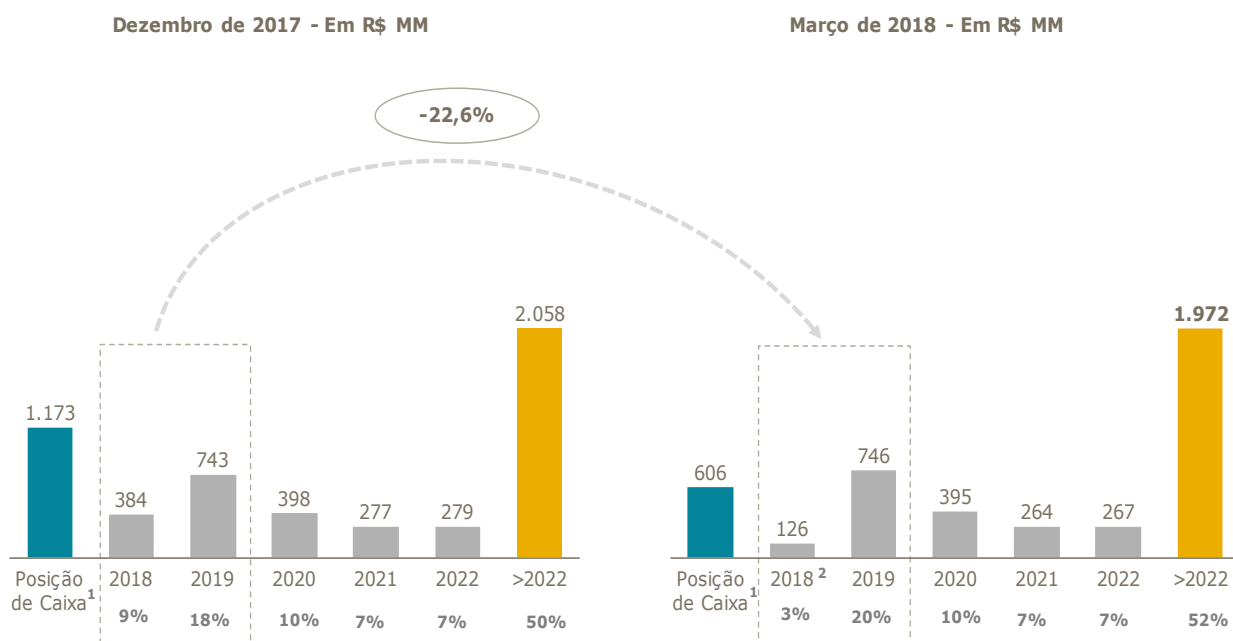
### Dívida Líquida Consolidada (R\$ bilhões)



### Dívida Líquida/EBITDA ajustado últimos 12 meses (x)



**Cronograma de Vencimento da Dívida Consolidada - Principal**  
(R\$ milhões)



Nota 1: Posição consolidada de caixa inclui disponibilidades + títulos e valores mobiliários + depósitos vinculados a financiamentos.

Nota 2: Em fevereiro de 2018 foram amortizados R\$ 215,4 milhões, pela Parnaíba Gás Natural, conforme previsto no âmbito das 2ª Emissão de debêntures e 5ª Emissão de debêntures.

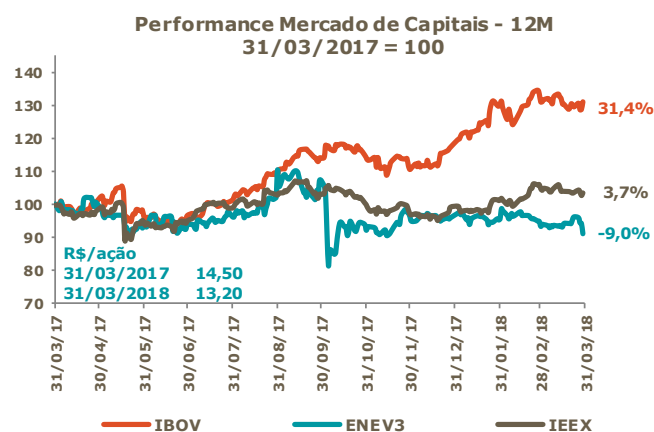
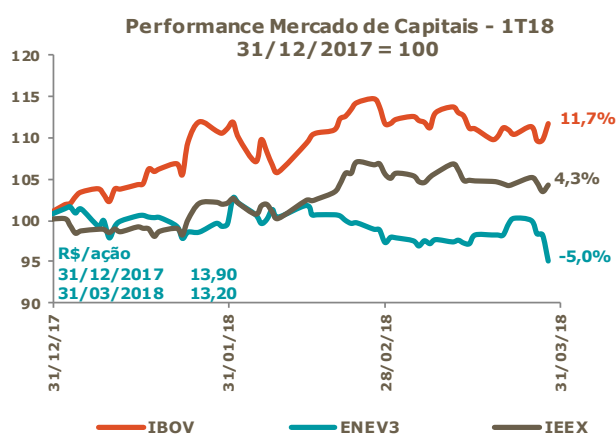
## 6. Mercado de Capitais

O Capital Social da ENEVA em 31 de março de 2018 era composto por 314.990.499 ações ordinárias, das quais 100,0% estavam em circulação. O preço da ação da ENEVA no final do primeiro trimestre de 2018 era de R\$13,20, apresentando uma desvalorização de 5,0% na comparação com 31 de dezembro de 2017. Em igual intervalo, o Índice Bovespa (Ibovespa) apresentou valorização de 11,7%, e o Índice de Energia Elétrica (IEE) se valorizou 4,3%. Nos últimos 12 meses, as ações da ENEVA desvalorizaram-se em 9,0%, enquanto o Ibovespa subiu 31,4% e o IEE 3,7%.

O valor de mercado da Companhia no final do 1T18 era de R\$ 4.157,9 milhões. O volume financeiro médio negociado no 1T18 foi de R\$ 5,2 milhões.

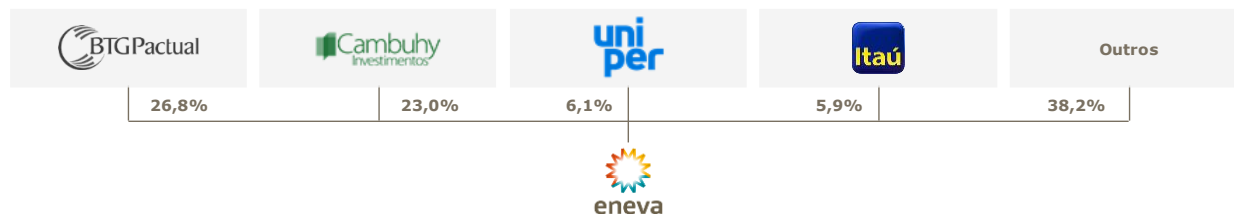
BM&F BOVESPA (mercado à vista) - ENEV3				
	1T18	4T17	1T17	12 meses
Volume (MM)*	0,382	0,550	0,021	0,234
Volume financeiro (R\$MM)*	\$ 5,2	\$ 7,3	\$ 0,3	\$ 3,2
Cotação por ação (fechamento)	\$ 13,20	\$ 13,90	\$ 14,50	\$ 13,20
Valorização da ENEV3	-5,0%	-10,6%	21,8%	-9,0%
Valorização do IEE	4,3%	-3,8%	10,7%	3,7%
Valorização do Ibovespa	11,7%	2,8%	7,9%	31,4%
Nº de ações 31/03/2018	314.990.499			
Valor de mercado (R\$MM)	4.157,87			

\*Média Diária

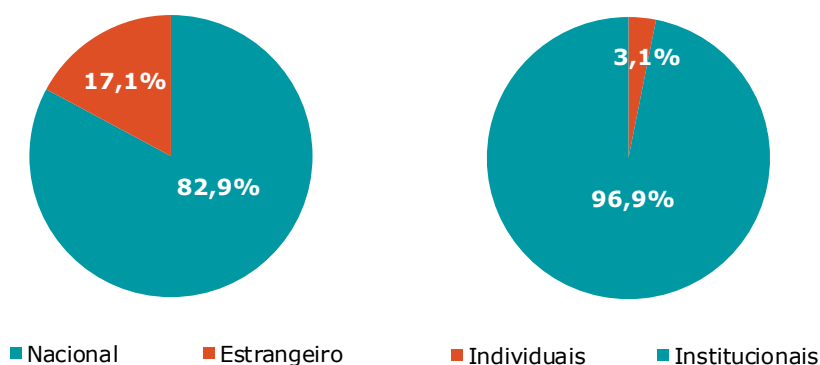


## Composição Acionária

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 em 31 de março de 2018, é apresentada abaixo:



## Perfil de Ações em Circulação 31 de março de 2018



**Conferência de Resultados do 1T18**  
**Sexta-Feira, 11 de maio de 2018**  
**12h30 (Horário de Brasília) / 11h30 (EUA ET)**

**Números de acesso no Brasil**

**+55 11 2188-0155**

**Número de acesso no EUA**

**+1 646 843-6054**

**Senha: ENEVA**

**Contatos da ENEVA**

Relações com Investidores:

+55 21 3721-3030

ri.eneva.com.br

## 7. ANEXOS

As demonstrações financeiras das SPEs estão disponíveis no site de Relações com Investidores da Companhia (para acessar as demonstrações financeiras [Clique aqui](#)).

DRE - 1T18 (R\$MM)	Complexo Parnaíba				Geração: Carvão	Comercialização	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total					
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>412,9</b>	<b>145,1</b>	<b>(144,4)</b>	<b>413,6</b>	<b>119,1</b>	<b>102,7</b>	<b>0,0</b>	<b>(74,1)</b>	<b>561,3</b>
<b>Deduções da Receita Bruta<sup>1</sup></b>	<b>(43,0)</b>	<b>(19,3)</b>	<b>25,6</b>	<b>(36,7)</b>	<b>(11,9)</b>	<b>(9,7)</b>	<b>(0,0)</b>	<b>6,8</b>	<b>(51,5)</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>370,0</b>	<b>125,8</b>	<b>(118,8)</b>	<b>376,9</b>	<b>107,1</b>	<b>93,0</b>	<b>0,0</b>	<b>(67,2)</b>	<b>509,9</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(249,5)</b>	<b>(53,8)</b>	<b>118,8</b>	<b>(184,4)</b>	<b>(74,0)</b>	<b>(96,9)</b>	<b>-</b>	<b>67,2</b>	<b>(288,1)</b>
Depreciação e amortização	(28,8)	(28,1)	-	(56,9)	(25,3)	-	-	-	(82,2)
PCLD + Poços secos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(7,2)</b>	<b>(29,2)</b>	<b>-</b>	<b>(36,4)</b>	<b>(4,2)</b>	<b>(0,5)</b>	<b>(19,0)</b>	<b>(6,8)</b>	<b>(66,9)</b>
Depreciação e amortização	(0,5)	(4,1)	-	(4,7)	(0,0)	(0,0)	(0,9)	(6,8)	(12,4)
<b>EBITDA (s/PCLD e Poços Secos)</b>	<b>142,6</b>	<b>75,1</b>	<b>0,0</b>	<b>217,7</b>	<b>54,2</b>	<b>(4,5)</b>	<b>(18,1)</b>	<b>(0,0)</b>	<b>249,4</b>
Ajustes não-recorrentes	-	(2,7)	-	(2,7)	-	-	4,3	-	1,6
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>142,6</b>	<b>72,4</b>	<b>0,0</b>	<b>215,0</b>	<b>54,2</b>	<b>(4,5)</b>	<b>(13,8)</b>	<b>(0,0)</b>	<b>251,0</b>
Outras receitas/despesas	(0,8)	(0,3)	-	(1,2)	0,3	0,0	(1,5)	4,8	2,5
Resultado Financeiro Líquido	(43,2)	(23,3)	(0,0)	(66,5)	(25,8)	(0,7)	(3,0)	-	(96,0)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	50,3	(52,8)	(2,4)
<b>EBT</b>	<b>69,3</b>	<b>19,2</b>	<b>(0,0)</b>	<b>88,5</b>	<b>3,4</b>	<b>(5,1)</b>	<b>26,8</b>	<b>(54,7)</b>	<b>59,0</b>
Impostos Correntes e Diferidos	(17,1)	(5,5)	-	(22,6)	-	-	(0,0)	-	(22,6)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	0,3	0,3
<b>Resultado Líquido</b>	<b>52,2</b>	<b>13,8</b>	<b>(0,0)</b>	<b>65,9</b>	<b>3,4</b>	<b>(5,1)</b>	<b>26,8</b>	<b>(54,3)</b>	<b>36,7</b>

<sup>1</sup> IFRS15 - o valor da Indisponibilidade - ADOMP passou a compor a linha de deduções a partir do 1T18 por se enquadrar como redutor de receita.

DRE - 1T17 (R\$MM)	Complexo Parnaíba				Geração: Carvão	Comercialização	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total					
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>366,7</b>	<b>109,2</b>	<b>(109,1)</b>	<b>366,8</b>	<b>111,0</b>	<b>49,8</b>	<b>0,0</b>	<b>(36,5)</b>	<b>491,2</b>
<b>Deduções da Receita Bruta</b>	<b>(38,0)</b>	<b>(12,4)</b>	<b>18,0</b>	<b>(32,3)</b>	<b>(10,8)</b>	<b>(5,5)</b>	<b>(0,0)</b>	<b>3,4</b>	<b>(45,2)</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>328,7</b>	<b>96,8</b>	<b>(91,0)</b>	<b>334,5</b>	<b>100,2</b>	<b>44,3</b>	<b>0,0</b>	<b>(33,1)</b>	<b>445,9</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(192,5)</b>	<b>(40,8)</b>	<b>91,0</b>	<b>(142,3)</b>	<b>(67,4)</b>	<b>(43,2)</b>	<b>(0,0)</b>	<b>33,1</b>	<b>(219,7)</b>
Depreciação e amortização	(28,7)	(19,6)	-	(48,2)	(25,1)	-	-	-	(73,3)
PCLD + Poços secos	-	(0,2)	-	(0,2)	-	-	-	-	(0,2)
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(7,1)</b>	<b>(13,8)</b>	<b>-</b>	<b>(21,0)</b>	<b>(3,4)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>(34,7)</b>	<b>(9,2)</b>	<b>(68,9)</b>
Depreciação e amortização	(0,5)	(2,1)	-	(2,6)	(0,0)	(0,0)	(0,3)	(9,2)	(12,2)
<b>EBITDA (s/PCLD e Poços Secos)</b>	<b>158,2</b>	<b>64,1</b>	<b>(0,0)</b>	<b>222,3</b>	<b>54,6</b>	<b>0,5</b>	<b>(34,4)</b>	<b>(0,0)</b>	<b>243,1</b>
Ajustes não-recorrentes	-	-	-	-	-	-	13,5	-	13,5
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>158,2</b>	<b>64,1</b>	<b>(0,0)</b>	<b>222,3</b>	<b>54,6</b>	<b>0,5</b>	<b>(20,9)</b>	<b>(0,0)</b>	<b>256,5</b>
Outras receitas/despesas	0,0	(0,0)	-	0,0	0,1	(0,0)	(3,6)	4,1	0,6
Resultado Financeiro Líquido	(70,3)	(44,6)	-	(115,0)	(37,9)	1,0	(3,8)	(0,0)	(155,7)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	30,2	(30,4)	(0,1)
<b>EBT</b>	<b>58,7</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(0,0)</b>	<b>56,3</b>	<b>(8,3)</b>	<b>1,5</b>	<b>(11,8)</b>	<b>(35,5)</b>	<b>2,2</b>
Impostos Correntes e Diferidos	(15,6)	1,8	-	(13,8)	-	(0,2)	(0,0)	-	(14,0)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	0,5	-	0,5
<b>Resultado Líquido</b>	<b>43,1</b>	<b>(0,6)</b>	<b>(0,0)</b>	<b>42,5</b>	<b>(8,3)</b>	<b>1,3</b>	<b>(11,3)</b>	<b>(35,5)</b>	<b>(11,4)</b>