

ENEVA Divulga Resultados do Segundo Trimestre de 2018

EBITDA ajustado cresce 20% e atinge R\$ 307 milhões, refletindo significativa melhoria operacional na geração a carvão

Rio de Janeiro, 08 de agosto de 2018 - ENEVA S.A. (BM&FBOVESPA: ENEV3, GDR I: ENEVY) divulga hoje os resultados para o segundo trimestre findo em 30 de junho de 2018 (2T18). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.¹

Destaques do 2T18

- Geração líquida total de 1.296 GWh, com aumento de 31% na geração a gás e redução de 19% na geração a carvão;
- Volume de vendas de gás cresce 42% no 2T18, com despacho da UTG de 26%;
- EBITDA ajustado de R\$ 307 milhões, impulsionado por melhorias operacionais na geração a carvão e maior volume de gás produzido;
- Estratégia de hedge ADOMP gera ganho de R\$ 10 milhões, contribuindo para a redução do impacto das penalidades;
- Lucro Líquido ajustado de R\$20 milhões. Itaqui reporta lucro líquido pelo segundo semestre consecutivo desde o início da operação comercial;
- Fluxo de Caixa Operacional de R\$ 237 milhões, com redução de 18% face à maior necessidade de capital de giro com a aceleração do despacho das usinas de geração em junho;
- Investimentos totalizam R\$ 54 milhões, com destaque para manutenção periódica e iniciativas para melhoria operacional de Itaqui;
- Posição de caixa consolidada de R\$ 882 milhões, com alavancagem estável (dívida líquida/EBITDA ajustado últimos 12 meses de 2,9x);
- Demonstrações financeiras passam a consolidar resultados de Pecém II. Aquisição da participação da Uniper em Pecém II tem impacto não-caixa positivo de R\$ 127 milhões sobre o lucro líquido.

Principais Indicadores (R\$ MM)	2T18	2T17	%	1S18	1S17	%
Receita Operacional Líquida	756,6	638,6	18,5%	1.438,4	1.241,2	15,9%
EBITDA Ajustado (trimestre)	307,5	255,8	20,2%	611,2	572,1	6,8%
EBITDA Ajustado (últ. 12 meses)	1.523,9	1.376,5	10,7%	1.523,9	1.376,5	10,7%
Margem EBITDA ajustado	43%	40%		44%	46%	
Resultado Líquido ajustado	20,3	(38,3)	N/A	56,9	(37,0)	N/A
Investimentos	54,0	86,0	-37,2%	120,7	136,8	-11,8%
Fluxo de Caixa Operacional	236,6	286,7	-17,5%	624,7	605,1	3,2%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões)	4,4	5,3	-17,2%	4,4	5,3	-17,2%
Dívida Líquida/EBITDA ajust ult. 12m	2,9	3,8	-25,2%	2,9	3,8	-25,2%

¹Obs: Números históricos apresentados pro-forma, considerando consolidação de Pecém II

Sumário

1.	Eventos do 2T18 e subsequentes	3
2.	Desempenho Operacional	4
2.1.	Complexo Parnaíba	5
3.	Desempenho Econômico e Financeiro	7
3.1.1.	Desempenho Econômico-Financeiro.....	7
3.1.2.	Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento	11
3.1.2.1.	Complexo Parnaíba	11
3.1.2.2.	Geração Térmica a Carvão	16
3.1.2.3.	 Holding & Outros	20
4.	Investimentos.....	22
5.	Endividamento	23
6.	Mercado de Capitais	26
7.	ANEXOS	29

1. Eventos do 2T18 e subsequentes

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 conseqüente 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.

Alterações na Composição da Diretoria

Em 08 de agosto, a Sra. Laira Sanui apresentou pedido de renúncia ao cargo de Diretora Corporativa da Companhia. Nesta mesma data, o Conselho de Administração da Companhia elegeu o Sr. Luis Vasconcelos ao cargo de Diretor Corporativo da Companhia, complementando o prazo restante do mandato unificado de 3 anos da Diretoria.

Luis Vasconcelos ingressou na ENEVA, em maio de 2017, como Gerente de Gente & Gestão, sendo responsável pelos processos de Recursos Humanos, Gestão de Performance, Comunicação Interna e Gestão de Mudanças.

2. Desempenho Operacional

Dados operacionais	2T18	1T18	4T17	3T17	2T17	1T17
Itaqui						
Disponibilidade (%)	84,8%	100,0%	99,3%	98,0%	96,5%	88,3%
Despacho (%)	24,5%	7,5%	99,3%	99,5%	16,0%	4,0%
Geração líquida (GWh)	170	52	683	686	90	21
Geração Bruta (GWh)	193	59	772	775	102	24
Receita Variável Líquida - Total (R\$/MWh) ¹	175,3	164,0	159,4	147,9	115,7	128,5
Receita Variável Líquida CCEAR - CVU ² (R\$/MWh)	175,8	163,4	158,6	144,7	131,8	145,5
Pecém II						
Disponibilidade (%)	99,4%	99,8%	86,3%	53,0%	88,3%	96,0%
Despacho (%)	47,6%	77,5%	96,9%	99,4%	83,0%	84,0%
Geração líquida (GWh)	338	522	608	360	534	512
Geração Bruta (GWh)	381	583	680	402	602	578
Receita Variável Líquida - Total (R\$/MWh) ¹	174,7	171,4	164,9	174,0	136,7	150,1
Receita Variável Líquida CCEAR - CVU ² (R\$/MWh)	164,0	162,7	163,1	150,5	133,4	151,4
Parnaíba I						
Disponibilidade (%)	88,6%	99,1%	94,4%	81,7%	63,2%	97,1%
Despacho (%)	22,2%	28,7%	99,4%	99,2%	17,0%	9,0%
Geração líquida (GWh)	287	392	1344	1154	234	145
Geração Bruta (GWh)	300	407	1393	1196	242	150
Receita Variável Líquida - Total (R\$/MWh) ¹	120,6	99,5	111,0	110,7	108,0	129,5
Receita Variável Líquida CCEAR - CVU ² (R\$/MWh)	112,2	98,3	102,2	105,0	110,7	133,8
Parnaíba II						
Disponibilidade (%)	78,7%	99,7%	92,0%	95,2%	84,8%	94,9%
Despacho (%)	40,7%	36,0%	99,7%	99,9%	35,0%	54,0%
Geração líquida (GWh)	411	378	988	1028	364	503
Geração Bruta (GWh)	436	397	1038	1080	382	528
Receita Variável Líquida - Total (R\$/MWh) ¹	-	72,2	113,2	107,4	24,8	71,1
Receita Variável Líquida CCEAR - CVU ² (R\$/MWh)	69,1	70,1	69,2	67,3	67,3	67,3
Parnaíba III						
Disponibilidade (%)	91,6%	99,5%	93,5%	82,1%	63,0%	100,0%
Despacho (%)	19,7%	0,0%	91,0%	99,5%	0,0%	0,0%
Geração líquida (GWh)	73	1	317	306	2	0
Geração Bruta (GWh)	77	1	327	316	2	0
Receita Variável Líquida - Total (R\$/MWh) ¹	185,4	230,6	188,5	182,5	177,2	0,0
Receita Variável Líquida CCEAR - CVU ² (R\$/MWh)	187,3	190,0	187,3	182,4	182,4	182,4
Parnaíba IV						
Disponibilidade (%)	83,1%	96,6%	96,2%	39,1%	0,0%	0,0%
Despacho (%)	24,5%	28,7%	100%	100%	23,0%	30,0%
Geração líquida (GWh)	17	30	110	39	0	0
Geração Bruta (GWh)	18	31	115	40	0	0
Receita Variável Líquida - Total (R\$/MWh) ¹	-	-	-	-	-	-
Receita Variável Líquida CCEAR - CVU ² (R\$/MWh)	82,1	82,1	82,1	79,9	79,9	79,9
Parnaíba Gás Natural - E&P						
Despacho UTG (%)	26,0%	25,8%	90,1%	81,4%	18,5%	19,6%
Produção (Bi m ³)	0,20	0,20	0,69	0,63	0,14	0,15
Reservas remanescentes (Bi m ³) ³	18,4	18,6	18,8	17,7	18,4	17,6

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

² 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%).

³ Considerando certificação 2P de 31/12/17

2.1. Complexo Parnaíba

Geração Térmica a Gás Natural

No 2T18, a Companhia gerou 788 GWh (geração líquida) no Complexo Parnaíba, com um despacho médio ponderado pela capacidade instalada, de 28,7% (vs geração líquida de 600 GWh e despacho médio de 21,7% no 2T17).

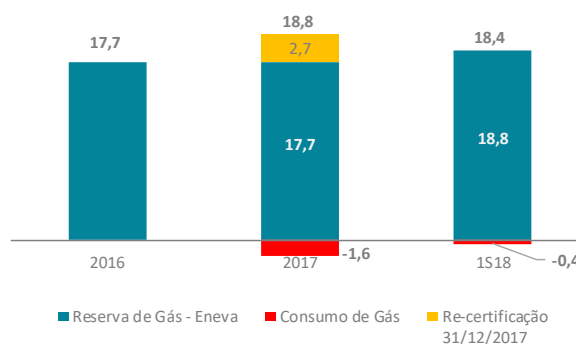
Ao longo do trimestre, foi realizada a manutenção planejada de 2 turbinas de Parnaíba I, da turbina a vapor de Parnaíba II, além do *overhaul* de Parnaíba IV. A manutenção programada teve duração de 17 dias em Parnaíba I e 20 dias em Parnaíba II.

Upstream (E&P)

No 2T18, a Companhia produziu 0,2 bilhão de m³ de gás natural, atendendo ao despacho das termelétricas do Complexo Parnaíba. O despacho médio da UTG no trimestre foi de 26%.

Em 30 de junho de 2018, as reservas remanescentes certificadas 2P nos campos de gás da Bacia do Parnaíba eram de 18,4 bilhões de m³.

Gás Natural – Reservas Remanescentes (Bi/m3)



Exploração e Desenvolvimento

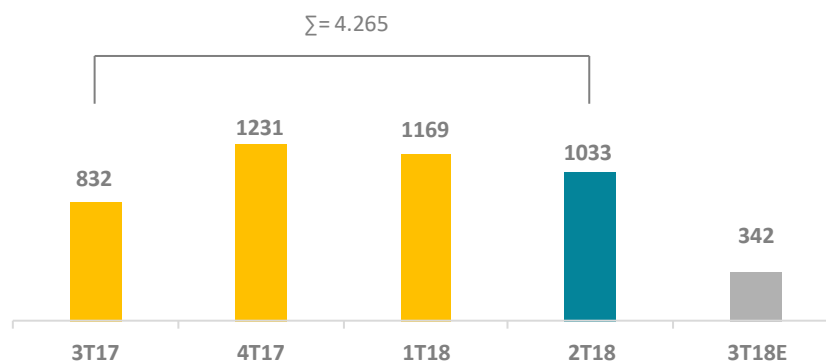
- No 2T18, foram adquiridos 1.033 km de dados sísmicos nas concessões em quatro blocos da 13ª rodada.
- PADs: foi retomada a campanha de perfuração nos PADs da 9ª rodada, que havia sido suspensa no 1T18 devido às fortes chuvas. Foram concluídos 2 poços exploratórios nos PADs.

A Companhia optou por devolver à ANP as áreas dos PADs de Basílios e Axixá e intensificou os trabalhos exploratórios nos PADs de Morada Nova, Fazenda Havana, Fazenda Tianguar, Angical e Araguaína. Por solicitação da Companhia, as datas de encerramento dos PADs foram extendidas pela ANP. As datas revisadas são:

PAD	Bloco	Vencimento do PAD
Fazenda Havana	PN-T-48 e PN-T-49	29/11/2018
Morada Nova	PN-T-48	Aguardando avaliação ANP
Fazenda Tianguar	PN-T-49	04/10/2019
Angical	PN-T-67	Aguardando avaliação ANP
Araguaína	PN-T-102	29/11/2019

- Concluída a perfuração de 1 poço produtor no Campo de Gavião Azul. O Plano de Desenvolvimento do Campo de Azulão foi entregue à ANP e se encontra em análise pela agência.

Aquisição Sísmica – Cronograma Planejado na Bacia do Parnaíba (km)



Geração Térmica a Carvão

No 2T18, Itaqui gerou 170 GWh, com um despacho médio de 24,5% (vs geração líquida de 90 GWh e despacho médio de 16% no 2T17).

A disponibilidade da usina no trimestre foi de 84,8%, abaixo em 7,5 p.p. da disponibilidade requerida em seus Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs). Cabe ressaltar que as taxas contratuais de indisponibilidade forçada e programada (TEIF/IP) de Itaqui foram revisadas em consequência do aumento da garantia física da usina (Ofício ANEEL nº 252/2016 – SRG/ANEEL). A disponibilidade requerida contratualmente para Itaqui passou de 95,05% para 92,34%.

No trimestre, foi concluída a manutenção periódica e foram realizadas diversas iniciativas para a melhoria operacional da usina, dentre as quais: 1ª e 2ª fases do *retrofit* dos moinhos de carvão, substituição e realocação de painéis elétricos, substituição de recheios na torre de resfriamento e instalação do HP6.

Pecém II gerou 338 GWh, com despacho médio de 47,6% e disponibilidade de 99,4% (vs geração líquida de 534 GWh, despacho médio de 83,0% e disponibilidade de 88,3% no 2T17). As taxas contratuais de indisponibilidade forçada e programada (TEIF/IP) de Pecém II também foram revisadas em consequência do aumento da garantia física da usina (Ofício ANEEL nº 252/2016 – SRG/ANEEL). A disponibilidade requerida contratualmente para Pecém II passou de 95,05% para 94,58%.

A Companhia deu continuidade ao programa de revitalização do sistema de transporte de carvão de Pecém II, tendo sido concluída a manutenção de *stackers* e balanças e a substituição das correias TC-05 e TC-07.

3. Desempenho Econômico e Financeiro

3.1.1. Desempenho Econômico-Financeiro

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 a seguir são apresentadas pro-forma.

DRE Consolidado (R\$ milhões)	2T18	2T17	%	1S18	1S17	%
Receita Operacional Líquida	756,6	638,6	18,5%	1.438,4	1.241,2	15,9%
Custos Operacionais	(431,1)	(416,8)	3,4%	(856,6)	(750,0)	14,2%
Depreciação e amortização	(92,0)	(83,4)	10,3%	(195,2)	(176,8)	10,4%
Despesas Operacionais	(83,4)	(83,9)	-0,7%	(153,4)	(156,4)	-1,9%
PCLD + Poços secos ¹	(4,9)	(10,4)	-53,1%	(4,9)	(10,6)	-53,9%
Depreciação e amortização	(13,0)	(13,0)	-0,1%	(25,5)	(25,2)	1,0%
EBITDA (s/PCLD e Poços Secos)	351,9	244,6	43,8%	654,0	547,4	19,5%
Outras receitas/despesas	190,5	(0,2)	-85719,5%	194,7	0,5	41415,6%
Resultado Financeiro Líquido	(128,4)	(170,6)	-24,7%	(261,1)	(367,5)	-29,0%
Equivalência Patrimonial	(4,1)	(0,8)	411,4%	(4,7)	(0,1)	3185,0%
EBT	300,1	(33,7)	N/A	357,4	(32,3)	N/A
Impostos Correntes e Diferidos	(94,5)	(16,4)	477,6%	(117,1)	(30,4)	285,4%
Participações Minoritárias	0,5	0,5	-15,2%	0,8	1,0	-19,3%
Resultado Líquido	206,1	(49,5)	N/A	241,1	(61,7)	N/A

¹Reclassificação dos custos de Provisão de Crédito de Liquidação Duvidosa (PCLD) + Poços Secos para despesas operacionais a partir do 1T18

EBITDA ajustado (R\$ milhões)	2T18	2T17	%	1S18	1S17	%
EBITDA (s/PCLD e Poços Secos)	351,9	244,6	43,8%	654,0	547,4	19,5%
Ajustes não-recorrentes	(44,4)	11,2	N/A	(42,8)	24,7	N/A
Custos trabalhistas	1,9	4,6	-57,8%	2,8	7,6	-63,3%
Bônus	-	-	N/A	(0,9)	-	N/A
Custos da oferta	0,2	3,2	-95,0%	0,5	3,2	-85,0%
Stock Options	-	-	N/A	1,4	10,5	-86,9%
Pecém II - ajuste de despesas (timesheet)	-	3,4	N/A	-	3,4	N/A
Bônus de assinatura da R14	-	-	N/A	(2,7)	-	N/A
Crédito de receita fixa - ano 2013 - Pecém II	(39,9)	-	N/A	(39,9)	-	N/A
Crédito de PIS/COFINS de serviços (2013-2017) Pecém II	(5,4)	-	N/A	(5,4)	-	N/A
Revisão de metodologia Teif e Teip - Pecém II	(0,7)	-	N/A	(0,7)	-	N/A
Revisão de metodologia Teif e Teip - Itaquí	(6,5)	-	N/A	(6,5)	-	N/A
Assessoria financeira	6,0	-	N/A	8,7	-	N/A
EBITDA Ajustado	307,5	255,8	20,2%	611,2	572,1	6,8%
Margem EBITDA ajustado	43,3%	40,1%		43,9%	46,1%	

Resultado Líquido ajustado (R\$ milhões)	2T18	2T17	%	1S18	1S17	%
Resultado Líquido	206,1	(49,5)	N/A	241,1	(61,7)	N/A
Ajustes não-recorrentes	(185,8)	11,2	N/A	(184,2)	24,7	N/A
Ajustes EBITDA	(44,4)	11,2	N/A	(42,8)	24,7	N/A
Compra vantajosa - Pecém II	(126,7)	-	N/A	(126,7)	-	N/A
Correção monetária do crédito de receita fixa (ano 2013-Pecém II)	(14,7)	-	N/A	(14,7)	-	N/A
Resultado Líquido Ajustado	20,3	(38,3)	N/A	56,9	(37,0)	N/A

O EBITDA consolidado ajustado de forma a excluir eventos não-recorrentes alcançou R\$ 307,5 milhões no 2T18, comparados aos R\$ 255,8 milhões verificados no 2T17. A margem EBITDA ajustada no 2T18 foi de 43,3%, 3,3 p.ps. acima do valor divulgado no 2T17 (40,1%), o que, especialmente considerando o aumento das despesas decorrente da retomada da campanha exploratória a partir do 2S17, reflete o melhor resultado operacional da Companhia no 2T18.

As melhorias operacionais na geração a carvão refletiram-se nos resultados do segmento, cujo EBITDA ajustado cresceu 25,5%, tendo contribuído significativamente para o aumento do EBITDA ajustado consolidado. Merecem destaque as melhorias nas margens variáveis unitárias tanto em Itaquí quanto em Pecém II e a redução dos custos fixos em Itaquí.

No Complexo Parnaíba, a geração líquida de energia atingiu 788 GWh, comparada aos 600 GWh gerados no 2T17. O conseqüente maior volume de gás produzido (0,20 Bcm no 2T18 vs 0,14 Bcm no 2T17), resultou em crescimento do EBITDA mesmo considerando o aumento de R\$ 14,1 milhões nas despesas com exploração, quando comparadas às despesas do 2T17.

Cabe destacar também a evolução do resultado de Parnaíba IV, que reportou EBITDA nulo vs EBITDA negativo de R\$ 7,6 milhões no 2T17.

As operações de hedge para penalidades por indisponibilidade (ADOMP) na geração (gás e carvão) geraram um ganho de R\$ 10,2 milhões, contribuindo para a redução do impacto das penalidades no resultado consolidado. No 2T18, as penalidades ADOMP, excluindo os efeitos não-recorrentes no segmento de geração a carvão, totalizaram R\$ 14,7 milhões.

A Companhia reportou lucro líquido ajustado de R\$ 20,3 milhões vs prejuízo de R\$ 38,3 milhões no 2T17. A redução da alavancagem da Companhia e a queda verificada na taxa de juros e no IPCA, principais indexadores da dívida da Eneva, levaram à uma redução de R\$ 42,2 milhões nas despesas financeira líquidas, com impacto direto no resultado líquido do período. A razão dívida líquida consolidada/EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses alcançou 2,9x ao final de junho de 2018.

Impacto da Aquisição de Pecém II nas Demonstrações Financeiras da Eneva

Em 16 de abril de 2018, foi concluída a aquisição da totalidade da participação societária (50%) da Uniper em Pecém II, pelo valor de R\$ 50 milhões. Antes da conclusão da operação, o controle de Pecém II era compartilhado (50/50) entre Eneva S.A. e Uniper. Em consequência, a Eneva realizou um Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) em Pecém II, para cobrir a liquidação antecipada de R\$ 220 milhões do saldo devedor atualizado de seu contrato de financiamento junto ao BNDES.

A aquisição de Pecém II foi registrada utilizando o método de aquisição (conforme estabelecido pelo CPC 15 (R1) e IFRS 3 (R)), considerando o valor justo dos ativos e passivos estimados até o momento.

Impacto da combinação de negócios na DRE da Eneva S.A. (holding)		R\$ milhões
Patrimônio Líquido de Pecém Participações (100%) - (incluindo AFAC de R\$ 220 milhões)		868,4
(+) Ajustes identificados no fair value de ativos e passivos		(91,1)
(=) Valor justo dos ativos líquidos identificáveis		777,3 (A)
Contrapartida transferida		160,0
Valor pago por 50%		50,0
50% do AFAC de R\$ 220 milhões		110,0
(+) Fair value da participação detida anteriormente ¹		462,3
(=) Valor justo da contraprestação paga		622,3 (B)
Ganho de aquisição - Compra vantajosa		155,0 (C) = (A)-(B)
Fair value da participação detida anteriormente		462,3 (D)
Valor contábil da participação detida		425,3 (E)
Valor patrimonial de Pecém II Participações S.A. em 30/03/2018 ²		535,1
50% do AFAC de R\$ 220 milhões		(110,0)
Ganho de aquisição - remensuração da participação detida anteriormente		37,0 (F) = (D)-(E)
Outras receitas/despesas		192,0 (G) = (C) + (F)
Impostos diferidos		(65,3) (G) x (25% IRPJ + 9% CSLL)
Impacto sobre Lucro Líquido		126,7

1 Fair value estimado

2 ITR 1T18, nota explicativa 10

A despesa (não-caixa) com impostos diferidos registrada no DRE tem como contrapartida um passivo fiscal diferido. Nos termos da legislação tributária em vigor, o ganho obtido na aquisição (Compra vantajosa) impactará o Lucro Real (lucro para fins de apuração de Imposto de Renda e Contribuição Social) somente por ocasião da baixa do investimento, mediante venda, incorporação ou cisão.

A Companhia contratou empresa especializada para a elaboração do laudo do valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos para efeitos de determinação da alocação do preço de compra. O trabalho ainda está em curso e conforme estabelecido pelo CPC 15 – Combinação de Negócios a Companhia possui prazo de 12 meses para a conclusão dessa avaliação.

Os montantes envolvidos nas rubricas patrimoniais e de resultado da combinação de negócio serão mensurados de forma definitiva, devendo assim aguardar a conclusão da avaliação para os registros contábeis e demais divulgações.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre (R\$MM)	2T18	2T17	%	1S18	1S17	%
EBITDA ENEVA	351,9	244,6	43,8%	654,0	547,4	19,5%
(+) Var. Capital de Giro	(107,1)	22,6	N/A	14,7	74,8	-80,3%
(+) Impostos	(8,2)	18,0	N/A	(44,0)	(18,6)	136,6%
(+) Var. Outros ativos e passivos	-	1,5	N/A	-	1,5	N/A
Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais	236,6	286,7	-17,5%	624,7	605,1	3,2%
Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento	(289,5)	(80,5)	259,6%	(375,3)	(125,1)	200,0%
Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento	115,4	(146,5)	N/A	(613,2)	(544,2)	12,7%
Posição de Caixa Total	679,2	538,4	26,2%	679,2	538,4	26,2%
Posição de Caixa Total + Depósitos Vinculados	882,4	785,5	12,3%	882,4	785,5	12,3%

O fluxo de caixa operacional da Companhia no 2T18 atingiu R\$ 236,6 milhões, com redução de 17,5% em relação ao valor reportado no 2T17, devido, principalmente, ao aumento do saldo de contas a receber. A elevação da necessidade de capital de giro foi motivada, principalmente, pela aceleração do despacho em junho, aliada ao fato de que a data de liquidação de receita caiu em dia não útil e ocorreu apenas no mês seguinte (e, portanto, após o fechamento do trimestre).

O fluxo de caixa de atividades de investimento foi negativamente impactado pelos pagamentos referentes à aquisição de Azulão, no valor líquido de R\$ 192,6 milhões, e de Pecém II, no valor de R\$ 50 milhões, ambos efetuados em abril de 2018.

O fluxo de caixa de atividades de financiamento inclui o desembolso de R\$ 250 milhões pela PGN, relativos à 6ª Emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, ocorrido em abril.

A ENEVA encerrou o 2T18 com uma posição de caixa consolidada de R\$ 882,4 milhões, incluindo R\$ 203,2 milhões em depósitos vinculados referentes aos contratos de financiamento da Companhia.

3.1.2. 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.

3.1.2.1. 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)	2T18	2T17	%	1S18	1S17	%
Receita Operacional Bruta	443,0	370,2	19,7%	855,9	736,8	16,2%
Receita Fixa	297,1	293,9	1,1%	594,2	582,8	1,9%
Receita Variável	145,9	76,3	91,2%	261,7	154,0	70,0%
CCEAR ¹	72,1	32,8	119,6%	140,4	90,7	54,8%
Mercado de curto prazo	73,8	43,5	69,8%	121,3	63,3	91,7%
Lastro (FID)	11,3	9,0	25,7%	18,7	12,3	51,5%
Hedge ADOMP	26,1	-	N/A	36,1	-	N/A
Outros	36,4	34,5	5,5%	66,5	51,0	30,6%
Deduções sobre a Receita Bruta	(52,7)	(38,3)	37,4%	(95,6)	(76,1)	25,8%
Indisponibilidade (ADOMP) ²	(6,8)	(0,2)	4114,3%	(7,2)	0,1	N/A
Receita Operacional Líquida	390,3	331,8	17,6%	760,3	660,8	15,1%
Custos Operacionais	(261,3)	(210,8)	24,0%	(510,8)	(403,6)	26,6%
Custo Fixo	(79,5)	(76,2)	4,4%	(173,8)	(151,7)	14,6%
Transmissão e encargos regulatórios	(20,3)	(20,5)	-0,8%	(40,3)	(39,7)	1,5%
O&M	(19,6)	(20,9)	-6,1%	(43,1)	(44,4)	-3,0%
Arrendamento fixo UTG	(55,2)	(49,7)	11,0%	(123,1)	(99,4)	23,8%
Outros (P.IV - Kinross)	15,6	14,9	4,6%	104,9	106,0	-1,1%
Custo Variável	(153,0)	(105,9)	44,5%	(279,3)	(194,5)	43,6%
Gás Natural	(56,9)	(38,7)	47,3%	(113,3)	(78,8)	43,8%
Gasmar	(4,6)	(2,6)	76,8%	(8,3)	(6,4)	29,0%
Arrendamento variável UTG	(6,9)	(2,4)	191,6%	(13,9)	(11,9)	17,3%
Lastro (FID)	(9,5)	(7,7)	23,1%	(16,0)	(10,7)	48,4%
Hedge ADOMP	(22,6)	-	N/A	(38,0)	-	N/A
Trading (P.IV)	(36,5)	(46,2)	-21,0%	(72,2)	(74,2)	-2,7%
Outros	(16,0)	(8,4)	92,0%	(17,7)	(12,5)	41,3%
Depreciação e amortização	(28,8)	(28,7)	0,5%	(57,6)	(57,3)	0,5%
Despesas Operacionais	(6,4)	(9,0)	-28,6%	(13,6)	(16,1)	-15,5%
SG&A	(5,8)	(8,4)	-30,8%	(12,5)	(15,1)	-17,0%
PCLD	-	-	N/A	-	-	N/A
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,5)	7,3%	(1,1)	(1,0)	7,1%
EBITDA (s/PCLD)	151,9	141,3	7,5%	294,6	299,5	-1,6%
Ajustes não-recorrentes	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA Ajustado	151,9	141,3	7,5%	294,6	299,5	-1,6%
% Margem EBITDA ajustado	39%	43%		39%	45%	

¹ CCEAR = Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado

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

No 2T18, a **receita operacional líquida** do segmento de geração térmica a gás natural apresentou crescimento de 17,6% quando comparada ao mesmo período do ano anterior, totalizando R\$ 390,3 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 1,1% 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\$ 72,1 milhões, referente à geração líquida das usinas contratadas no ambiente regulado (vs R\$ 32,8 milhões no 2T17), conforme tabela abaixo;

Geração Líquida (GWh)	2T18	2T17
Parnaíba I	287	234
Parnaíba II	411	364
Parnaíba III	73	2
TOTAL	771	600

- Receita bruta referente à recomposição do lastro - FID no montante de R\$ 11,3 milhões (vs R\$ 9,0 milhões em 2T17);
- Receita bruta referente a operações de hedge de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), no valor de R\$ 26,1 milhões;
- Outras receitas no montante de R\$ 36,4 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\$ 28,8 milhões (vs R\$ 28,7 milhões em 2T17); e liquidação no mercado de curto prazo de geração acima do compromisso contratual e por inflexibilidade operacional em Parnaíba I, II, e III, no valor R\$ 7,6 milhões (vs R\$ 5,8 milhões em 2T17);
- Impostos e encargos sobre a receita bruta, no valor de R\$ 52,7 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 2T17 e 1S17 foram ajustados de acordo para fins de comparação;

Os **custos operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 261,3 milhões (vs R\$ 210,8 milhões no 2T17), impactados principalmente por:

Custo variável:

- (i) Aumento de R\$ 18,3 milhões nos custos de combustível (gás natural), que no trimestre totalizaram R\$ 56,9 milhões, decorrente do maior volume de energia

- gerada, resultante principalmente do maior despacho no 2T18 (28,7%) vs 2T17 (21,7%);
- (ii) No 2T18, foram contabilizados R\$ 4,6 milhões referentes aos custos de distribuição do gás (Gasmar) (vs R\$ 2,6 milhões no 2T17);
 - (iii) Aumento de R\$ 4,5 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\$ 6,9 milhões. A maior variação (aumento de R\$ 4,0 milhões) ocorreu em Parnaíba III, face ao maior despacho relativo ao 2T17;
 - (iv) Aumento de R\$ 1,8 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 2T18 totalizaram R\$ 9,5 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\$ 22,6 milhões;
 - (vi) 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\$ 18 milhões.
 - (vii) 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\$ 18,0 milhões;
 - (viii) Outros custos variáveis, que inclui custos de energia gerada abaixo do compromisso contratual em Parnaíba II, no período específico em que a usina esteve despachada por ordem de mérito, mas desligada por restrição elétrica conforme determinação do ONS (*constrained-off*), totalizando R\$ 13,7 milhões (vs R\$ 8,9 milhões no 2T17). No caso específico de Parnaíba II, quando a usina é colocada em *constrained-off* pelo ONS, ela recebe a receita que seria devida como se estivesse despachando conforme determinado pela ordem de mérito, mas incorre em paralelo em um custo aproximadamente equivalente.

Custo fixo:

- (i) Aumento de R\$ 5,5 milhões nos custos de arrendamento fixo da UTG (R\$ 2,7 milhões em Parnaíba I e R\$ 2,8 milhões em Parnaíba III), devido ao reajuste contratual anual de 2018.
- (ii) Receita (contabilizada como redutor de custo) referente ao contrato de arrendamento da usina Parnaíba IV com a Kinross, no montante de R\$ 15,6 milhões no 2T18;

As **despesas operacionais (SG&A)**, no 2T18 totalizaram R\$ 5,8 milhões, apresentando uma redução de 30,8% se comparado ao 2T17, reflexo principalmente da redução dos gastos com consultorias e alocação timesheet da *holding*.

No 2T18, o **EBITDA ajustado** do segmento de geração a gás natural alcançou R\$ 151,9 milhões, um crescimento de 7,5% quando comparado ao valor registrado no 2T17. Esse resultado

ocorreu, principalmente, pelo melhor resultado reportado por Parnaíba IV, cujo EBITDA no trimestre foi neutro vs um EBITDA negativo de R\$ 7,6 milhões no 2T17. No 2T17, Parnaíba IV não operou e o contrato foi coberto por um contrato no ACL. Já a margem EBITDA do segmento foi impactada negativamente pelo reajuste do arrendamento fixo da UTG pago pelas Parnaíba I e III à PGN, e pelo aumento das penalidades por indisponibilidade ADOMP, contabilizadas como dedução à receita, que no trimestre alcançaram R\$ 6,8 milhões (se considerarmos o ganho de aproximadamente R\$ 0,8 milhões nas operações de hedge, a penalidade líquida foi de R\$ 6,0 milhões) vs R\$ 0,2 milhões no 2T17. O aumento no custo de ADOMP é reflexo: (i) da elevação do PLD, principalmente no mês de junho, quando o mesmo atingiu 442,0 R\$/MWh vs 129,0 R\$/MWh em junho de 2017; e (ii) do efeito volume de energia a ser ressarcida ao sistema (2T18: 27 MWm vs 2T17: 14 MWm).

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)	2T18	2T17	%	1S18	1S17	%
Receita Operacional Bruta	134,0	104,1	28,8%	281,2	215,3	30,6%
Receita Fixa	63,5	57,0	11,5%	140,4	114,7	22,4%
Receita Variável	70,5	47,1	49,6%	140,8	100,6	40,0%
Contrato de venda de gás	62,6	44,5	40,6%	125,1	88,3	41,7%
Contrato de arrendamento	7,6	2,6	191,6%	15,4	12,2	26,3%
Venda de condensado e outros	0,3	0,0	N/A	0,3	0,1	121,6%
Deduções sobre a Receita Bruta	(15,0)	(15,5)	-3,3%	(34,3)	(27,8)	23,2%
Receita Operacional Líquida	119,1	88,6	34,4%	246,9	187,4	31,7%
Custos Operacionais	(47,6)	(38,7)	23,0%	(103,5)	(81,5)	27,0%
Custo Fixo	(18,3)	(14,6)	25,2%	(33,1)	(27,1)	22,1%
Custos O&M (OPEX)	(18,3)	(14,6)	25,2%	(33,1)	(27,1)	22,1%
Custo Variável	(12,6)	(8,3)	51,9%	(25,6)	(19,0)	34,4%
Participações Governamentais	(9,8)	(5,6)	75,6%	(19,3)	(14,5)	33,3%
Custo do gás vendido/compressores	(2,8)	(2,7)	3,8%	(6,2)	(4,5)	37,8%
Depreciação e Amortização	(16,7)	(15,8)	5,9%	(44,8)	(35,4)	26,8%
Despesas Operacionais	(37,0)	(22,7)	63,2%	(66,2)	(36,5)	81,2%
Despesas com Exploração_Geologia e Geofísica (G&G)	(26,7)	(12,6)	111,4%	(46,9)	(16,4)	185,5%
Poços Secos	(4,9)	(0,0)	26450,3%	(4,9)	(0,2)	2359,2%
SG&A	(5,7)	(7,8)	-26,3%	(10,5)	(15,7)	-32,8%
Depreciação e Amortização	(4,6)	(2,3)	101,7%	(8,7)	(4,4)	98,0%
EBITDA (s/Poços Secos)	60,6	45,3	33,7%	135,7	109,4	24,0%
Ajustes não-recorrentes:						
Bônus de assinatura da R14	-	-	N/A	(2,7)	-	N/A
EBITDA Ajustado	60,6	45,3	33,7%	133,0	109,4	21,6%
Margem EBITDA ajustado	51%	51%		54%	58%	

No 2T18, o segmento de *Upstream* registrou **receita operacional líquida** de R\$ 119,1 milhões, vs R\$ 88,6 milhões reportados no 2T17. A receita fixa cresceu 11,5%, 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 m³ (vs. 0,14

bilhão de m³ no 2T17), impactando a receita variável do *Upstream*, que no trimestre totalizou R\$ 70,5 milhões (vs. R\$ 47,1 milhões no 2T17).

Os **custos operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 30,9 milhões no 2T18, com aumento de 34,8% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, em função, principalmente, dos custos com participações governamentais, em função da maior produção de gás, e O&M, em que os principais aumentos foram custos de pessoal (explicado pela alocação da equipe técnica de E&P em OPEX, antes parcialmente contabilizados na linha de SG&A para análise de novos projetos), material de consumo e despesas com aluguéis, que somaram R\$ 6,4 milhões, parcialmente compensados pela redução dos custos com serviços de terceiros no montante de R\$ 3,2 milhões.

As **despesas operacionais**, apresentaram aumento de 63,2%, em consequência, principalmente, das despesas com exploração, cuja variação entre os períodos foi de +111,4% ou R\$ 14,1 milhões. Essas despesas com exploração incluem as sísmicas nos blocos da 13ª Rodada de Licitações da ANP (que tiveram início em julho de 2017) e poços secos nos PADs da 9ª rodada, no valor de R\$ 4,9 milhões. As despesas de SG&A sofreram uma redução de R\$ 2,0 milhões, devido à centralização de áreas administrativas/corporativas após a fusão da PGN com a holding e pela redução nas despesas com pessoal e serviços, devido à alocação da equipe técnica de E&P (timesheet) para suas atividades fim (linha de OPEX).

O **EBITDA ajustado** do 2T18 atingiu R\$ 60,6 milhões, com crescimento de 33,7% em relação ao 2T17. 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.

3.1.2.2. 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 a seguir são apresentadas pro-forma, incluindo Pecém II.

DRE - Térmicas a Carvão (R\$ milhões)	2T18	2T17	%	1S18	1S17	%
Receita Operacional Bruta	372,5	314,8	18,3%	691,3	601,6	14,9%
Receita Fixa	239,8	191,4	25,3%	433,3	381,7	13,5%
Receita Variável	132,7	123,3	7,6%	258,0	219,9	17,4%
CCEAR ¹	99,3	85,6	15,9%	207,0	164,4	25,9%
Mercado de curto prazo	33,4	37,7	-11,5%	51,0	55,5	-8,1%
Lastro (FID)	12,0	30,5	-60,5%	26,3	38,4	-31,5%
Hedge ADOMP	21,6	-	N/A	23,0	-	N/A
Outros	(0,3)	7,2	N/A	1,7	17,1	-90,2%
Deduções sobre a Receita Bruta	(39,6)	(33,8)	17,1%	(73,0)	(60,3)	21,0%
Indisponibilidade (ADOMP) ²	(0,7)	(1,1)	-32,9%	(0,8)	2,3	N/A
Receita Operacional Líquida	332,8	280,9	18,5%	618,3	541,2	14,2%
Custos Operacionais	(210,3)	(226,8)	-7,3%	(427,9)	(411,1)	4,1%
Custo Fixo	(49,1)	(59,4)	-17,4%	(105,3)	(111,7)	-5,7%
Transmissão e encargos regulatórios	(12,5)	(12,2)	2,5%	(24,8)	(23,8)	3,9%
O&M	(36,6)	(47,2)	-22,6%	(80,5)	(87,9)	-8,3%
Custo Variável	(114,8)	(128,4)	-10,6%	(229,9)	(215,3)	6,8%
Combustível	(89,5)	(94,5)	-5,3%	(183,7)	(164,6)	11,6%
Lastro (FID)	(11,7)	(26,2)	-55,2%	(24,3)	(33,3)	-26,9%
Hedge ADOMP	(10,1)	-	N/A	(11,2)	-	N/A
Outros	(3,4)	(8,2)	-58,4%	(10,6)	(17,6)	-40,1%
Depreciação e Amortização	(46,5)	(38,9)	19,3%	(92,8)	(84,1)	10,3%
Despesas Operacionais	(5,9)	(4,9)	20,4%	(13,2)	(11,9)	11,3%
SG&A	(5,7)	(4,8)	19,0%	(12,9)	(11,7)	10,0%
PCLD	-	-	N/A	-	-	N/A
Depreciação e Amortização	(0,2)	(0,1)	87,1%	(0,4)	(0,2)	90,4%
EBITDA (s/PCLD)	163,2	88,2	85,0%	270,3	202,6	33,4%
Ajustes não-recorrentes:	(52,5)	-	N/A	(52,5)	-	N/A
Crédito de receita fixa - ano 2013 - Pecém II	(39,9)	-	N/A	(39,9)	-	N/A
Crédito de PIS/COFINS de serviços (2013-2017) Pecém II	(5,4)	-	N/A	(5,4)	-	N/A
Revisão de metodologia Teif e Teip - Pecém II	(0,7)	-	N/A	(0,7)	-	N/A
Revisão de metodologia Teif e Teip - Itaqui	(6,5)	-	N/A	(6,5)	-	N/A
EBITDA Ajustado	110,8	88,2	25,5%	217,8	202,6	7,5%
% Margem EBITDA ajustado	39%	31%		38%	37%	

¹ CCEAR = Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado

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

A **receita operacional líquida** no 2T18 apresentou crescimento de 18,5% quando comparada ao mesmo período do ano anterior, totalizando R\$ 332,8 milhões, composta por:

- Receita bruta fixa de acordo com o CCEAR no montante de R\$ 239,8 milhões, com aumento de 25,3% em relação ao mesmo período do ano anterior. O crescimento da receita fixa foi motivado, principalmente, pelo recebimento de R\$ 44,6 milhões por Pecém II relativos à receita fixa referente aos meses de julho e agosto de 2013. Pecém II concluiu todos os testes elétricos requeridos pelo ONS para início de operação comercial em 29 de junho de 2013. Entretanto, um atraso na conclusão da construção da nova subestação Pecém II, sob responsabilidade da Chesf/TDG S.A., levou a ANEEL a determinar a postergação do início do CCEAR de 1º de julho de 2013 até o início de operação comercial da subestação, o que ocorreu em outubro do mesmo ano. A justiça federal julgou procedente o pleito de excludente de responsabilidade apresentado pela Companhia e determinou o pagamento de receita fixa considerando o início do CCEAR em 1º de julho de 2013.
- Receita bruta variável contratual (CVU, como definido no CCEAR) de R\$ 99,3 milhões (vs R\$ 85,6 milhões no 2T17), resultado da elevação do CVU médio (decorrente ao aumento do preço médio do carvão no mercado internacional e da desvalorização do Real frente ao dólar);
- Receita bruta referente à recomposição do lastro – FID, no montante de R\$ 12,0 milhões (vs R\$ 30,5 milhões no 2T17);
- Receita bruta referente a operações de hedge de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), no valor de R\$ 16,8 milhões em Itaqui e R\$ 4,8 milhões em Pecém II;
- Impostos e encargos sobre a receita bruta, no valor de R\$ 39,6 milhões. A partir do 1T18, os custos relacionados a penalidades por indisponibilidade (ADOMP) passaram a ser contabilizados como deduções à receita bruta. Os números de 2017 foram ajustados de acordo para fins de comparação. No 2T18, Itaqui e Pecém II contabilizaram R\$ 7,2 milhões e R\$ 0,8 milhão, respectivamente, referentes a penalidades por indisponibilidade ADOMP. No entanto, as penalidades do trimestre foram parcialmente compensadas pelo ressarcimento de ADOMP decorrente da revisão das garantias físicas e, conseqüentemente das taxas contratuais de indisponibilidade forçada e programada (TEIF/IP) de Itaqui e Pecém II (Ofício ANEEL nº 252/2016 – SRG/ANEEL). A disponibilidade requerida contratualmente para Itaqui passou de 95,05% para 92,34% e para Pecém II de 95,05% para 94,58%. No trimestre, foram contabilizados R\$ 6,5 milhões e R\$ 0,7 milhão em ressarcimentos de ADOMP de Itaqui e Pecém, respectivamente;

Os **custos operacionais**, excluindo depreciação e amortização, apresentaram uma redução de 12,8%, totalizando R\$ 163,9 milhões, impactados principalmente por:

Custo variável:

- (i) Redução de R\$ 27,4 milhões nos custos de carvão de Pecém II (que no 2T18 totalizaram R\$ 52,8 milhões vs R\$ 80,2 milhões no 2T17), decorrente do menor despacho, mais do que compensando o aumento em Itaqui (cujo valor em 2T18 foi de R\$ 36,7 milhões vs R\$ 14,3 milhões em 2T17), resultante do maior despacho da usina;
- (ii) Redução dos custos com consumo e descarte de água em Pecém II no valor de R\$ 4,5 milhões. O custo no trimestre foi impactado positivamente por crédito de PIS/COFINS, no montante de R\$ 1,7 milhões, relativo ao período de setembro de 2013 a maio de 2018, sobre os valores pagos a Pecém I por Pecém II, em virtude do contrato de uso compartilhado de ativos entre as usinas;
- (iii) Redução de R\$ 14,5 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 2T18 totalizaram R\$ 11,7 milhões (vs R\$ 26,2 milhões no 2T17), com contrapartida na receita conforme mencionado acima.

Custo fixo:

- (i) redução de 22,6% nos custos fixos de Operação & Manutenção, impactados, principalmente, por:
 - Pecém: impacto positivo da contabilização de crédito de PIS/COFINS sobre os valores pagos a Pecém I por Pecém II, em virtude do contrato de uso compartilhado de ativos entre as usinas, no período de setembro de 2013 a maio de 2018 (-R\$ 3,7 milhões), redução de custos operacionais (-R\$ 1,3 milhões), serviços de manutenção (-R\$ 0,7 milhão), seguros (-R\$ 0,7 milhão), e materiais (-R\$ 0,2 milhão), e
 - Itaqui: redução nos custos de serviços de manutenção (-R\$ 0,5 milhão), seguros (-R\$ 1,5 milhão), materiais (-R\$ 0,6 milhão), e pessoal (-R\$1,1 milhões).

As **despesas operacionais**, excluindo depreciação e amortização, no 2T18 totalizaram R\$ 5,7 milhões, com aumento de R\$ 0,9 milhão em relação ao 2T17, devido, principalmente, à maior alocação de custos compartilhados de pessoal, na linha de SG&A.

No 2T18, o **EBITDA ajustado**, de forma a excluir impactos não-recorrentes, alcançou R\$ 110,8 milhões, vs R\$ 88,2 milhões registrados no 2T17. O crescimento do EBITDA ajustado deu-se, principalmente, pela melhoria da margem variável unitária em Pecém II (14 R\$/MWh no 2T18 vs margem negativa de 23 R\$/MWh no 2T17), resultante da redução dos custos com consumo de água (crédito de PIS/COFINS). Em Itaqui, embora a margem variável no despacho ainda tenha sido negativa (-52 R\$/MWh no 2T18 vs - 82 R\$/MWh no 2T17), houve redução significativa na perda variável por MWh gerado. Adicionalmente, a redução dos custos fixos de O&M e dos SG&A, impulsionou a margem fixa em Itaqui.

A Companhia espera significativa melhoria na margem variável de Itaqui ao longo do próximo ano, dadas as iniciativas para aumento de eficiência operacional e o restabelecimento do diferimento de ICMS nas operações de importação de carvão mineral a partir de abril de 2018.

Comercialização

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

DRE - Comercializadora (R\$ milhões)	2T18	2T17	%	1S18	1S17	%
Receita Operacional Líquida	120,9	64,7	86,8%	213,9	109,0	96,2%
Custos Operacionais	(118,4)	(68,1)	73,9%	(215,3)	(111,2)	93,6%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(118,3)	(68,0)	73,9%	(215,1)	(97,6)	120,4%
Outros	(0,1)	(0,0)	53,7%	(0,2)	(0,1)	100,3%
Despesas Operacionais	(0,9)	(11,6)	-92,1%	(1,5)	(12,2)	-88,0%
SG&A	(0,9)	(11,6)	-92,1%	(1,4)	(12,2)	-88,1%
PCLD	-	(10,4)	N/A	-	(10,4)	N/A
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	-4,9%	(0,0)	(0,0)	-4,2%
EBITDA (s/PCLD)	1,6	(4,6)	N/A	(2,9)	(4,0)	-28,6%
Ajustes não-recorrentes	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA Ajustado	1,6	(4,6)	N/A	(2,9)	(4,0)	-28,6%
% Margem de EBITDA ajustado	1%	-7%		-1%	-4%	

A **receita operacional líquida** do segmento de comercialização no 2T18 alcançou R\$ 120,9 milhões, 86,8% superior à receita registrada no 2T17 (R\$ 64,7 milhões), face ao significativo aumento no volume de energia comercializada, que atingiu 1.500.815 MWh (vs 722.014 MWh no 2T17) e do PLD médio, que foi de R\$ R\$ 302,9/MWh (vs R\$ R\$ 282,3/MWh no 2T17).

Os **custos operacionais** seguiram a mesma tendência de elevação da receita, alcançando R\$ 118,3 milhões, dado o maior volume de energia transacionada.

O **EBITDA Ajustado** foi de R\$ 1,6 milhões positivo, contra R\$ 4,6 milhões negativo no 2T17. O EBITDA da comercializadora foi impactado pelo bom resultado das operações de trading direcional no trimestre.

3.1.2.3. 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.

DRE - Controladora e Outros (R\$ milhões)	2T18	2T17	%	1S18	1S17	%
Receita Operacional Líquida	0,08	0,10	-23,0%	0,11	0,15	-28,1%
Custos Operacionais	(0,0)	(0,0)	949,4%	(0,0)	(0,0)	23,3%
Despesas Operacionais	(26,4)	(26,6)	-0,7%	(45,4)	(61,3)	-25,9%
SG&A	(25,5)	(25,7)	-0,9%	(43,6)	(60,1)	-27,4%
Depreciação e Amortização	(0,9)	(0,9)	4,7%	(1,8)	(1,2)	51,4%
EBITDA	(25,5)	(25,6)	-0,6%	(43,6)	(60,0)	-27,3%
Ajustes não-recorrentes:	8,1	11,2	-27,9%	12,4	24,7	-49,9%
Custos trabalhistas	1,9	4,6	-57,8%	2,8	7,6	-63,3%
Bônus	-	-	N/A	(0,9)	-	N/A
Custos da oferta	0,2	3,2	-95,0%	0,5	3,2	-85,0%
Stock Options	-	-	N/A	1,4	10,5	-86,9%
Pecém II - ajuste de despesas (<i>timesheet</i>)	-	3,4	N/A	-	3,4	N/A
Assessoria financeira	6,0	-	N/A	8,7	-	N/A
EBITDA Ajustado	(17,4)	(14,4)	20,6%	(31,2)	(35,3)	-11,6%
% Margem de EBITDA ajustado	-	-		-	-	

Os **custos e despesas operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 25,5 milhões, uma redução de 0,9% em relação ao valor reportado no 2T17. Os custos e despesas no 2T18 foram impactados por itens não-recorrentes, incluindo principalmente, custos relacionados a rescisões contratuais (R\$ 1,9 milhões) e assessoria financeira (R\$ 6,0 milhões). Excluindo os efeitos não recorrentes, houve crescimento dos custos e despesas operacionais, resultante, principalmente da renovação de licenças de software no período.

3.2. Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro (R\$MM)	2T18	2T17	%	1S18	1S17	%
Receitas Financeiras	52,6	43,6	20,5%	85,7	60,0	42,7%
Variações Monetárias	10,0	11,7	-14,4%	17,2	1,0	1680,2%
Varição Cambial	20,4	4,44	358,9%	18,6	3,0	515,0%
Rendas/Aplicação Financeira	13,2	18,1	-27,1%	31,6	41,3	-23,5%
Rendas/juros de partes relacionadas	0,4	0,7	-44,4%	0,7	1,3	-43,2%
Multas e juros recebidos	4,3	5,7	-24,0%	7,7	7,7	-0,2%
Outros	4,3	3,0	41,9%	9,8	5,8	71,0%
Despesas Financeiras	(181,0)	(214,2)	-15,5%	(346,7)	(427,5)	-18,9%
Encargos de dívidas	(103,1)	(140,6)	-26,6%	(208,1)	(292,4)	-28,8%
Juros Debentures	(16,0)	(20,8)	-23,3%	(29,8)	(50,2)	-40,7%
Comissões e Fianças Bancárias	(4,1)	(7,6)	-46,3%	(25,2)	(31,9)	-21,1%
Juros sobre Provisão de Abandono	(2,7)	(0,6)	316,2%	(4,0)	(1,9)	108,1%
Varição Cambial	(31,7)	(25,1)	26,4%	(34,9)	(21,1)	65,7%
Variações Monetárias	(6,0)	(7,2)	-16,4%	(15,6)	(10,5)	47,7%
Despesas Partes Relacionadas	-	-	N/A	-	-	N/A
Multas e juros pagos	(5,3)	(6,9)	-22,4%	(9,8)	(9,4)	3,9%
Outros	(12,1)	(5,4)	122,2%	(19,5)	(10,0)	94,6%
Resultado Financeiro Líquido	(128,4)	(170,6)	-24,7%	(261,1)	(367,5)	-29,0%

No 2T18, a ENEVA registrou um resultado financeiro líquido negativo no valor de R\$128,4 milhões, contra um resultado também negativo de R\$170,6 milhões no mesmo período do ano passado.

O resultado foi impactado positivamente, não apenas pela queda dos índices que corrigem os contratos de financiamento e debêntures da Companhia, mas também pela redução do endividamento, resultante principalmente da liquidação antecipada de dívidas em Parnaíba II, em novembro de 2017, e Itaqui e Pecém II, no primeiro semestre de 2018. Adicionalmente, foram liberadas todas as fianças bancárias garantidoras do financiamento de Pecém II, reduzindo assim as despesas com comissões e fianças bancárias.

O CDI médio, principal indexador da dívida consolidada da Companhia, caiu de 10,9% a.a. no 2T17 para 6,4% a.a. no 2T18. A TJLP reduziu de 7,0% a.a. no 2T17 para 6,6% a.a. no 2T18. Já a inflação medida pelo IPCA, que no 2T17 foi de 0,22%, apresentou um aumento de 1,9% no 2T18.

As receitas financeiras de variações monetárias foram positivamente impactadas por receita financeira de R\$ 14,7 milhões, equivalente ao ajuste monetário da receita fixa referente aos meses de julho e agosto de 2013, recebida por Pecém II, conforme mencionado na análise do segmento de geração à carvão. Adicionalmente, foi feita no trimestre uma reclassificação para receita de variação cambial de R\$ 5,7 milhões de receita que anteriormente (1T18) havia sido

classificada como receita de variação monetária, referente à variação cambial sobre a dívida em moeda estrangeira da Eneva S.A..

Ainda que apenas 3% da dívida bruta consolidada da Companhia seja denominada em moeda estrangeira, a significativa desvalorização do Real frente ao dólar no trimestre levou ao crescimento das despesas financeiras com variação cambial, que totalizaram R\$ 31,7 milhões. Já as receitas financeiras com variação cambial foram positivamente impactadas pelo resultado da liquidação do *hedge* cambial do custo de aquisição do Campo de Azulão e pela reclassificação citada no parágrafo anterior.

A linha de outras despesas financeiras foi impactada por ajuste financeiro de contrato de compra e venda de energia da Eneva Comercializadora de Energia, no montante de R\$ 6,2 milhões.

4. Investimentos

Os investimentos consolidados no 2T18 totalizaram R\$ 54,0 milhões, comparados aos R\$ 86 milhões² verificados no 2T17. Do total dos investimentos no 2T18, destacam-se:

- Itaqui: (i) projetos para aumentar a eficiência e 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 Itaqui finalizado em abril;
- Pecém II: (i) substituição dos trechos críticos da esteira transportadora e reforma do CSU (*Continuous Ship Unloader*);
- Térmicas a gás: (i) manutenção programada de 2 turbinas de Parnaíba I (Hot Gas Path); (ii) manutenção programada da turbina a vapor de Parnaíba II, e (iii) *overhaul* de Parnaíba IV;
- *Upstream*: (i) conclusão da perfuração de 1 poço de desenvolvimento em Gavião Azul (GVA), (ii) manutenção planejada da Unidade de Tratamento de Gás (UTG) e da estação de produção de Gavião Branco (EPGVB).

Dos R\$ 54,0 milhões investidos no 2T18, aproximadamente 51,1% foram destinados ao segmento de geração a carvão, 26,7% foram destinados ao segmento de geração a gás, e 22,2% a atividades de desenvolvimento em campos já em operação do *Upstream*.

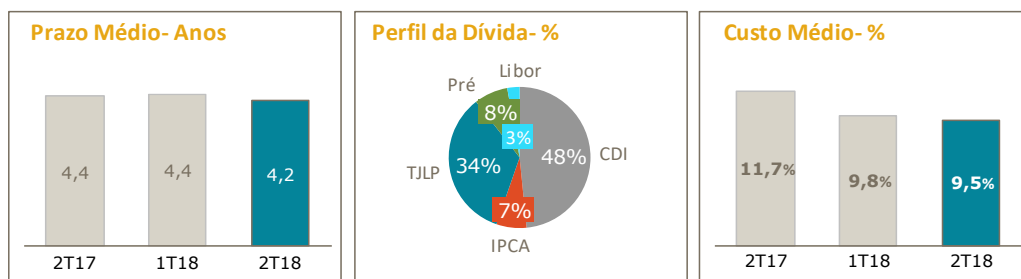
CAPEX (R\$MM)	2T18
Geração: carvão (Itaqui e Pecém II)	27,6
Geração: gás	14,4
<i>Upstream</i>	12,0
Total	54,0

² O número anteriormente divulgado para o 2T17 foi retificado, dadas incoerências identificadas após a implementação do sistema SAP.

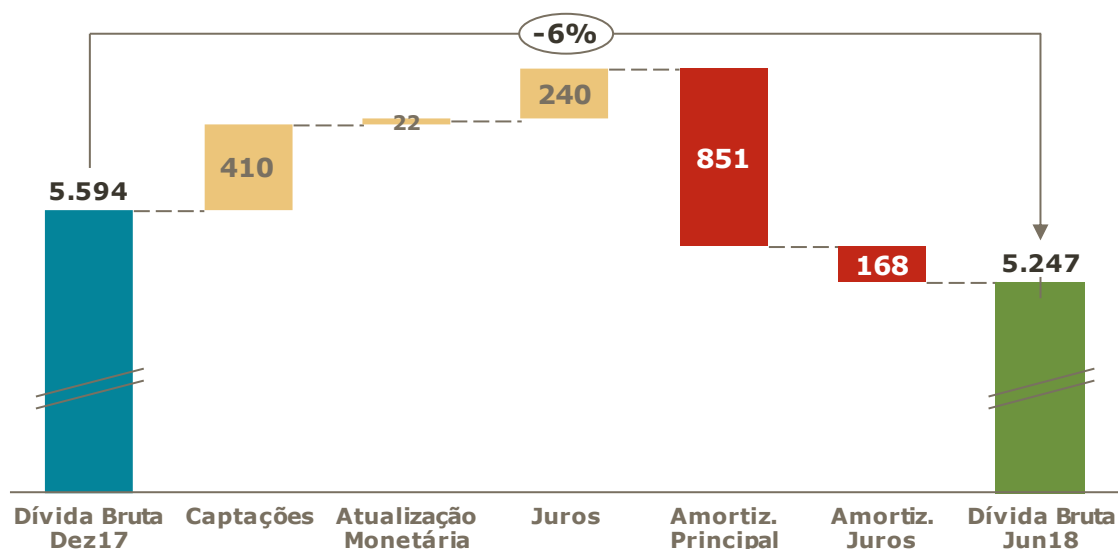
5. Endividamento

Em 30 de junho de 2018, a dívida bruta consolidada totalizava R\$ 5,2 bilhões, com redução de aproximadamente 6,2% em relação ao final do 4T17. Desse total, 3% está denominado em moeda estrangeira. O custo médio efetivo da dívida³ no 2T18 foi de 9,5% e o prazo médio de vencimento era de 4,2 anos.

Perfil da Dívida Bruta Consolidada



Evolução da Dívida Bruta (R\$ milhões)

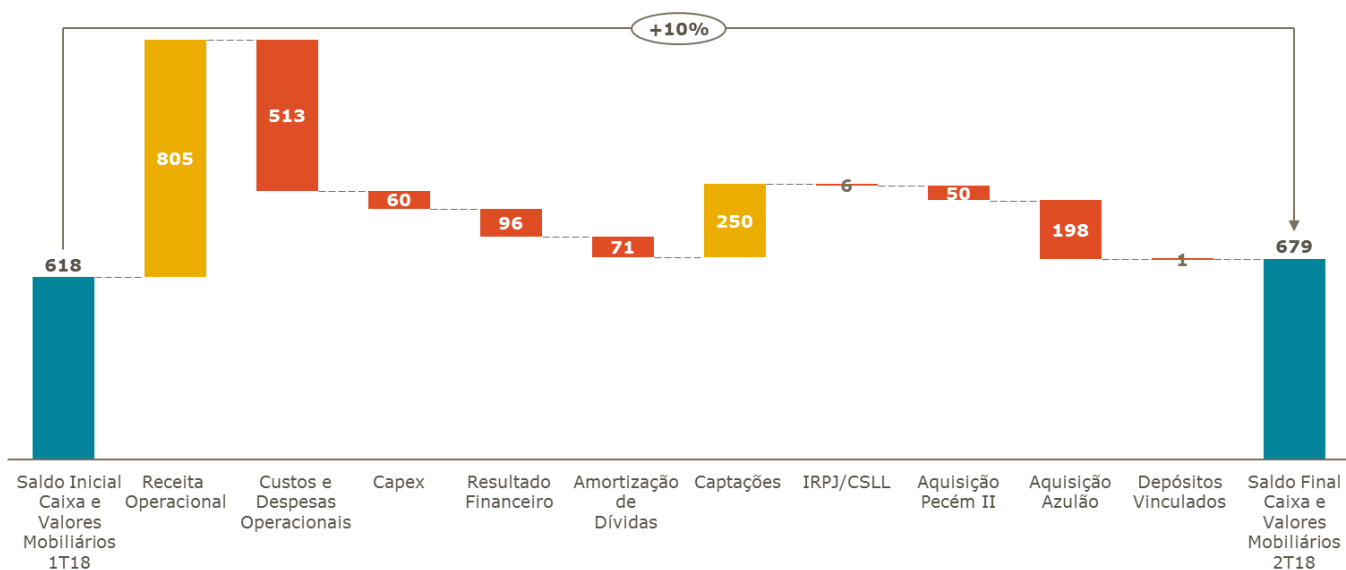


No ano, a Companhia captou R\$ 410 milhões, sendo aproximadamente R\$ 160 milhões em Parnaíba III no 1T18 e R\$ 250 milhões na PGN no 2T18. Do principal amortizado no ano, destacam-se os pré-pagamentos de dívidas em Itaqui (R\$ 307 milhões), Pecém II (R\$ 220 milhões) e PGN (R\$ 215 milhões), realizados no 1T18.

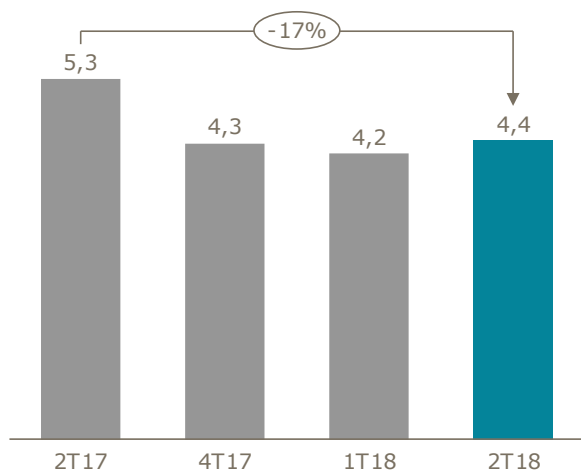
³ Custo efetivo da dívida = (juros acruados e pagos no trimestre)/principal médio

A posição de caixa consolidada da Companhia ao final do trimestre era de R\$ 882,4 milhões (incluindo R\$ 203,2 milhões em depósitos vinculados). A dívida líquida consolidada ao final do 2T18 totalizava R\$ 4,4 bilhões, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA ajustado dos últimos 12 meses de 2,9x.

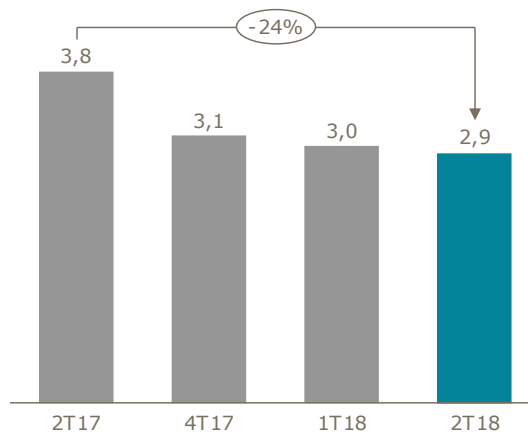
Evolução do Saldo de Caixa e Valores Mobiliários no 2T18
(excluindo saldo em depósitos vinculados)
(R\$ milhões)



Dívida Líquida Consolidada
(R\$ bilhões)

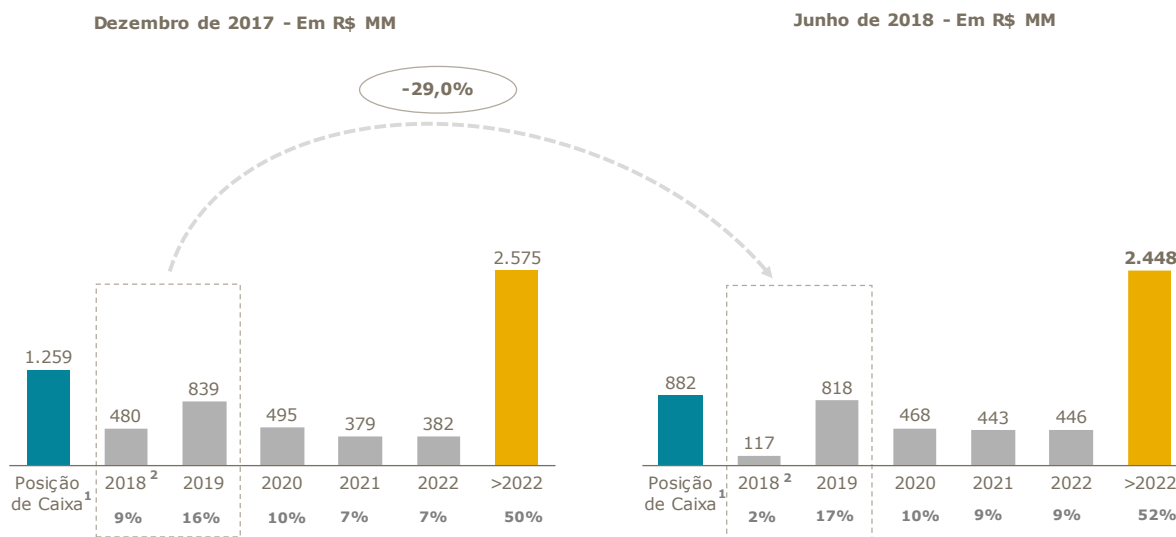


Dívida Líquida/EBITDA ajustado últimos 12 meses
(x)



Cronograma de encimento da Dívida Consolidada - Principal

(R\$ milhões)



(1) Posição consolidada de caixa inclui disponibilidades + títulos e valores mobiliários + depósitos vinculados a financiamentos.
 (2) Considera a dívida de Pecém II.

6. Mercado de Capitais

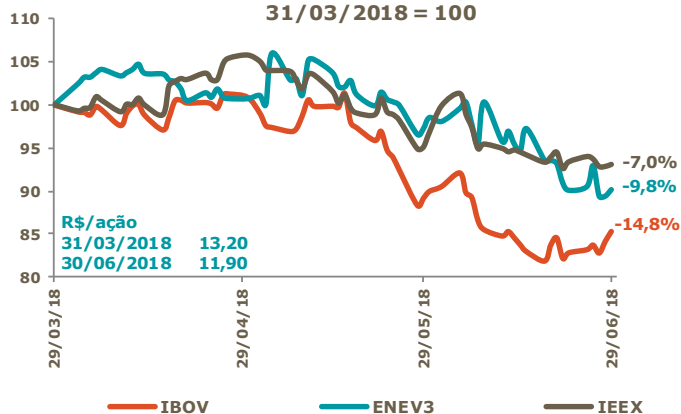
O Capital Social da ENEVA em 30 de junho de 2018 era composto por 314.990.499 ações ordinárias, das quais 100,0% estavam em circulação. O preço da ação da ENEVA no final do segundo trimestre de 2018 era de R\$11,90, apresentando uma desvalorização de -9,8% na comparação com 31 de março de 2018. Em igual intervalo, o Índice Bovespa (Ibovespa) apresentou desvalorização de -14,8%, e o Índice de Energia Elétrica (IEE) se desvalorizou -7,0%. Nos últimos 12 meses, as ações da ENEVA desvalorizaram-se em -12,6%, enquanto o Ibovespa subiu 15,7% e o IEE 1,2%.

O valor de mercado da Companhia no final do 2T18 era de R\$ 3.748,4 milhões. O volume financeiro médio negociado no 2T18 foi de R\$ 3,3 milhões.

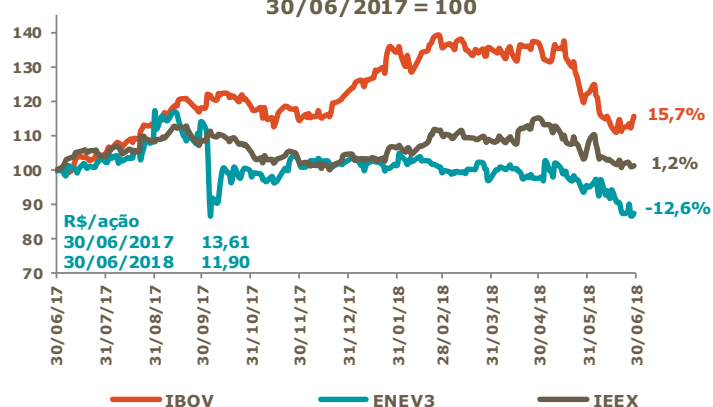
BM&F BOVESPA (mercado à vista) - ENEV3				
	2T18	1T18	2T17	12 meses
Volume (MM)*	0,252	0,382	0,018	0,293
Volume financeiro (R\$MM)*	\$ 3,3	\$ 5,2	\$ 0,3	\$ 3,9
Cotação por ação (fechamento)	\$ 11,90	\$ 13,20	\$ 13,61	\$ 11,90
Valorização da ENEV3	-9,8%	-5,0%	-6,1%	-12,6%
Valorização do IEE	-7,0%	4,3%	-4,7%	1,2%
Valorização do Ibovespa	-14,8%	11,7%	-3,2%	15,7%
Nº de ações 30/06/2018	314.990.499			
Valor de mercado (R\$MM)	3.748,39			

*Média Diária

Performance Mercado de Capitais - 2T18
31/03/2018 = 100

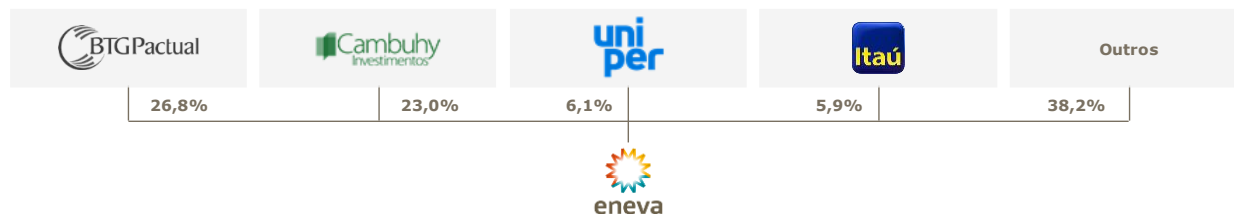


Performance Mercado de Capitais - 12M
30/06/2017 = 100

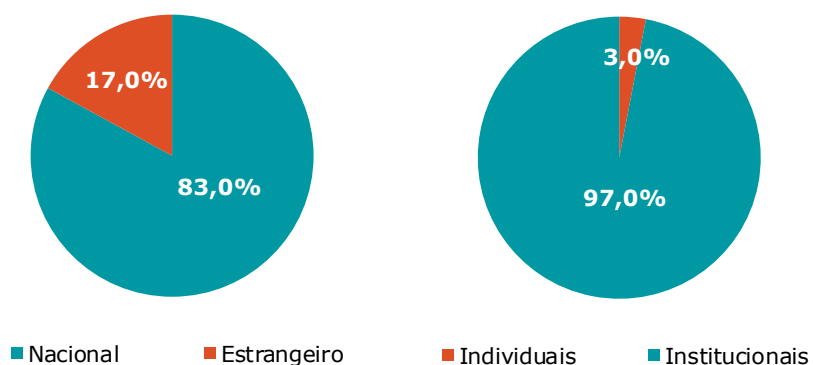


Composição Acionária

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 30 de junho de 2018, é apresentada abaixo:



Perfil de Ações em Circulação 30 de junho de 2018



Conferência de Resultados do 2T18
Quinta-Feira, 09 de agosto de 2018
11h30 (Horário de Brasília) / 10h30 (EUA ET)

Números de acesso no Brasil

+55 11 2188-0155

Número de acesso no EUA

+1 646 843-6054

Código de acesso: 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](#)).

Os números de 2T17, 1S17 e 1S18 são apresentados pro-forma, considerando consolidação de Pecém II.

DRE -2T18 (R\$MM)	Complexo Parnaíba				Geração: Carvão	Comercialização	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total					
Receita Operacional Bruta	443,0	134,0	(133,7)	443,3	372,5	133,2	0,09	(104,9)	844,2
Deduções da Receita Bruta¹	(52,7)	(15,0)	22,3	(45,3)	(39,6)	(12,3)	(0,01)	9,7	(87,6)
Receita Operacional Líquida	390,3	119,1	(111,4)	398,0	332,8	120,9	0,08	(95,2)	756,6
Custos Operacionais	(261,3)	(47,6)	111,4	(197,5)	(210,3)	(118,4)	(0,0)	95,2	(431,1)
Depreciação e amortização	(28,8)	(16,7)	-	(45,5)	(46,5)	-	-	-	(92,0)
Despesas Operacionais	(6,4)	(37,0)	-	(43,4)	(5,9)	(0,9)	(26,4)	(6,8)	(83,4)
PCLD + Poços secos	-	(4,9)	-	(4,9)	-	-	-	-	(4,9)
Depreciação e amortização	(0,5)	(4,6)	-	(5,1)	(0,2)	(0,0)	(0,9)	(6,8)	(13,0)
EBITDA (s/PCLD e Poços Secos)	151,9	55,7	0,0	207,7	163,2	1,6	(25,5)	0,0	351,9
Ajustes não-recorrentes	-	-	-	-	(52,5)	-	8,1	-	(44,4)
EBITDA ajustado	151,9	55,7	0,0	207,7	110,8	1,6	(17,4)	0,0	307,5
Outras receitas/despesas	(19,1)	(0,2)	19,0	(0,3)	(0,2)	(0,0)	183,8	7,2	190,5
Resultado Financeiro Líquido	(34,8)	(22,1)	0,0	(56,9)	(38,4)	(4,7)	(28,5)	-	(128,4)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	138,9	(142,9)	(4,1)
EBT	68,7	12,1	19,0	99,8	78,0	(3,1)	267,9	(142,5)	300,1
Impostos Correntes e Diferidos	(18,2)	(3,3)	-	(21,5)	(7,7)	-	(65,3)	-	(94,5)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,5
Resultado Líquido	50,5	8,8	19,0	78,3	70,4	(3,1)	202,6	(142,0)	206,1

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

DRE - 2T17 (R\$MM)	Complexo Parnaíba				Geração: Carvão	Comercialização	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total					
Receita Operacional Bruta	370,2	104,1	(104,1)	370,2	314,8	72,1	0,12	(46,4)	710,7
Deduções da Receita Bruta	(38,3)	(15,5)	17,4	(36,5)	(33,8)	(7,4)	(0,01)	4,3	(73,3)
Receita Operacional Líquida	331,8	88,6	(86,7)	333,7	280,9	64,7	0,10	(42,1)	637,4
Custos Operacionais	(210,8)	(38,7)	86,7	(162,7)	(226,8)	(68,1)	(0,0)	42,1	(415,6)
Depreciação e amortização	(28,7)	(15,8)	-	(44,4)	(38,9)	-	-	-	(83,4)
Despesas Operacionais	(9,0)	(22,7)	-	(31,6)	(4,9)	(11,573)	(26,6)	(9,2)	(83,9)
PCLD + Poços secos	-	(0,0)	-	(0,0)	-	(10,4)	-	-	(10,4)
Depreciação e amortização	(0,5)	(2,3)	-	(2,8)	(0,1)	(0,0)	(0,9)	(9,2)	(13,0)
EBITDA (s/PCLD e Poços Secos)	141,3	45,3	(0,0)	186,6	88,2	(4,6)	(25,6)	0,0	244,6
Ajustes não-recorrentes	-	-	-	-	-	-	11,2	-	11,2
EBITDA ajustado	141,3	45,3	(0,0)	186,6	88,2	(4,6)	(14,4)	0,0	255,8
Outras receitas/despesas	1,7	0,2	-	1,9	(0,0)	0,0	(32,1)	30,1	(0,2)
Resultado Financeiro Líquido	(50,1)	(35,5)	-	(85,5)	(74,0)	0,1	(11,1)	0,0	(170,6)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	9,5	(10,3)	(0,8)
EBT	63,7	(8,1)	(0,0)	55,7	(24,9)	(14,9)	(60,2)	10,6	(33,7)
Impostos Correntes e Diferidos	(20,2)	3,6	-	(16,6)	(0,0)	0,2	0,0	-	(16,4)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	0,5	-	0,5
Resultado Líquido	43,5	(4,4)	(0,0)	39,1	(24,9)	(14,6)	(59,7)	10,6	(49,5)

DRE -1S18 (R\$MM)	Complexo Parnaíba								Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração: Carvão	Comercialização	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	
Receita Operacional Bruta	855,9	281,2	(280,2)	856,9	691,3	235,8	0,12	(185,9)	1.598,3
Deduções da Receita Bruta¹	(95,6)	(34,3)	47,9	(82,0)	(73,0)	(22,0)	(0,01)	17,2	(159,8)
Receita Operacional Líquida	760,3	246,9	(232,3)	774,9	618,3	213,9	0,11	(168,7)	1.438,4
Custos Operacionais	(510,8)	(103,5)	232,3	(382,0)	(427,9)	(215,3)	(0,0)	168,7	(856,6)
Depreciação e amortização	(57,6)	(44,8)	-	(102,4)	(92,8)	-	-	-	(195,2)
Despesas Operacionais	(13,6)	(66,2)	-	(79,8)	(13,2)	(1,5)	(45,4)	(13,5)	(153,4)
PCLD + Poços secos	-	(4,9)	-	(4,9)	-	-	-	-	(4,9)
Depreciação e amortização	(1,1)	(8,7)	-	(9,8)	(0,4)	(0,0)	(1,8)	(13,5)	(25,5)
EBITDA (s/PCLD e Poços Secos)	294,6	135,7	0,0	430,3	270,3	(2,9)	(43,6)	(0,0)	654,0
Ajustes não-recorrentes	-	(2,7)	-	(2,7)	(52,5)	-	12,4	-	(42,8)
EBITDA ajustado	294,6	133,0	0,0	427,6	217,8	(2,9)	(31,2)	(0,0)	611,2
Outras receitas/despesas	(19,9)	(0,5)	19,0	(1,5)	2,0	0,0	182,3	9,2	192,0
Resultado Financeiro Líquido	(78,0)	(45,4)	0,0	(123,3)	(100,9)	(5,3)	(31,5)	-	(261,1)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	189,2	(191,2)	(2,0)
EBT	138,0	31,4	19,0	188,3	78,2	(8,2)	294,7	(195,5)	357,4
Impostos Correntes e Diferidos	(35,3)	(8,8)	-	(44,1)	(7,7)	-	(65,3)	-	(117,1)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	0,8	0,8
Resultado Líquido	102,7	22,6	19,0	144,2	70,5	(8,2)	229,4	(194,7)	241,1

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

DRE - 1S17 (R\$MM)	Complexo Parnaíba								Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração: Carvão	Comercialização	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	
Receita Operacional Bruta	736,8	215,3	(215,1)	737,0	601,6	121,9	0,16	(82,9)	1.377,7
Deduções da Receita Bruta	(76,1)	(27,8)	35,4	(68,5)	(60,3)	(12,9)	(0,02)	7,7	(134,0)
Receita Operacional Líquida	660,8	187,4	(179,7)	668,5	541,2	109,0	0,15	(75,2)	1.243,6
Custos Operacionais	(403,6)	(81,5)	179,7	(305,3)	(411,1)	(111,2)	(0,0)	75,2	(752,5)
Depreciação e amortização	(57,3)	(35,4)	-	(92,7)	(84,1)	-	-	-	(176,8)
Despesas Operacionais	(16,1)	(36,5)	-	(52,6)	(11,9)	(12,2)	(61,3)	(18,4)	(156,4)
PCLD + Poços secos	-	(0,2)	-	(0,2)	-	(10,4)	-	-	(10,6)
Depreciação e amortização	(1,0)	(4,4)	-	(5,4)	(0,2)	(0,0)	(1,2)	(18,4)	(25,2)
EBITDA (s/PCLD e Poços Secos)	299,5	109,4	(0,0)	408,9	202,6	(4,0)	(60,0)	-	547,4
Ajustes não-recorrentes	-	-	-	-	-	-	24,7	-	24,7
EBITDA ajustado	299,5	109,4	(0,0)	408,9	202,6	(4,0)	(35,3)	-	572,1
Outras receitas/despesas	1,7	0,2	-	1,9	0,1	(0,0)	(35,7)	34,15	0,5
Resultado Financeiro Líquido	(120,4)	(80,1)	-	(200,5)	(153,2)	1,1	(14,9)	0,0	(367,5)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	39,7	(39,9)	(0,1)
EBT	122,4	(10,5)	(0,0)	111,9	(34,8)	(13,3)	(72,0)	(24,1)	(32,3)
Impostos Correntes e Diferidos	(35,8)	5,5	-	(30,4)	(0,0)	-	-	-	(30,4)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	1,0	-	1,0
Resultado Líquido	86,6	(5,0)	(0,0)	81,5	(34,8)	(13,3)	(71,0)	(24,1)	(61,7)