



RESULTADOS 1T18

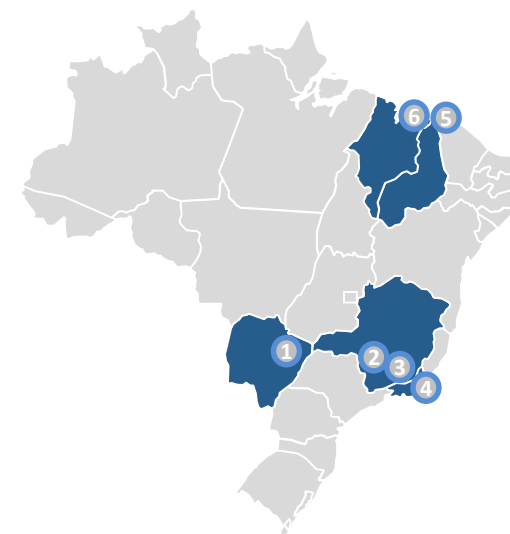


- **EBITDA⁽¹⁾ de R\$ 70 milhões**, +124% em relação ao 1T17
 - **Margem EBITDA⁽²⁾** sobre Lucro Bruto em linha com último trimestre (79% em 1T18 Vs 82% em 4T17) apesar da sazonalidade desfavorável
- **Estratégia comercial:** Descontratação de 151 MW médios (90,5% do portfólio regulado) para 2018 pelo MCSD e negociações bilaterais com as distribuidoras, com preço de R\$ 54/MWh acima do CCEAR
- **Delta 3**, principal ativo do portfólio com disponibilidade superior a 98% no 2º trimestre de operação
- **Geração de 443 GWh** de energia, +196% em relação ao 1T17
 - Ativos hídricos: 119 GWh
 - Ativos eólicos: 324 GWh
- **Lucro bruto da venda de energia de R\$ 88 milhões**, + 132% em relação ao 1T17
- Evento subsequente: Assembleia aprovou a distribuição de **R\$ 10,7 milhões de dividendos**, equivalente a R\$ 0,09/ação. Pagamento ocorrerá em 25/05/2018

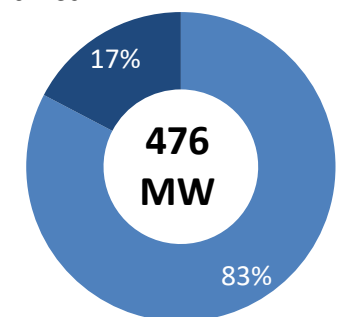


OVERVIEW DO PORTFOLIO

	Planta/ Complexo	Fonte/ Plantas	Part. Omega	Início Contrato Longo Prazo	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWh)	Garantia Física (GWh/ano)
1	Indaiás	2	100%	Jan/12	32,5	22,4	196,2
2	Serra das Aguilhas	1	100%	Jan/18	30	12,9	113,0
3	Pipoca	1	33,4%	Out/10	20	11,9	104,2
4	Gargaú	1	65,5%	Out/10	28,1	7,7	67,5
5	Delta Piauí (D1 e D2)	6	100%	Jul/12 (Delta 1) Jan/18 (Delta 2)	144,8	81,1	710,4
6	Delta Maranhão (D3)	8	100%	Jan/18	220,8	122,6	1.074,0
Sub total		19			476,2	258,6	2.265,3
	M&A Contratado 1 Delta 5	2	100%	Jan/23	54	30,43	266,6
	M&A Contratado 2 Delta 6	2	100%	Jan/23	54	29,06	254,5
Total + M&As		23			584,2	318,1	2.768,4



Hídrica



Eólica



Incidência de Vento:

- Trimestre marcado pela menor incidência de ventos no Nordeste devido à sazonalidade
- Fevereiro abaixo da média histórica como consequência principalmente do impacto do fenômeno La Niña

Velocidade Média Vento (m/s)

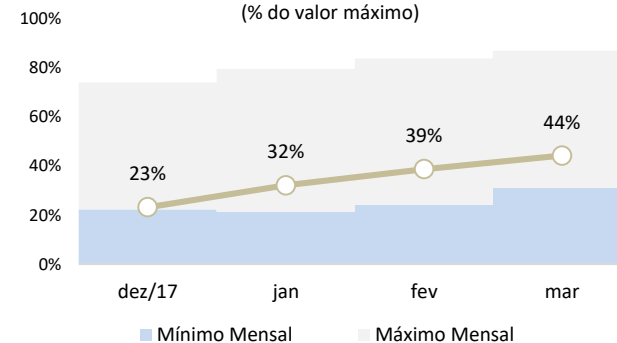
	Histórico	2018	Δ	
Piauí	Jan	8,33	8,77	5,3%
	Fev	7,73	5,75	-25,7%
	Mar	6,68	7,09	6,1%
	1T18	7,58	7,20	-5,0%
Maranhão	Jan	8,59	8,58	-0,1%
	Fev	8,10	6,22	-23,2%
	Mar	7,13	7,52	5,5%
	1T18	7,94	7,44	-6,3%



Recursos Hídricos:

- Forte período de chuvas contribuindo para a recuperação dos reservatórios que atingiram 44% em março
- Ativos hídricos da Omega acompanharam a tendência dos reservatórios mitigando parcialmente a geração eólica

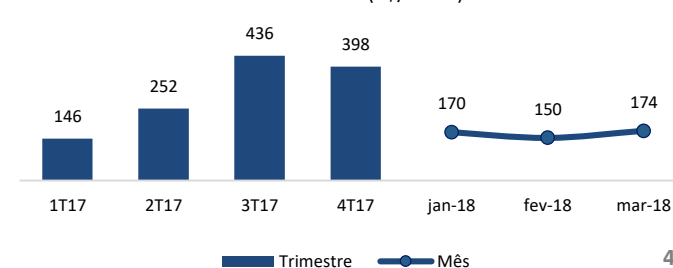
Volume de Armazenamento dos Reservatórios no SIN (% do valor máximo)



Mercado:

- PLD médio (SE/CO) no período recuou para R\$ 196/MWh vs a média de R\$ 398/MWh no 4T17
- Com a recuperação dos reservatórios, PLD chegou a atingir R\$ 40/MWh na região Norte em março

PLD (R\$/MWh)

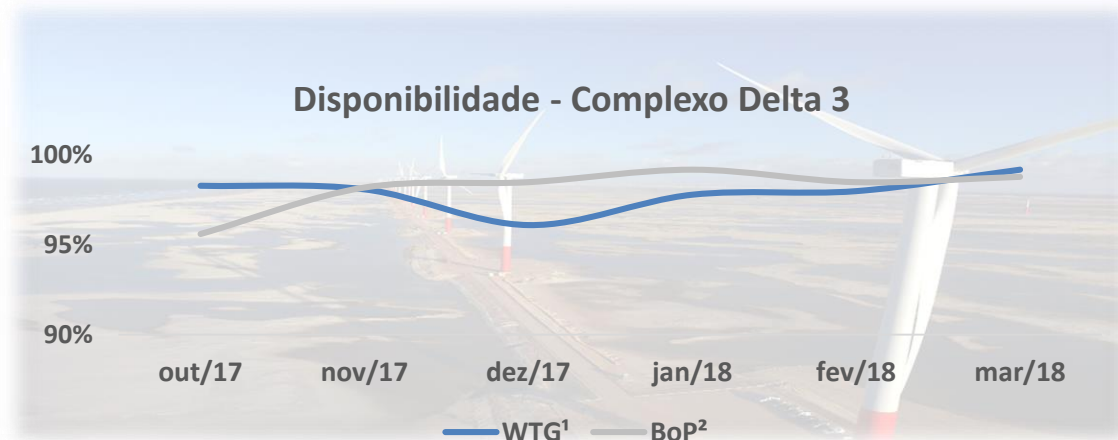


- **Geração de 443 GWh de energia**

- Ativos hídricos: 119 GWh
- Ativos eólicos: 324 GWh

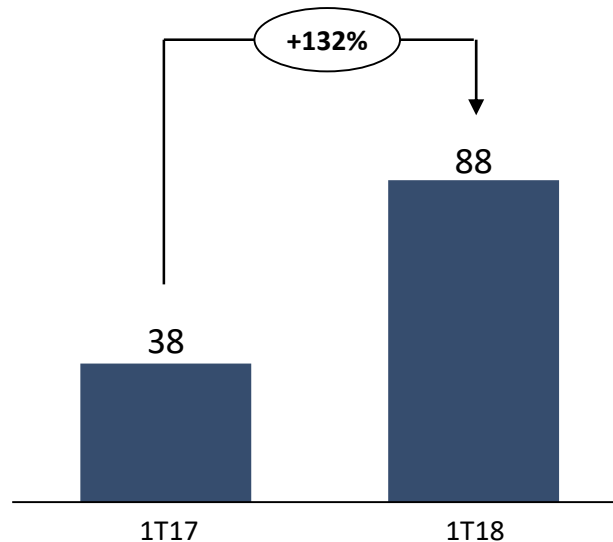
- **Disponibilidade média dos ativos de 92,1% no trimestre**

- Delta 3, principal ativo do portfolio, apresentou disponibilidade superior a 98,3%
- Ativos hídricos com uma disponibilidade de 77,4% em função da parada de Serra das Agulhas para promoção de remontagem do sistema de conduto forçado
- Expurgando o efeito de Serra das Agulhas, a disponibilidade média dos demais ativos hídricos foi de 99,1% e do portfolio total 95,5%

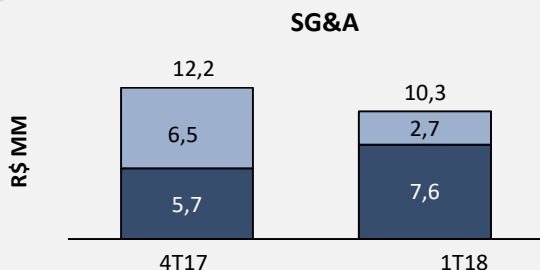


• Lucro Bruto da Venda de Energia: R\$ 88 milhões

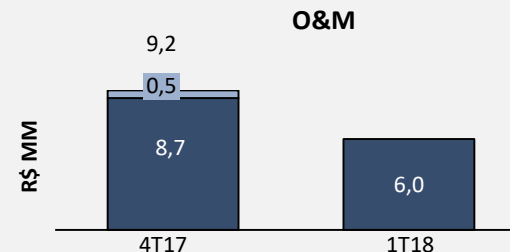
- Crescimento reflete a expansão de capacidade no período e estratégia comercial
- Na estratégia comercial, tivemos a descontratação de 151 MW médios (90,5% do portfólio regulado) para o ano de 2018 através do MCSD e negociações bilaterais com as distribuidoras, com preço de 53,7/MWh acima do CCEAR
- Preço médio (Lucro Bruto/Produção) atingindo R\$ 215,80/MWh



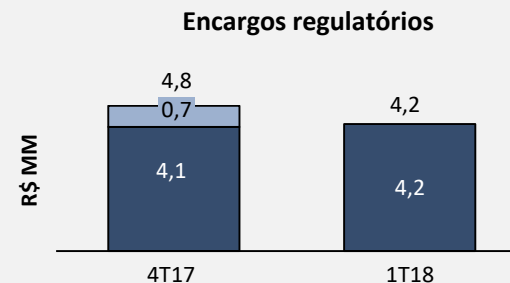
- Custos e Despesas totalizaram R\$ 20,5 milhões no 1T18, redução de 6,6% em relação ao 4T17



- Redução de despesas administrativas frente ao trimestre anterior principalmente devido a menor incidência de despesas não-recorrentes no trimestre.
- As principais despesas não-recorrentes no 1T18 foram a contabilização (não-caixa) de R\$ 1,3 milhão do programa de stock options e gastos com implantação de ERP e due diligencie para futuros M&As.



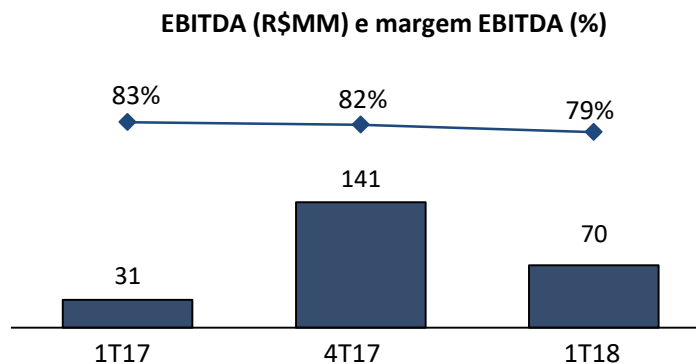
- Queda de 35% em relação ao 4T17 devido alguns serviços prestados semestralmente que não tiveram ocorrência no 1T18



- Os encargos em linha com o trimestre anterior.

• EBITDA⁽¹⁾ R\$ 70 milhões no trimestre

- Apesar da sazonalidade do período, a margem EBITDA⁽²⁾ ao redor de 80% reflete a qualidade do portfólio de geração, aliada à estratégia de comercialização de energia no MCSD, além da gestão dos custos e despesas

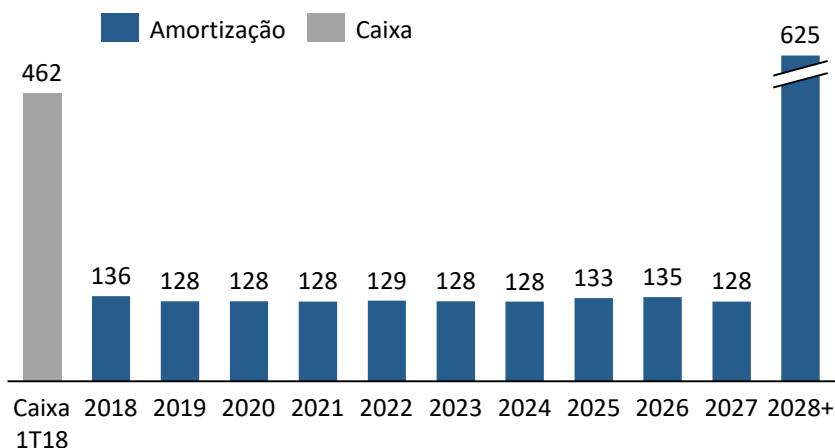


• Prejuízo contábil de R\$ 16,9 milhões

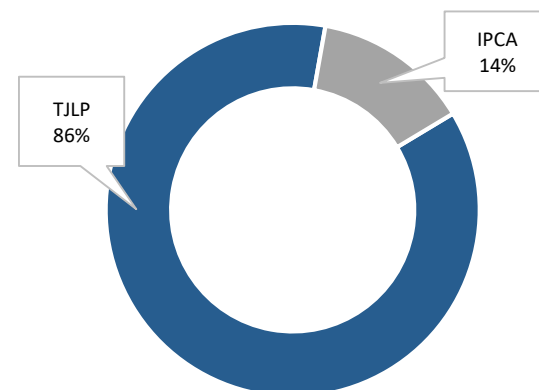
- Apesar do EBITDA ser sazonalmente menor no trimestre, depreciação e despesas financeiras se mantêm estáveis, levando a um prejuízo nos períodos de menor geração de energia

- **Dívida líquida estável em relação ao 4T17: R\$ 1.4 bilhão**
 - 93% dos vencimentos no longo prazo
 - Liquidez confortável: saldo em caixa suficiente para cobrir +3 anos de amortizações
 - Prazo e custo médio da dívida 7,8 anos e 9,4% a.a.
 - TJLP como principal indexador dos contratos de dívida (86%)
 - Com a contribuição de mais um trimestre de Delta 3 (incorporado no 4T17), a alavancagem líquida, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA caiu de 6,4x para 5,4x.

Cronograma de amortização (R\$MM)



Dívida bruta por indexador





Relações com Investidores

**Marcelo Habibe
Daniel Domiciano**

+ 55 11 3254 9810

rigeracao@omegaenergia.com.br

omegaenergia.com.br/ri