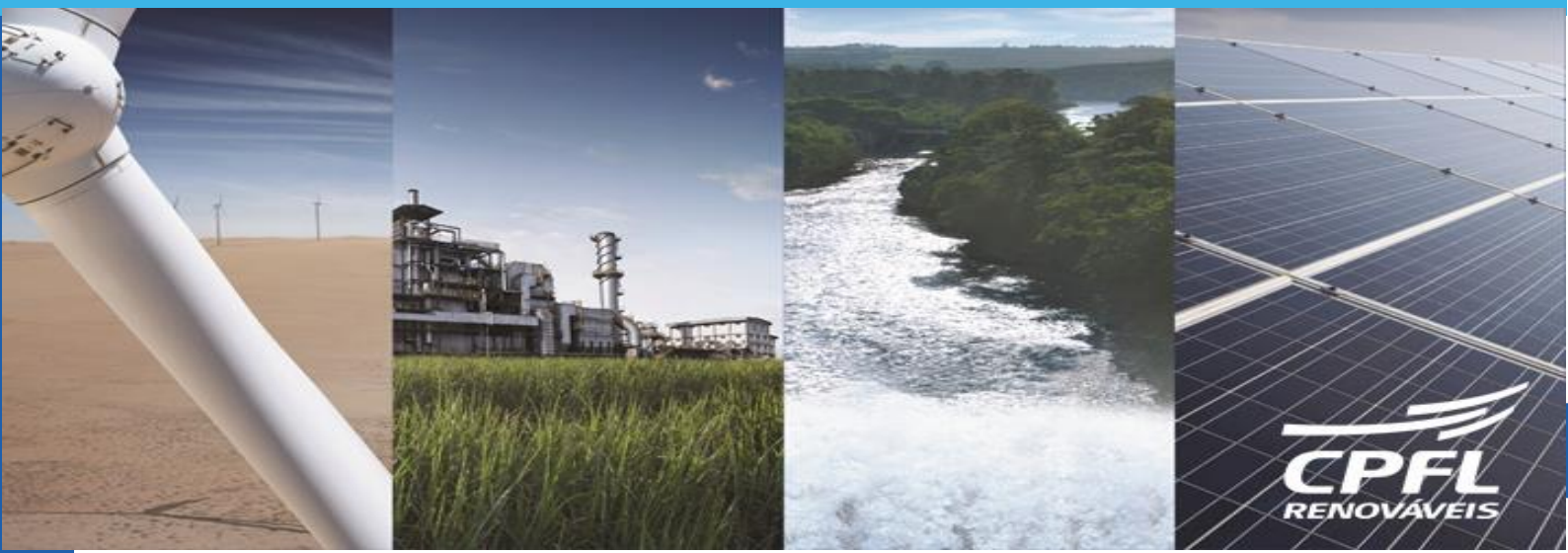


# Release de Resultados

2T19



# Resultados 2T19

## Sumário

<b>Mensagem do Presidente .....</b>	<b>3</b>
<b>Destaques do trimestre .....</b>	<b>4</b>
<b>Portfólio em operação.....</b>	<b>5</b>
<b>Portfólio contratado: projetos em implantação.....</b>	<b>5</b>
<b>Condições de geração .....</b>	<b>7</b>
<b>Desempenho econômico e financeiro .....</b>	<b>19</b>
Demonstração de resultado.....	19
Receita líquida.....	19
Custo de geração de energia.....	21
Despesas gerais e administrativas .....	22
Ebitda .....	22
Resultado Financeiro.....	24
Imposto de renda e contribuição social.....	24
Resultado líquido.....	25
Principais variações do ativo .....	25
Principais variações do passivo .....	26
<b>Mercado de capitais .....</b>	<b>29</b>
<b>Estrutura societária .....</b>	<b>30</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>34</b>

# Resultados 2T19

## Mensagem do Presidente

*“A CPFL Renováveis registrou geração de energia de 1.558,4 GWh no 2T19, aumento de 5,8% quando comparada a igual período de 2018. O resultado evidencia a importância da diversificação do portfólio, uma vez que o melhor desempenho das usinas de biomassa e a entrada em operação da PCH Boa Vista 2, em novembro de 2018, juntamente com a melhor afluência, compensaram a menor incidência de ventos nos parques eólicos localizados no Nordeste.*

*No 2T19, a receita líquida total atingiu R\$ 411,3 milhões, mantendo-se praticamente estável com relação ao 2T18. Apesar da melhora da disponibilidade dos parques eólicos que eram operados pela Suzlon (78,6% no 2T18 versus 85,3% no 2T19), a menor receita líquida devido principalmente à menor incidência de ventos contribuiu para a queda de 1,9% no Ebitda, que totalizou R\$ 250,9 milhões no trimestre.*

*Nesse trimestre, a Companhia emitiu debêntures no valor de R\$ 838 milhões cujos recursos obtidos foram utilizados para reperfilamento de dívidas, garantindo custos mais adequados para a Companhia.*

*Por fim, a Companhia divulgou fato relevante em maio de 2019 comunicando que a CPFL Energia S.A (“CPFL Energia”), celebrou com sua controladora State Grid Brazil Power Participações S.A. (“State Grid”), um Memorando de Entendimentos vinculante (“MOU”) para estabelecer as bases que regularão as negociações para uma potencial operação envolvendo a aquisição da totalidade da participação que a State Grid detém diretamente na CPFL Renováveis.*

*Como parte desse processo, em julho de 2019 começou a integração das atividades administrativas da CPFL Renováveis e CPFL Energia visando principalmente o fortalecimento de potenciais sinergias entre os modelos organizacionais de ambas empresas e criando condições favoráveis para o crescimento estratégico previsto para o negócio da CPFL Renováveis. Esse movimento reforça ainda mais o comprometimento da Administração no crescimento e na criação de valor para seus acionistas.”*

**Fernando Mano da Silva**  
Diretor- Presidente

# Resultados 2T19

São Paulo, 07 de agosto de 2019 – A CPFL Energias Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis” ou “Companhia”) anuncia hoje os resultados referentes ao segundo trimestre de 2019 (2T19) e acumulado do ano até 30/06/2019 (1S19). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação societária aplicável.

## Destaques do trimestre

- i. Geração de energia de 1.558,4 GWh no 2T19 (+5,8% versus 2T18);
- ii. Receita líquida de R\$ 411,3 milhões no 2T19 (-0,9% versus 2T18);
- iii. Ebitda de R\$ 250,9 milhões no 2T19 (-1,9% versus 2T18);
- iv. Prejuízo líquido de R\$ 38,5 milhões no 2T19 (+5,4% versus 2T18);
- v. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R\$ 1,3 bilhão<sup>1</sup>.
- vi. Em 09 de maio de 2019 foi aprovada a 9ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, da espécie quirografária no montante total de R\$ 838 milhões. Os recursos líquidos obtidos pela CPFL Renováveis com a emissão das debêntures serão utilizados para reperfilamento de dívidas, garantindo custos mais adequados para a Companhia.
- vii. No dia 21 de maio de 2019, a CPFL Renováveis divulgou fato relevante comunicando que CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia”) celebrou, com sua controladora, State Grid Brazil Power Participações S.A. (“State Grid”), um Memorando de Entendimentos vinculante (“MOU”) tendo como objetivo estabelecer as bases que regularão as negociações para uma potencial operação envolvendo a aquisição, pela CPFL Energia, da totalidade da participação que a State Grid detém diretamente na CPFL Renováveis.

<sup>1</sup> Inclui caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e conta reserva (aplicações financeiras vinculadas).

# Resultados 2T19

## Indicadores Econômicos e Operacionais

(R\$ mil)	2T19	2T18	2T19 vs 2T18	1S19	1S18	1S19 vs 1S18
<b>Demonstrativo de Resultados</b>						
Receita Líquida	411.298	415.036	-0,9%	745.486	798.584	-6,6%
Ebitda <sup>(1)</sup>	250.883	255.758	-1,9%	442.924	483.545	-8,4%
Margem Ebitda	61,0%	61,6%	-0,6 p.p	59,4%	60,6%	-1,1 p.p
Resultado líquido	(38.498)	(36.540)	5,4%	(131.521)	(109.061)	20,6%
<b>Indicadores Operacionais</b>						
Capacidade em operação (MW)	2.133	2.103	1,4%	2.133	2.103	1,4%
# usinas/ parques em operação	94	93	1,1%	94	93	1,1%
Energia gerada (GWh) <sup>(2)</sup>	1.558	1.472	5,8%	2.730	2.693	1,4%
Número de funcionários <sup>(3)</sup>	468	429	9,1%	468	429	9,1%

<sup>1</sup> Ebitda corresponde ao lucro líquido antes: (i) das despesas de depreciação e amortização; (ii) do imposto de renda e contribuição social (tributos federais sobre a renda); e (iii) do resultado financeiro, conforme Instrução CVM Nº 527, de 04 de outubro de 2012.

<sup>2</sup> Em decorrência da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), para efeitos de contabilização a Companhia considera a geração provisionada do último mês do período corrente.

<sup>3</sup> Considera estagiários e diretores estatutários.

## Portfólio em operação

A CPFL Renováveis tem como vantagem competitiva a diversificação de seu portfólio que, no encerramento do 2T19, contava com 94 ativos localizados em 58 municípios brasileiros. Para atender a esse portfólio a Companhia conta com uma plataforma robusta e altamente escalável.

No encerramento do 2T19, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de ativos	% do portfólio
Eólica	1.308,6	45	61,4%
PCH	453,1	40	21,2%
Biomassa	370,0	8	17,3%
Solar	1,1	1	0,1%
<b>Total em operação</b>	<b>2.132,8</b>	<b>94</b>	<b>100,0%</b>

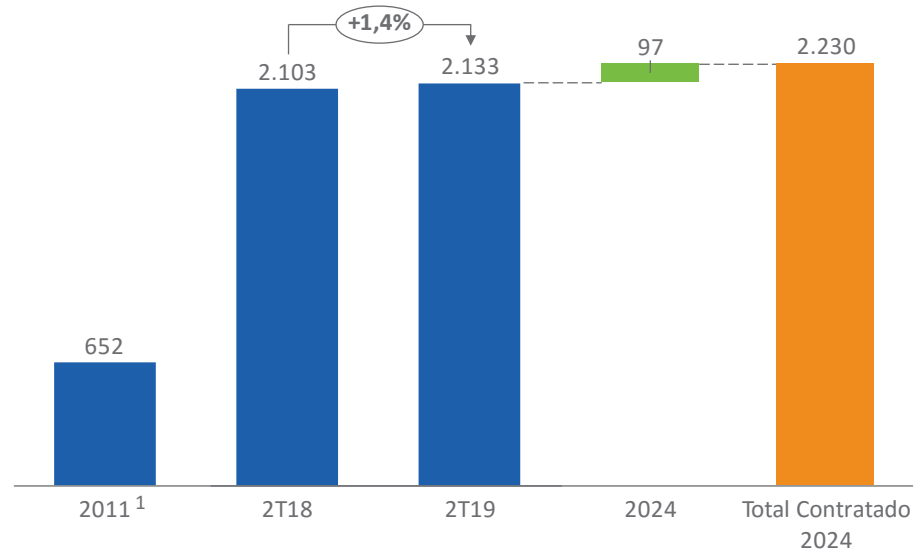
## Portfólio contratado: projetos em implantação

Após a venda de dois projetos no leilão de energia nova realizado em agosto de 2018, a Companhia possui em seu portfólio uma PCH e um complexo eólico em implantação que adicionarão 97,3 MW de capacidade nos próximos anos:

Projetos	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
PCH Cherobim	PCH	PR	Lapa	28,0	2024
Complexo Eólico Gameleira	Eólica	RN	Touros	69,3	2024
<b>Total</b>				<b>97,3</b>	

# Resultados 2T19

Evolução do portfólio contratado até 2024 (MW)



<sup>1</sup> Agosto de 2011 - Criação da CPFL Renováveis.

Além dos ativos em operação e dos projetos em fase de implantação, a Companhia possui um *pipeline* de projetos em desenvolvimento de 2,9 GW.

# Resultados 2T19

## Condições de geração

### Fonte eólica

Nos últimos anos, a geração de energia a partir de projetos eólicos tem apresentado crescimento expressivo no Brasil. A capacidade instalada dos parques eólicos no País alcançou 15 GW em julho de 2019, distribuída em 601 parques<sup>2</sup>. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 26,7 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2027<sup>3</sup>.

A geração de energia dos parques eólicos oscila, predominantemente, em função da velocidade média dos ventos. Nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, os 1º e 2º trimestres do ano apresentam menor velocidade média dos ventos, fazendo com que os parques eólicos apresentem menores volumes de geração quando comparados aos dos 3º e 4º trimestres. O reconhecimento das receitas dos parques eólicos, depende do contrato e pode seguir a geração efetiva dessas usinas ou ser sazonalizada.

Vale observar que, cada parque eólico tem fator de capacidade definido de acordo com uma certificação emitida por empresas especializadas independentes, que considera principalmente as características do vento medido na região e particularidades do projeto propriamente dito. A quantidade de energia que pode ser negociada nos projetos eólicos é baseada no potencial de geração certificado. Além disso, um projeto eólico só poderá vender sua energia por meio de leilões regulados de energia se dispuser de no mínimo 3 anos de medição de vento para o cálculo do seu fator de capacidade. Logo, a eficiência dos parques poderá ser medida pela comparação do fator de capacidade certificado com a geração efetiva do ativo, considerando a geração de períodos de 12 meses, intervalo necessário para que as variações da sazonalidade dos ventos ao longo do ano sejam capturadas.

### Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)

Com a finalidade de mitigar os efeitos negativos sofridos pelas distribuidoras em razão dos altos níveis de sobrecontratação de energia, a ANEEL tem realizado algumas medidas para que as distribuidoras diminuam seus excedentes de energia.

A Resolução ANEEL nº 693 de 2015 (alterada pela Resolução ANEEL nº 726 de 2016 e pela Resolução ANEEL nº 727 de 2016) regulamentou o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCSD”) de energia elétrica com participação dos empreendimentos de geração que comercializaram energia em LFA (“Leilão de Fontes Alternativas”) e LEN (“Leilão de Energia Nova”).

Por meio do MCSD de Energia Nova, implementado de forma centralizada pela CCEE, as distribuidoras têm a possibilidade de declararem suas sobras e déficits enquanto os empreendimentos de geração interessados podem declarar ofertas para redução de sua energia contratada (de forma parcial ou total, por prazo estabelecido). A CCEE utiliza a declaração de todos os agentes, realizando trocas de energia otimizadas entre as distribuidoras e geradoras. Por fim, a CCEE contabiliza as operações, podendo ratificar a redução proposta pelo gerador. Caso isso ocorra, a energia fica descontratada pelo prazo estabelecido no acordo, podendo ser comercializada no ambiente de contratação livre (“ACL”).

<sup>2</sup> Fonte: BIG (ANEEL) – Julho/2019.

<sup>3</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

# Resultados 2T19

Os empreendimentos da CPFL Renováveis que participaram do MCS D A-1 de janeiro a dezembro de 2018 foram os parques eólicos de Atlântica, Macacos, Morro dos Ventos II e Pedra Cheirosa com capacidade de 275,7 MW totalizando 131,0 MW médios descontratados em 2018. Em 2019, os empreendimentos que participaram do MCS D retornaram aos seus mecanismos originais de contrato.

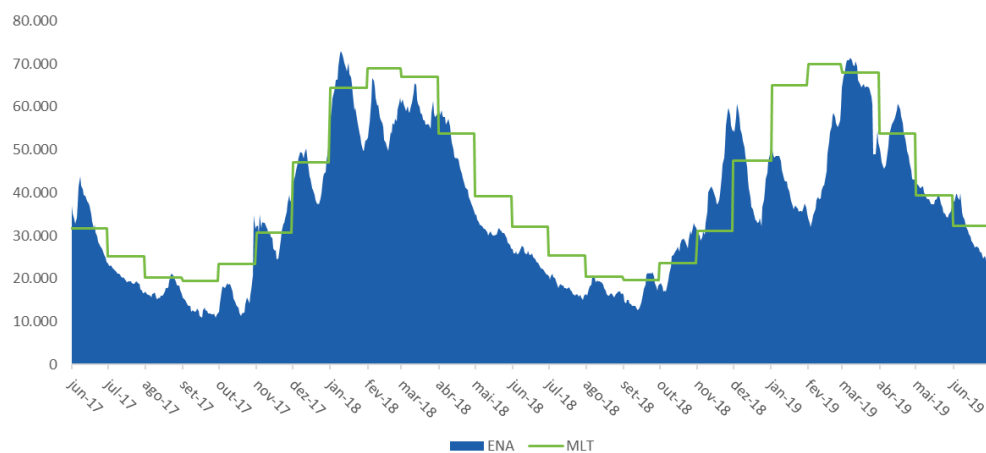
## Fonte hídrica

As pequenas centrais hidrelétricas (“PCHs”) são usinas de pequeno porte, com capacidade instalada entre 5 MW e 30 MW e área de reservatório de até 13 quilômetros quadrados, de acordo com a definição da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). Por conta de suas características distintas em relação às grandes usinas e possibilidade de implantação perto de grandes centros consumidores, esse tipo de empreendimento representa uma opção adequada para complementar a matriz elétrica brasileira. Em julho de 2019, o aproveitamento hidrelétrico representava aproximadamente 65,6% da capacidade instalada no país, sendo 3,6% de PCHs (6,0 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.129 empreendimentos<sup>4</sup>). Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 8,9 GW de capacidade de PCHs e CGHs até o final de 2027<sup>5</sup>.

A energia hidrelétrica é produzida a partir das vazões dos rios, que podem ser medidas por meio das Energias Naturais Afluentes (“ENAs”) dos reservatórios. A ENA é a quantidade de energia que pode ser produzida com base na vazão de água de um determinado rio no seu ponto de aproveitamento. Quanto maior a ENA, maior é a quantidade de energia que poderá ser produzida. Os valores de ENA são expressos em MW médios ou em percentual da média histórica de longo termo (“%MLT”), cuja série iniciou-se em 1931. As variações das ENAs medidas ocorrem, sobretudo, de acordo com as precipitações e influem diretamente na geração das usinas hidrelétricas na região em questão.

Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 24 meses findos em junho de 2019 da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

### Energia Natural Afluente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste (MW médios – últimos 24 meses – junho/2019)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

<sup>4</sup> Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) - Fonte: BIG (ANEEL) – Julho/2019.

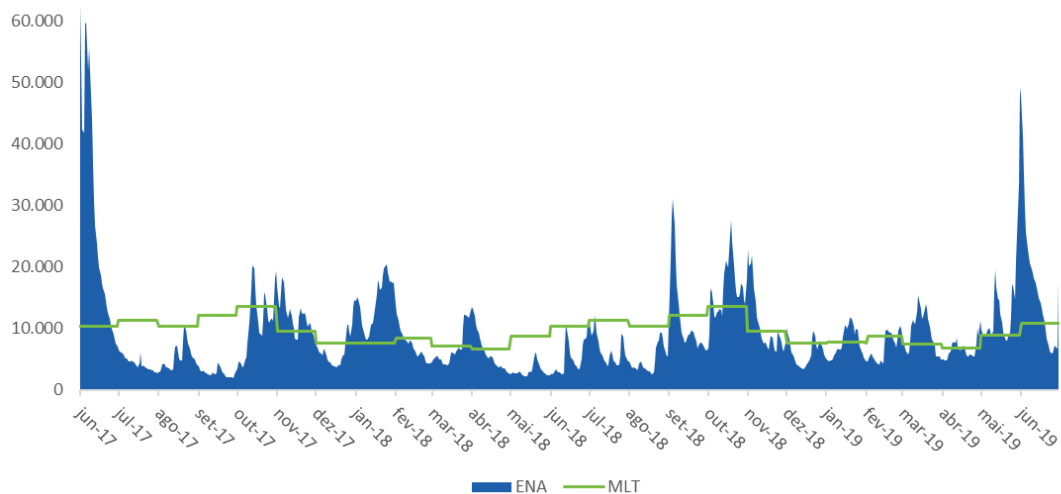
<sup>5</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.



# Resultados 2T19

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 2T19 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios<sup>6</sup> em 47,2%, 7,4 p.p. superior ao nível do final do 2T18 (39,8%).

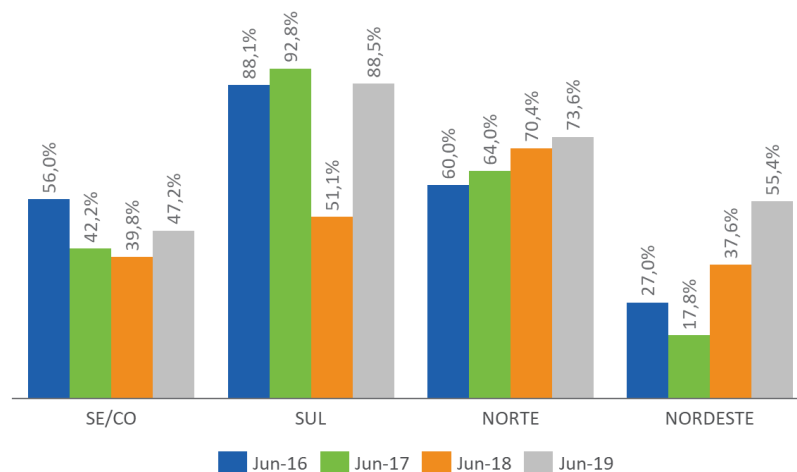
## Energia Natural Afluente – ENA – Sul (MW médios– últimos 24 meses – junho/2019)



Na região Sul, os reservatórios encerraram o 2T19 com 88,5% de sua capacidade de armazenamento, apresentando uma queda de 37,4 p.p. em relação ao final do 2T18 (51,1%).

A energia armazenada é aquela disponível a partir do aproveitamento do volume de água dos reservatórios em seus respectivos níveis operativos. É representada como porcentagem sobre a energia armazenável máxima. Nota-se no gráfico abaixo que, no encerramento do 2T19, todas as regiões apresentaram aumento da capacidade de armazenamento, com destaque para as regiões Sul e Norte.

## Armazenamento dos reservatórios em Junho - 2016 a 2019



Fonte: ONS.

<sup>6</sup> Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação - Junho/2019.

# Resultados 2T19

**MRE:** A contabilização das receitas provenientes das PCHs resulta da garantia física de cada usina, sazonalizada e registrada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A diferença entre a energia gerada e a garantia física é coberta pelo Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”). A quantidade de energia gerada acima ou abaixo da garantia física é valorada por uma tarifa denominada de Tarifa de Energia de Otimização (“TEO”), que cobre somente os custos variáveis de operação e manutenção das usinas. Essa receita ou despesa adicional é mensalmente contabilizada para cada gerador. Para o ano de 2018 foi de R\$ 11,88/MWh. Já para o ano de 2019 o valor da TEO é de R\$ 12,41/MWh. Esses valores são reajustados pela ANEEL.

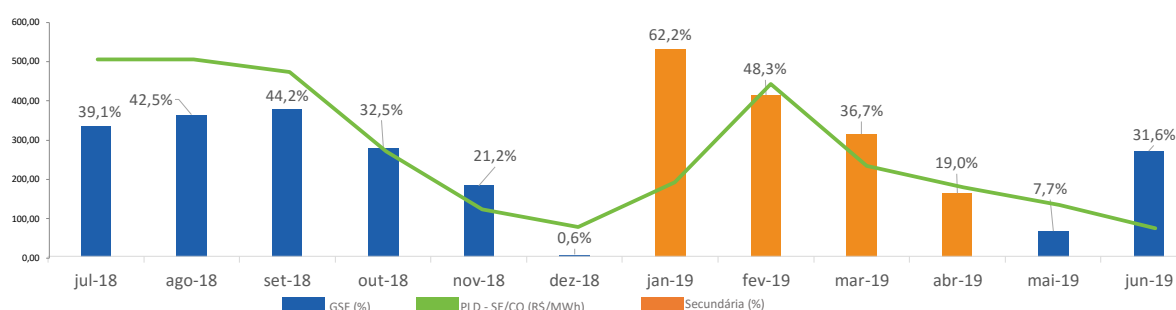
Caso as usinas do MRE não gerem o somatório das garantias físicas por condições hidrológicas desfavoráveis, as mesmas rateiam tal déficit de energia proporcionalmente às suas garantias físicas e a liquidação financeira é valorada pelo Preço de Liquidação de Diferenças (“PLD”). Este efeito é definido como GSF (“*Generation Scaling Factor*”). Bem como, se a geração for superior ao somatório das garantias físicas das usinas do MRE, tal excedente é valorado também ao PLD. Esse efeito é definido como Energia Secundária.

Em 2018, a ANEEL estabeleceu o valor mínimo de R\$ 40,16/MWh e o máximo de R\$ 505,18/MWh. Para 2019, o PLD mínimo é de R\$ 42,35/MWh e o PLD máximo é de R\$ 513,89/MWh.

**Liminar sobre a revisão da garantia física de PCHs:** A hidrologia adversa dos últimos anos tem impactado diretamente a geração das usinas hidrelétricas. O resultado é que a geração de muitas usinas hidrelétricas tem sido abaixo da garantia física. O MME é responsável pela metodologia da revisão da garantia física na qual é considerada o histórico de geração das PCHs desde 2001. Considerando esse cenário, as garantias físicas de algumas PCHs da CPFL Renováveis deveriam ser revisadas para baixo. Todavia, a CPFL Renováveis, por meio da ABRAGEL, obteve decisão liminar que suspende os efeitos da Portaria nº 463/2009, referente à revisão de garantia física de PCHs, restabelecendo os valores originais e impedindo novas revisões até que os pleitos dos geradores sejam discutidos entre os agentes. Enquanto isso, a CCEE deverá considerar os valores originais estabelecidos para as PCHs incluídas na ação, nos processos de contabilização e de liquidação posteriores à decisão da liminar.

Os gráficos abaixo mostram o histórico de GSF/Energia Secundária e do PLD médio do Sudeste/Centro-Oeste dos últimos 12 meses.

Histórico do GSF<sup>1</sup> e Energia Secundária (%) versus PLD da região SE/CO (R\$/MWh)



Fonte: CCEE.

<sup>1</sup> Os valores de GSF (%) apresentados no gráfico são negativos, mas invertidos para melhor visualização da informação. O mês junho de 2019 contempla valores provisionados na CCEE.

# Resultados 2T19

**Repactuação do risco hidrológico (GSF) e Liminar APINE:** Desde o final de 2013, a geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE tem sido inferior ao total de suas garantias físicas, provocando custos decorrentes de GSF inferior a 1 (um).

Em junho de 2015, a APINE ajuizou uma ação com vistas à proteção dos seus geradores hidráulicos associados no que tange ao GSF. A liminar, estipulando que não fosse aplicado o GSF, foi deferida em julho de 2015.

Entre os meses de maio e outubro de 2015, a ANEEL discutiu o tema por meio da Audiência Pública nº 32 (AP 32/2015), com vistas a obter subsídios e informações adicionais para a discussão conceitual do GSF. Diversos agentes e associações do setor contribuíram, apresentando propostas de estruturação e mitigação do risco do GSF.

Como resultado das negociações que aconteceram ao longo de 2015, a ANEEL criou uma metodologia para permitir que os geradores troquem o risco de não conseguirem gerar o equivalente às suas garantias físicas por um "bônus de risco" a ser calculado para cada usina.

Concomitante ao andamento da AP 032/2015, foi publicada, em agosto de 2015, a MP 688, que dispunha sobre os critérios de repactuação do risco hidrológico (GSF). A Lei 13.203/2015, sancionada e publicada em dezembro de 2015, foi resultado da conversão da referida MP e permitiu que os geradores hidrelétricos repactuassem o risco de seus contratos decorrentes dos anos de baixa hidrologia.

Dessa forma, a ANEEL - por meio dos despachos nº 4.122 de 24 de dezembro de 2015 e nº 4.132 de 28 de dezembro de 2015 - concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico (GSF) das seguintes usinas da CPFL Renováveis: PCH Arvoredo, PCH Salto Góes, PCH Varginha, PCH Santa Luzia, PCH Plano Alto, PCH Alto Irani, PCH Cocais Grande, PCH Figueirópolis e PCH Ludesa, conforme demonstrado na tabela abaixo:

PCH	Garantia Física (MW médios)*	MW médios repactuados	Produto**
Arvoredo	7,38	7,00	SP100
Salto Góes	11,10	11,10	SP100
Varginha	5,39	4,00	SP100
Santa Luzia	18,42	14,00	SP100
Plano Alto	9,25	9,25	SP100
Alto Irani	12,36	12,36	SP100
Cocais Grande	4,61	4,61	SP100
Figueirópolis	12,60	12,22	SP100
Ludesa	21,20	16,70	SP100
<b>TOTAL</b>	<b>102,31</b>	<b>91,25</b>	

\* Valores de garantia física conforme Portaria ANEEL no 30.

\*\* SP 100 é o produto no qual o gerador transfere o risco hidrológico (GSF) e a energia secundária para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, conforme especificado pela REN 684/2015. Esse termo significa que a Companhia repactuou 100% do risco hidrológico (GSF) das usinas no ACR ao prêmio R\$ 9,50/MWh.

Os geradores que aderiram à repactuação do risco hidrológico (GSF) das usinas tiveram que cancelar processos judiciais em curso e quitar o passivo de GSF de maio a dezembro de 2015 e, assim, passar a ter direito ao ressarcimento do GSF de 2015 líquido do prêmio pactuado, reconhecendo esse montante como receita para os ativos negociados no PROINFA e como redutor de custo para os outros ativos do mercado regulado.

# Resultados 2T19

Em dezembro de 2017, a PCH Mata Velha aderiu ao processo de repactuação do risco hidrológico com 12,7 MWm, válido a partir de janeiro de 2018.

Com relação às usinas no Ambiente de Contratação Livre (ACL), a Companhia decidiu pela não adesão à proposta de repactuação do risco hidrológico (GSF), conforme estabelecido na Lei nº 13.203/2015 e Resolução ANEEL nº 684/2015.

Portanto, as 29 PCHs da CPFL Renováveis, num total de 120,11 MWmédios, de garantia física no ACL, permaneceram protegidas pela liminar concedida à APINE. Além disso, tem a PCH Boa Vista 2 e uma parcela das PCHs Arvoredo, Varginha, Santa Luzia e Ludesa que estão no ACL e que não foram repactuadas totalizando 39,7 MWm.

Em fevereiro de 2018, a liminar foi cassada, porém os saldos devidos do passado foram preservados. Dessa forma, as empresas teriam que aportar recursos apenas para o risco posterior à cassação da liminar.

Em abril de 2018, a APINE entrou com medida cautelar pedindo restabelecimento da liminar e em maio de 2018, o pedido foi deferido em favor da APINE, restabelecendo seus efeitos originais, onde preserva o passado e não se aplica nenhum ajuste de GSF.

Em 23 de outubro de 2018, o Superior Tribunal de Justiça (STJ) revogou a liminar que protegia os associados da APINE dos efeitos do risco hidrológico (GSF) na liquidação do mercado de curto prazo. A decisão do STJ veio em um recurso da ANEEL.

Na decisão, manteve-se a suspensão do ajuste do MRE entre 1º de julho de 2015 a 7 de fevereiro de 2018. O pagamento das liquidações posteriores ao período mencionado foi realizado em novembro de 2018.

Importante ressaltar que tal decisão não gera impactos no resultado da Companhia, tendo em vista o provisionamento do montante de GSF já realizado.

Diante dos insucessos nas alternativas encontradas para equacionar o GSF, o Projeto de Lei do Senado 209/2015 se tornou mais uma estratégia para resolução do problema.

Esse Projeto de Lei do Senado estava tramitando desde abril de 2015 nesta Casa e previa uma alteração na Lei nº 9.427/1996. Assim, em outubro de 2018, foi submetido para apreciação da Comissão um substitutivo que incluía uma emenda que trata dos termos da repactuação do GSF. O substitutivo foi aprovado e seguiu para a deliberação da Câmara dos Deputados e renumerado para PL 10.985/2018, onde tramita sob regime de urgência.

Em 26 de junho de 2019 foi aprovado no Plenário da Câmara dos Deputados o PL 10.985/2018, com alterações. Por se tratar de uma alteração no Projeto de Lei, a matéria retornará ao Senado Federal, onde será deliberada pelas Comissões de Constituição e Justiça (CCJ), e de Infraestrutura (CI). Essas comissões analisarão somente as mudanças feitas pela Câmara dos Deputados, não podendo propor novas alterações.

Já no início de julho de 2019, foi aprovada no Plenário do Senado Federal a urgência à Emenda da Câmara dos Deputados ao PL 10.985/2018, que estabelece novas condições para a repactuação do risco não hidrológico, entre outros. No Senado, o PL 10.985/2018 tem uma nova numeração: PL 3975/2019 vinculado ao PLS 209/2015, número de origem no Senado.

# Resultados 2T19

## Fonte biomassa

A produção de energia por meio da biomassa é considerada uma alternativa interessante para a diversificação da matriz energética em substituição aos combustíveis fósseis, como petróleo e carvão. Nessa categoria, a modalidade de geração de energia mais empregada no Brasil é a utilização de resíduos do processamento industrial da cana-de-açúcar, principalmente o bagaço.

O aproveitamento da energia deste subproduto como insumo acontece desde a implantação das primeiras usinas sucroalcooleiras, localizadas em sua maioria nos estados de São Paulo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul e Paraná, próximo dos maiores centros consumidores de energia. No primeiro momento, sua utilização tinha como objetivo suprir as necessidades dessas unidades produtoras. A evolução da eficiência energética do setor, contudo, permitiu a produção de excedentes de energia elétrica, que passaram a ser comercializados, ampliando a importância do seu uso na matriz energética nacional.

Em julho de 2019, as usinas de geração de energia elétrica a partir da biomassa representavam 14,9 GW<sup>7</sup> instalados no país (563 empreendimentos), 13,5% da matriz energética brasileira. O PDE 2027<sup>8</sup> projeta crescimento dessa fonte, que deverá atingir capacidade instalada de 16,6 GW em dezembro de 2027.

O reconhecimento das receitas dos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar, depende do contrato e pode seguir a geração efetiva dessas usinas ou ser sazonalizada. A geração, por sua vez, acompanha o efeito sazonal da safra, que, na região Sudeste, tem seu início em abril e seu término em novembro. Já a safra da região Nordeste tem seu ciclo de produção entre agosto e março do ano seguinte. Sendo assim, de forma geral, o primeiro semestre do ano é um período com menores receitas do que o segundo para esses ativos.

**Revisão da garantia física:** Conforme a Portaria MME nº 564/2014, as usinas de biomassa da CPFL Renováveis, que juntas somam 370 MW de potência, tiveram as suas garantias físicas revisadas a partir de janeiro de 2017. A metodologia de cálculo para revisão considera a geração média de 12 meses (junho a maio). Se a geração média estiver abaixo de 90% ou acima de 105% da garantia física atual da usina, a mesma passará ser a garantia física da usina em janeiro do ano seguinte.

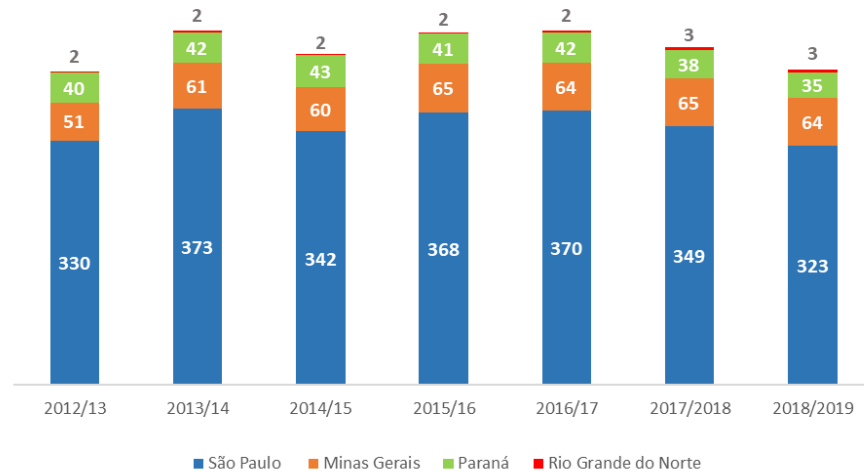
O gráfico a seguir apresenta o histórico da safra nos estados em que a Companhia atua:

<sup>7</sup> Fonte: BIG (ANEEL) – Julho/2019.

<sup>8</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

# Resultados 2T19

Histórico da safra da cana de açúcar por Estado (milhões de toneladas)



Fonte: Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) – Maio/2019.

## Fonte solar

A geração de energia fotovoltaica é a única que transforma diretamente energia solar (radiação) em energia elétrica. Essa conversão direta ocorre pelos efeitos gerados pelo contato com materiais semicondutores, por exemplo, o silício, gerando o efeito fotovoltaico.

A EPE (Empresa de Pesquisa Energética), em seu relatório “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira” de maio de 2012 destaca que, apesar de eventualidades naturais como longos períodos de chuva poderem ter algum efeito temporário, a variabilidade interanual é muito baixa (entre 4% e 6% nas regiões áridas e de até 10% nas regiões costeiras e montanhosas<sup>9</sup>). A EPE lançou estudo atualizado sobre o setor solar no Brasil e apontou um potencial dessa fonte de 30 mil GW no país, mais de 200 vezes a matriz elétrica brasileira atual.

A fonte solar ainda é pouco representativa no País, ocupando apenas 1,3% da matriz energética brasileira. Em julho de 2019, representava 2,1 GW<sup>10</sup> instalados, com 2.474 usinas. Entretanto, o PDE 2027<sup>11</sup> projeta crescimento significativo para essa fonte, que chegará a uma capacidade instalada de 8,6 GW em dezembro de 2027.

A CPFL Renováveis se antecipou na exploração dessa fonte e possui, desde 2012, uma usina de energia solar em operação, localizada em Campinas, estado de São Paulo – usina Tanquinho. Essa usina possui 1,1 MW de potência instalada, 0,2 MWm de energia comercializada por meio de um contrato firmado no ACL (Ambiente de Contratação Livre).

<sup>9</sup> “Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions”, CanmetEnergy.

<sup>10</sup> Fonte: BIG (ANEEL) – Julho/2019.

<sup>11</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

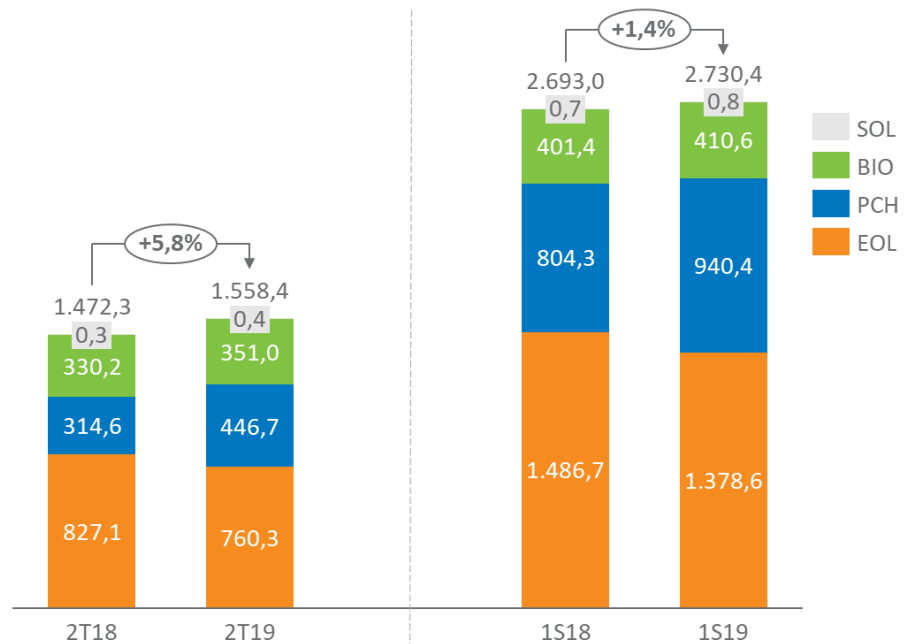
# Resultados 2T19

## Produção de energia

No 2T19, a CPFL Renováveis gerou 1.558,4 GWh de energia, aumento de 5,8% em relação ao 2T18 (+86,1 GWh). No 1S19, a CPFL Renováveis gerou 2.730,4 GWh de energia, aumento de 1,4% em relação ao 1S18 (+37,4 GWh).

A produção por fonte encontra-se representada no gráfico a seguir:

Geração de energia por fonte (GWh)<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Em decorrência da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), para efeitos de contabilização a Companhia considera a geração provisionada do último mês do período corrente.

O portfólio de ativos da CPFL Renováveis é diversificado tanto em termos de fontes como em localização geográfica. Essa característica é relevante, pois mitiga os efeitos das sazonalidades e fatores climáticos, que variam de acordo com a fonte renovável e também com a localização geográfica de cada um dos ativos. A descrição do portfólio em operação está detalhada no anexo - Ativos em operação.

### EÓLICA

A geração de energia dos parques eólicos apresentou redução de 8,1% e 7,3% no 2T19 e no 1S19, respectivamente. Apesar da melhora na disponibilidade em 2019 dos parques que eram operados pela Suzlon, a menor incidência de ventos no Ceará e no Rio Grande do Norte ocasionou redução na geração entre os períodos comparados. Nos parques eólicos do Rio Grande do Sul, a performance foi semelhante nos dois períodos.

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 78,6%, 80,7% e 83,2%, respectivamente. Nos últimos 36 meses, a taxa de eficiência foi impactada principalmente em função do fenômeno El Niño registrado início de 2016 e também pelo fenômeno La Niña no primeiro semestre de 2018. Vale mencionar que o primeiro trimestre de 2019 foi o pior em incidência de vento dos últimos 6 anos de medição nos parques eólicos da CPFL Renováveis que estão localizados no nordeste, em função principalmente da combinação dos fenômenos climáticos

# Resultados 2T19

típicos de verão aliados ao deslocamento da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), que está posicionada sobre o litoral norte nordestino. A eficiência também foi afetada pela instabilidade da performance inicial da entrada em operação de novos parques do Rio Grande do Norte e a problemas de disponibilidade nos parques do Ceará, que eram operados pela Suzlon.

## Fator de capacidade e taxa de eficiência dos parques eólicos nos últimos 12 meses:

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado <sup>10 11</sup>	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência <sup>12</sup>
Complexo Eólico SIIF <sup>(1)</sup>	CE	35,0%	23,9%	68,2%
Complexo Eólico Bons Ventos <sup>(2)</sup>	CE	38,5%	28,4%	73,9%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	23,9%	52,8%
Complexo Eólico Santa Clara <sup>(3)</sup>	RN	40,2%	29,7%	73,7%
Complexo Eólico Morro dos Ventos <sup>(4)</sup>	RN	43,3%	35,6%	82,1%
Complexo Eólico Atlântica <sup>(5)</sup>	RS	43,2%	39,1%	90,5%
Complexo Eólico Macacos I <sup>(6)</sup>	RN	49,1%	42,4%	86,3%
Campo dos Ventos II	RN	46,7%	37,2%	79,6%
Complexo Eólico Eurus <sup>(7)</sup>	RN	44,4%	39,3%	88,5%
Morro dos Ventos II	RN	53,9%	42,3%	78,5%
Complexos Campo dos Ventos e São Benedito <sup>(8)</sup>	RN	58,2%	49,5%	85,2%
Complexo Pedra Cheirosa <sup>(9)</sup>	CE	60,9%	41,3%	67,8%
<b>Total</b>		<b>45,0%</b>	<b>35,6%</b>	<b>78,6%</b>

## Fator de capacidade e taxa de eficiência dos parques eólicos nos últimos 24 meses:

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado <sup>10 11</sup>	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência <sup>12</sup>
Complexo Eólico SIIF <sup>(1)</sup>	CE	35,0%	25,2%	72,0%
Complexo Eólico - Bons Ventos <sup>(2)</sup>	CE	38,5%	25,7%	66,8%
Complexo Rosa dos Ventos	CE	45,2%	27,6%	61,0%
Complexo Eólico Santa Clara <sup>(3)</sup>	RN	40,2%	31,1%	77,3%
Complexo Eólico Morro dos Ventos <sup>(4)</sup>	RN	43,3%	36,7%	84,7%
Complexo Eólico Atlântica <sup>(5)</sup>	RS	43,2%	39,3%	91,0%
Complexo Eólico Macacos I <sup>(6)</sup>	RN	49,1%	43,6%	88,6%
Campo dos Ventos II	RN	46,7%	38,6%	82,5%
Complexo Eólico Eurus <sup>(7)</sup>	RN	44,4%	40,4%	90,9%
Morro dos Ventos II	RN	53,9%	43,1%	79,9%



# Resultados 2T19

Complexos Campo dos Ventos e São Benedito <sup>(8)</sup>	RN	58,2%	51,6%	88,6%
<b>Total</b>		<b>44,4%</b>	<b>36,3%</b>	<b>80,7%</b>

## Fator de capacidade e taxa de eficiência dos parques eólicos nos últimos 36 meses:

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado <sup>10 11</sup>	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência <sup>12</sup>
Complexo Eólico SIIF <sup>(1)</sup>	CE	35,0%	27,6%	78,7%
Complexo Eólico - Bons Ventos <sup>(2)</sup>	CE	38,5%	28,8%	74,8%
Complexo Rosa dos Ventos	CE	45,2%	32,5%	71,9%
Complexo Eólico Santa Clara <sup>(3)</sup>	RN	40,2%	32,8%	81,5%
Complexo Eólico Morro dos Ventos <sup>(4)</sup>	RN	43,3%	37,5%	86,6%
Complexo Eólico Atlântica <sup>(5)</sup>	RS	43,2%	39,4%	91,3%
Complexo Eólico Macacos I <sup>(6)</sup>	RN	49,1%	44,8%	91,1%
Campo dos Ventos II	RN	46,7%	39,6%	84,8%
Complexo Eólico Eurus <sup>(7)</sup>	RN	44,4%	41,2%	92,6%
Morro dos Ventos II	RN	53,9%	45,1%	83,6%
<b>Total</b>		<b>41,3%</b>	<b>34,5%</b>	<b>83,2%</b>

<sup>1</sup> Complexo SIIF é formado pelos parques eólicos Paracuru, Foz do Rio Choró, Icaraizinho e Praia Formosa.

<sup>2</sup> Complexo BVP Geradora é formado pelos parques eólicos Enacel, Bons Ventos, Taíba Albatroz e Canoa Quebrada.

<sup>3</sup> Complexo eólico Santa Clara é formado pelos parques eólicos Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI e Eurus VI.

<sup>4</sup> Complexo Morro dos Ventos é formado pelos parques eólicos Morro dos Ventos I, III, IV, VI e IX.

<sup>5</sup> Complexo Atlântica é formado pelos parques eólicos Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V.

<sup>6</sup> Complexo Macacos I é formado pelos parques eólicos Macacos, Juremas, Pedra Preta e Costa Branca.

<sup>7</sup> Complexo Eurus é formado pelos parques eólicos Eurus I e Eurus II.

<sup>8</sup> Complexo Campo dos Ventos e São Benedito é formado pelos parques eólicos Campo dos Ventos I, III e V, São Domingos, Ventos de São Martinho, Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Ventos de Santa Mônica e Ventos de Santa Úrsula.

<sup>9</sup> Complexo Pedra Cheirosa é formado pelos parques eólicos Pedra Cheirosa I e II.

<sup>10</sup> O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50 estimada em 2,5%.

<sup>11</sup> Atualização das certificações das eólicas devido aperfeiçoamento de análises em função de mais dados disponíveis.

<sup>12</sup> A taxa de eficiência (razão entre fator de capacidade real e fator de capacidade certificado) corresponde ao fator de geração que é calculado pela divisão entre geração realizada e geração certificada (P50).

## HÍDRICA (PCH)

A geração de energia das PCHs apresentou crescimento de 42,0% (+132,1 GWh) no 2T19 em relação a do 2T18. Esse resultado é explicado pelos seguintes fatores: i) entrada em operação da PCH Boa Vista 2 em novembro de 2018; e ii) melhor afluência na região Sul e nos estados de Mato Grosso e São Paulo que compensaram a menor afluência no estado de Minas Gerais.

No 1S19, a geração apresentou acréscimo de 16,9% (+136,1 GWh) em relação ao 1S18 devido principalmente à melhor afluência na região Sul.

# Resultados 2T19

O total gerado pelas usinas pertencentes ao MRE tem sido, nos últimos anos, inferior ao total da garantia física das mesmas, ocasionando déficit (GSF) que, dependendo da quantidade contratada, resulta na exposição no mercado de curto prazo para tais usinas. Exceto no 1T18 e no 1T19, quando houve energia secundária, uma vez que as garantias físicas sazonalizadas das usinas pertencentes do MRE estão mais concentradas nos demais meses do ano. A Companhia não tem efeito relevante para as usinas que comercializaram energia no mercado regulado, em função da repactuação do risco hidrológico (GSF). Os efeitos na CPFL Renováveis estão descritos nas sessões “Receita líquida e “Custo de compra de energia”.

## BIOMASSA

A geração de energia das usinas de biomassa apresentou aumento de 6,3% (+20,8 GWh) no 2T19 em relação a do 2T18. Esse resultado deve-se às condições climáticas mais favoráveis que possibilitaram uma moagem superior no 2T19, possibilitando uma maior geração. Esse cenário também beneficiou a geração das usinas de biomassa no 1S19, que teve um aumento de 2,3% (+9,3 GWh) em relação a do 1S18.

# Resultados 2T19

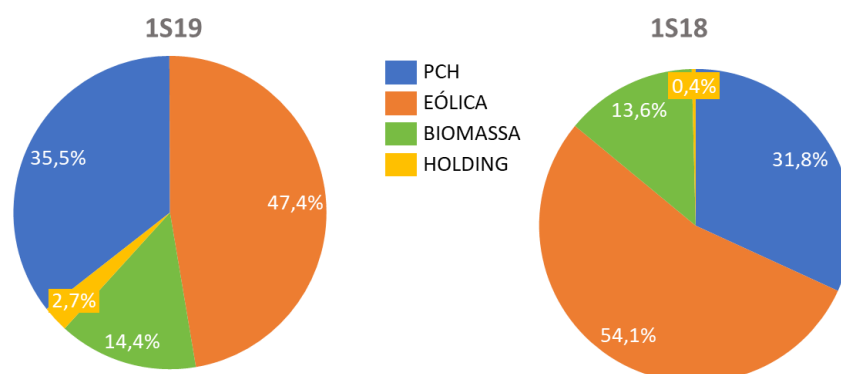
## Desempenho econômico e financeiro

### Demonstração de resultado

(R\$ mil)	2T19	2T18	2T19 vs 2T18	1S19	1S18	1S19 vs 1S18
Receita Líquida	411.298	415.036	-0,9%	745.486	798.584	-6,6%
Custo de geração de energia elétrica	(124.259)	(123.980)	0,2%	(232.013)	(251.078)	-7,6%
Depreciação e amortização	(119.678)	(113.223)	5,7%	(238.845)	(229.956)	3,9%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>167.361</b>	<b>177.833</b>	<b>-5,9%</b>	<b>274.628</b>	<b>317.550</b>	<b>-13,5%</b>
Despesas gerais e administrativas	(36.156)	(35.298)	2,4%	(70.549)	(63.961)	10,3%
Amortização do direito de exploração	(39.807)	(38.985)	2,1%	(79.614)	(78.191)	1,8%
Depreciação & amortização	(2.126)	(2.279)	-6,7%	(3.733)	(4.027)	-7,3%
<b>Lucro operacional</b>	<b>89.272</b>	<b>101.271</b>	<b>-11,8%</b>	<b>120.732</b>	<b>171.371</b>	<b>-29,5%</b>
Resultado Financeiro	(111.174)	(119.119)	-6,7%	(222.880)	(248.334)	-10,2%
IR e CS	(16.596)	(18.692)	-11,2%	(29.373)	(32.098)	-8,5%
<b>Resultado líquido</b>	<b>(38.498)</b>	<b>(36.540)</b>	<b>5,4%</b>	<b>(131.521)</b>	<b>(109.061)</b>	<b>20,6%</b>
<b>Ebitda</b>	<b>250.883</b>	<b>255.758</b>	<b>-1,9%</b>	<b>442.924</b>	<b>483.545</b>	<b>-8,4%</b>
Margem Ebitda	61,0%	61,6%	-0,6 p.p	59,4%	60,6%	-1,1 p.p

### Receita líquida

#### Composição da receita líquida por fonte<sup>1</sup>



<sup>1</sup> A participação da fonte solar foi de 0,02% no 1S19 e 0,02% 1S18.

A receita líquida total atingiu R\$ 411,3 milhões no 2T19, praticamente estável à receita do 2T18 (-R\$ 3,7 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

# Resultados 2T19

- (i) Redução de R\$ 35,2 milhões na receita das eólicas devido principalmente: a) à menor geração dos complexos eólicos (-R\$ 22 milhões); b) à diferença de preço da energia vendida no leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que a energia descontratada no 2T18 foi vendida no mercado livre a um preço superior ao preço do contrato no mercado regulado no 2T19 (-R\$ 8,5 milhões); e c) ao ressarcimento anual do déficit de geração do Complexo Santa Clara (-R\$ 3,5 milhões).
- (ii) Aumento de R\$ 21,8 milhões na receita das PCHs devido principalmente à diferente estratégia de sazonalização da garantia física dos contratos entre os períodos e reajuste dos contratos (+ R\$ 19,3 milhões); e ao volume maior de energia secundária do MRE no valor de R\$ 2,5 milhões.
- (iii) Aumento de R\$ 3,2 milhões na receita das biomassas devido à estratégia de sazonalização dos contratos e à maior geração de algumas usinas (+R\$ 7,6 milhões), parcialmente compensado pela menor liquidação de energia para recomposição de lastro e hedge no 2T19 (-R\$ 3,8 milhões), com contrapartida no custo com compra de energia.
- (iv) Aumento de R\$ 6,4 milhões na receita da Holding devido às operações intercompany de hedge e swap liquidadas à PLD no 2T19, enquanto no 2T18 essas operações mitigaram o efeito da exposição das eólicas que estavam vendendo energia no MCSD (sazonalização flat).

No 1S19, a receita líquida atingiu R\$ 745,5 milhões, queda de 6,6% em comparação com a do 1S18 (-R\$ 53,1 milhões). Essa variação pode ser explicada principalmente pelos fatores que impactaram o trimestre, parcialmente compensado pelo reajuste de preços dos contratos.

Receita líquida	2T19	2T18	2T19 vs 2T18	1S19	1S18	1S19 vs 1S18
PCH	132.897	111.128	19,6%	264.524	254.048	4,1%
EOL	192.730	227.909	-15,4%	353.039	432.362	-18,3%
Biomassa	77.209	73.978	4,4%	107.609	108.772	-1,1%
Solar	76	80	-5,0%	168	165	1,8%
Holding	8.386	1.941	332,0%	20.145	3.237	522,3%
<b>Total</b>	<b>411.297</b>	<b>415.037</b>	<b>-0,9%</b>	<b>745.486</b>	<b>798.584</b>	<b>-6,6%</b>

Cabe ressaltar que o reconhecimento das receitas das PCHs (com exceção dos contratos do PROINFA) é feito com base na curva de sazonalização da garantia física. Para as eólicas e as usinas de biomassa, o reconhecimento da receita depende do contrato e pode ser feito pela geração efetiva ou sazonalização. Para maiores detalhes veja o mapa de contratos de venda de energia no anexo (mapa de contrato de vendas de energia).

# Resultados 2T19

## Custo de geração de energia

(R\$ mil)	2T19	2T18	2T19 vs 2T18	1S19	1S18	1S19 vs 1S18
Custo de compra de energia	(41.777)	(66.628)	-37,3%	(71.020)	(112.388)	-36,8%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(981)	(1.338)	-26,7%	(1.957)	(1.928)	1,5%
Encargos de uso de sistema	(24.563)	(15.356)	60,0%	(48.590)	(40.056)	21,3%
PMSO <sup>(1)</sup>	(56.938)	(40.658)	40,0%	(110.446)	(96.706)	14,2%
<b>Custo de geração de energia elétrica</b>	<b>(124.259)</b>	<b>(123.980)</b>	<b>0,2%</b>	<b>(232.013)</b>	<b>(251.078)</b>	<b>-7,6%</b>
Depreciação e amortização	(119.678)	(113.223)	5,7%	(238.845)	(229.956)	3,9%
<b>Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização</b>	<b>(243.937)</b>	<b>(237.203)</b>	<b>2,8%</b>	<b>(470.858)</b>	<b>(481.034)</b>	<b>-2,1%</b>

<sup>1</sup> Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

No 2T19, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 124,3 milhões, aumento de 0,2% em relação ao 2T18 (+R\$ 279 mil). No 1S19, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 232,0 milhões, queda de 7,6% em relação ao 1S17 (-R\$ 19,1 milhões).

## Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R\$ 41,8 milhões no 2T19, montante 37,3% inferior ao registrado no 2T18 (-R\$ 24,9 milhões). No 1S19, o custo com compra de energia apresentou queda de 36,8% (-R\$ 41,4 milhões). Essas variações são explicadas principalmente devido (i) ao menor volume de energia comprado para operações de hedge e déficits de energia dos parques eólicos que participaram do MCSD por conta da sazonalização flat em 2018 e (ii) ao menor GSF nos períodos.

## Encargos de uso de sistema

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 24,6 milhões no 2T19, aumento de 60,0% em relação ao 2T18 (+R\$ 9,2 milhões). No 1S19, o custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 48,6 milhões, aumento de 21,3% em relação ao 1S18 (+R\$ 8,5 milhões). Esses desempenhos devem-se, principalmente, ao efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e Cofins em 2018, parcialmente compensado pelo reajuste de preço dos encargos de conexões e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão.

## PMSO

O custo com pessoal, material, serviços de terceiros e outros (PMSO) atingiu R\$ 56,9 milhões no 2T19, aumento de 40,0% (+R\$ 16,3 milhões) em relação ao custo do 2T18. No 1S19, o custo com PMSO totalizou R\$ 110,4 milhões, aumento de 14,2% em relação ao 1S18 (+R\$ 13,7 milhões). Tais desempenhos devem-se principalmente a) a efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e Cofins em 2018; e b) reajuste dos contratos com fornecedores de O&M dos aerogeradores dos

# Resultados 2T19

complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, findo período de carência parcial nos primeiros anos de operação.

## Depreciação e Amortização

O custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 119,7 milhões no 2T19, aumento de 5,7% em relação ao 2T18 (+R\$ 6,5 milhões). No 1S19, o custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 238,8 milhões, aumento de 3,9% em relação ao 1S18 (+R\$ 8,9 milhões). Tais desempenhos devem-se à entrada em operação da PCH Boa Vista 2 em novembro de 2018 e ao efeito da unitização do complexo eólico Pedra Cheirosa.

## Despesas gerais e administrativas

(R\$ mil)	2T19	2T18	2T19 vs 2T18	1S19	1S18	1S19 vs 1S18
Despesas com pessoal	(19.701)	(19.576)	0,6%	(39.228)	(36.784)	6,6%
Serviços de terceiros <sup>(1)</sup>	(14.607)	(14.933)	-2,2%	(26.755)	(30.404)	-12,0%
Outros	(1.848)	(789)	134,2%	(4.566)	3.227	241,5%
<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>(36.156)</b>	<b>(35.298)</b>	<b>2,4%</b>	<b>(70.549)</b>	<b>(63.961)</b>	<b>10,3%</b>
Depreciação & Amortização	(2.126)	(2.279)	-6,7%	(3.733)	(4.027)	-7,3%
Amortização do direito de exploração	(39.807)	(38.985)	2,1%	(79.614)	(78.191)	1,8%
<b>Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização</b>	<b>(78.089)</b>	<b>(76.562)</b>	<b>2,0%</b>	<b>(153.896)</b>	<b>(146.179)</b>	<b>5,3%</b>

<sup>1</sup> Considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais.

As despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 36,2 milhões no 2T19, aumento de 2,4% (R\$ 858 mil) em relação as do 2T18.

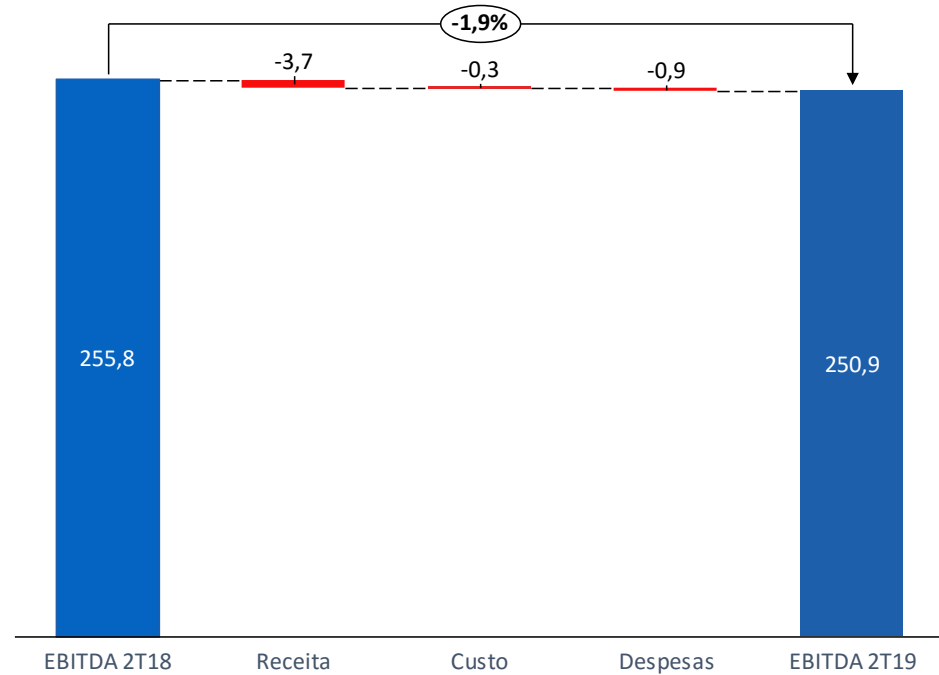
No 1S19, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortizações, somaram R\$ 70,5 milhões, aumento de 10,3% (+R\$ 6,6 milhões) em relação às do 1S18. Esse resultado é explicado principalmente pela reversão de provisão de impairment ocorrida no 1T18 no valor de R\$ 5,8 milhões, que não se repetiu.

## Ebitda

No 2T19, o Ebitda totalizou R\$ 250,9 milhões, 1,9% inferior ao do 2T18 (-R\$ 4,9 milhões). A margem Ebitda atingiu 61,0% no 2T19, -0,6 p.p. inferior a do 2T18. Esse resultado deve-se principalmente à menor receita líquida dos parques eólicos (-R\$ 35,1 milhões), que foi parcialmente compensado pela maior receita das demais fontes de energia (+R\$ 31,4 milhões) no período.

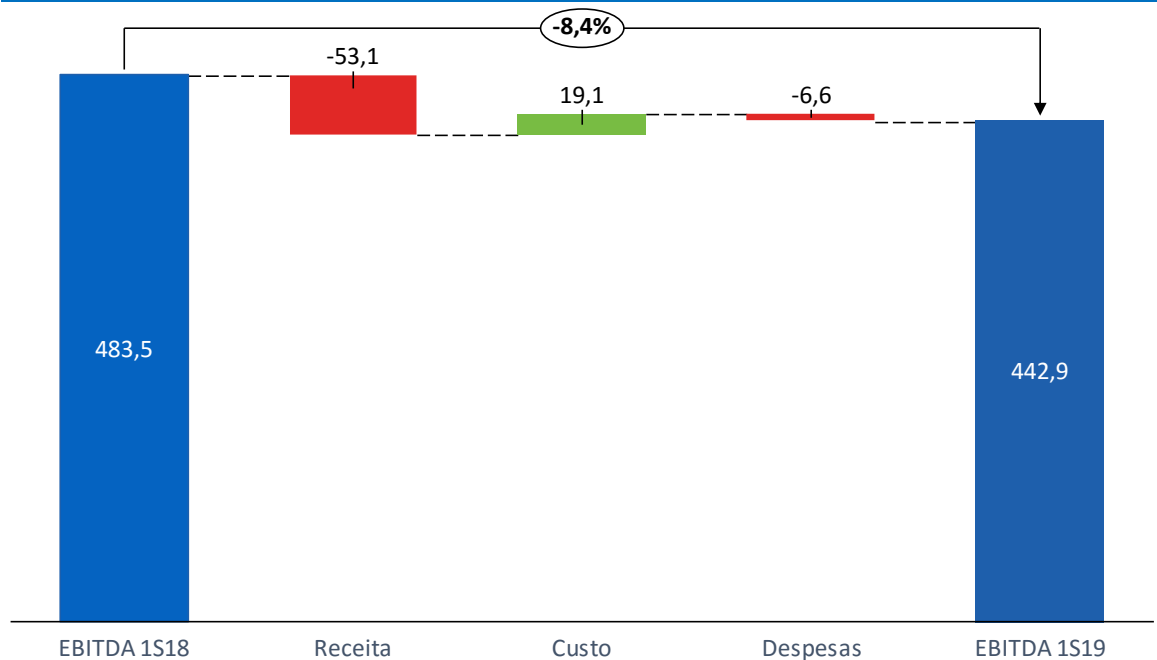
# Resultados 2T19

Evolução do Ebitda – 2T19 versus 2T18 (R\$ milhões)



No 1S19, o Ebitda totalizou R\$ 442,9 milhões, 8,4% inferior ao do 1S18 (-R\$ 40,6 milhões). A margem Ebitda atingiu 59,4% no 1S19, -1,1 p.p. inferior a do 1S18. Esse resultado deve-se principalmente à menor receita de eólica no período (-R\$ 79,3 milhões), parcialmente compensado pelo menor custo com compra de energia (+R\$ 41,4 milhões).

Evolução do Ebitda – 1S19 versus 1S18 (R\$ milhões)



# Resultados 2T19

## Resultado Financeiro

(R\$ mil)	2T19	2T18	2T19 vs 2T18	1S19	1S18	1S19 vs 1S18
Receitas Financeiras	50.196	29.873	68,0%	98.786	60.012	64,6%
Despesas Financeiras	(161.370)	(148.992)	8,3%	(321.666)	(308.346)	4,3%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(111.174)</b>	<b>(119.119)</b>	<b>-6,7%</b>	<b>(222.880)</b>	<b>(248.334)</b>	<b>-10,2%</b>

A CPFL Renováveis registrou o resultado financeiro líquido negativo de R\$ 111,2 milhões no 2T19, 6,7% inferior ao do 2T18 (-R\$ 7,9 milhões). No 1S19, o resultado financeiro foi de R\$ 222,9 milhões, 10,2% inferior ao do 1S18 (-R\$ 25,5 milhões).

## Receitas financeiras

Em 30 de junho de 2019, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.275,2 milhões ante R\$ 1.681,1 milhões em 30 de junho de 2018.

No 2T19, as receitas financeiras totalizaram R\$ 50,2 milhões, 68,0% superior as do 2T18 (+R\$ 20,3 milhões). No 1S19, as receitas financeiras totalizaram R\$ 98,8 milhões, 64,6% superior às do 1S18 (+R\$ 38,8 milhões). Essas variações são decorrentes principalmente da receita com atualização de liquidação financeira na CCEE, parcialmente compensadas pelo menor saldo médio nos períodos (R\$ 1.369,3 milhões no 2T19 vs R\$ 1.630,9 milhões no 2T18 e R\$ 1.366,3 milhões no 1S19 vs R\$ 1.589,9 milhões no 1S18).

## Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 161,4 milhões no 2T19, 8,3% superior as do 2T18 (+R\$ 12,4 milhões).

No 1S19, as despesas financeiras somaram R\$ 321,7 milhões, 4,3% superior às do 1S18 (+R\$ 13,3 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela despesa com atualização de liquidação financeira na CCEE (provisão do GSF), parcialmente compensadas pelos menores juros e atualização monetárias sobre empréstimos e debêntures devido à queda do CDI médio e da TJLP e pelo aumento nas despesas de dívidas de projetos, que com a entrada em operação, deixam de ser capitalizadas e passam a impactar o resultado.

## Imposto de renda e contribuição social

A Companhia adota o regime de tributação com base no lucro presumido para apuração do imposto de renda e da contribuição social para suas controladas em operação, com exceção das SPEs Boa Vista 2, Pedra Cheirosa I e II, Desa Morro dos Ventos II, Mata Velha e Solar 1 que adotam o regime de tributação com base no lucro real.

A rubrica de imposto de renda e contribuição social totalizou uma despesa R\$ 16,6 milhões no 2T19 ante uma despesa R\$ 18,7 milhões no 2T18. No 1S19, tais despesas foram de R\$ 29,4 milhões ante R\$ 32,1 milhões no 1S18. Essas variações ocorreram principalmente devido à redução das receitas financeiras nas SPEs tributadas pelo lucro presumido, que estão sujeitas ao pagamento de imposto



# Resultados 2T19

de renda e contribuição social à alíquota de 34,0%, parcialmente compensado pelo estorno de impostos diferidos sobre a provisão de impairment ocorrido no 1T18.

## Resultado líquido

No 2T19, a Companhia registrou prejuízo líquido de R\$ 38,5 milhões ante ao prejuízo líquido de R\$ 36,5 milhões no 2T18 (+R\$ 1,9 milhões). Já no 1S19, a Companhia registrou prejuízo líquido de R\$ 131,5 milhões ante ao prejuízo de R\$ 109,1 milhões no 1S18. Esses desempenhos refletem a piora do Ebitda e melhora do resultado financeiro nos períodos.

## Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 48,8 milhões no 1S19, direcionados, basicamente, as manutenções dos ativos e novos projetos em desenvolvimento.

## Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial				
Ativo			Passivo	
	30/06/2019	31/12/2018	30/06/2019	31/12/2018
<b>Ativo</b>				
<b>Circulante e Realizável a longo prazo</b>	<b>1.975.952</b>	<b>2.078.314</b>	<b>7.401.411</b>	<b>7.924.685</b>
Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações Financeiras	1.275.242	1.457.625	167.838	189.171
Contas a receber (Clientes)	467.049	391.346	10.570	8.865
Tributos a Recuperar	117.670	115.146	411.627	407.729
Tributos diferidos	-	-	4.409	3.994
Empréstimos a receber	10.780	10.223	5.261.142	5.558.834
Outros	105.211	103.974	1.545.825	1.756.092
<b>Imobilizado</b>	<b>7.271.274</b>	<b>7.454.584</b>		
<b>Intangível</b>	<b>2.566.080</b>	<b>2.642.958</b>		
<b>Total do ativo</b>	<b>11.813.306</b>	<b>12.175.856</b>		
			<b>4.411.895</b>	<b>4.251.171</b>
			Capital social	3.698.060
			Reservas de capital	592.347
			Reservas de lucro	124.646
			Ajuste de avaliação patrimonial	30.914
			Lucros/prejuízos acumulados	134.757
			Participação de acionistas não controladores	100.685
			<b>Total do passivo</b>	<b>11.813.306</b>

## Principais variações do ativo

O ativo circulante e realizável a longo prazo da Companhia encerrou 30 de junho de 2019 em R\$ 2,1 bilhões, queda de 4,9% (-R\$ 102,4 milhões) em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2018.

As disponibilidades – caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras vinculadas – encerraram o 2T19 com R\$ 1,3 bilhões, queda de 12,5% quando comparadas as de 31 de dezembro de 2018. Essa queda deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) amortizações de empréstimos no valor de R\$ 1.371,2 milhões, (ii) investimentos em novos ativos (+R\$ 48,8 milhões); (iii) pagamento de impostos principalmente com IR e CS. Esses valores foram parcialmente compensados (iv) pela captação de R\$ 837,4 milhões e (v) pela maior geração de caixa dos projetos.

A rubrica contas a receber (Clientes) teve uma variação positiva de 19,3% quando comparada ao encerramento de 2018, decorrente da provisão no valor de R\$ 88,0 milhões relativos ao contrato de venda de energia com a Eletrobrás (complexo eólico Bons Ventos, que com a incorporação do complexo na holding, as receitas estão suspensas até a conclusão dos aditivos) de janeiro a junho

# Resultados 2T19

de 2019, parcialmente compensada pela diferente sazonalização das biomassas e dos contratos do mercado livre das eólicas com impacto de R\$ 11,6 milhões.

A variação do imobilizado (-2,5%) foi decorrente principalmente da depreciação dos ativos ocorrida no período, parcialmente compensado por aquisições diversas.

## Principais variações do passivo

O passivo circulante e exigível a longo prazo encerrou o 2T19 com montante de R\$ 7,4 bilhões, inferior 6,6% (-R\$ 523,3 milhões) ao saldo de 31 de dezembro de 2018, influenciado basicamente pela redução na linha de empréstimos e pelos pagamentos dos fornecedores.

O patrimônio líquido foi de R\$ 4,4 bilhões no encerramento do 2T19, aumento de 3,8% em relação ao saldo em 31 de dezembro de 2018. Essa elevação é decorrente do aumento de capital no valor de R\$ 300,0 milhões, parcialmente compensado pelo prejuízo líquido apurado no 1S19.

## Endividamento bancário

A Companhia encerrou o 2T19 com endividamento bancário total de R\$ 5.261,1 milhões, montante 5,3% inferior ao endividamento registrado ao final do 2T18 (R\$ 5.990,5 milhões). Considerando os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia possuem prazo médio de 4,88 anos e custo médio nominal de 8,10% a.a.

Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos seis meses:

- (i) R\$ 60,0 milhões referentes à amortização da 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (ii) R\$ 7 milhões referentes à amortização das ações preferenciais resgatáveis da Alto Irani;
- (iii) R\$ 5 milhões referentes à amortização das ações preferenciais resgatáveis da Plano Alto;
- (iv) R\$ 258,0 milhões referentes à quitação da 1ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (v) R\$ 210,0 milhões referentes à quitação da 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (vi) R\$ 197,3 milhões referentes à quitação da 3ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (vii) R\$ 88,0 milhões referentes à quitação da 5ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (viii) R\$ 123,3 milhões referentes à quitação da 1ª emissão de debêntures da PCH Holding 2
- (ix) R\$ 44 milhões referentes à quitação da Cédula de Crédito Bancário da CPFL Renováveis; e
- (x) R\$ 21,6 milhões referentes à quitação da 2ª emissão de debêntures da Dobrevê Energia.

# Resultados 2T19

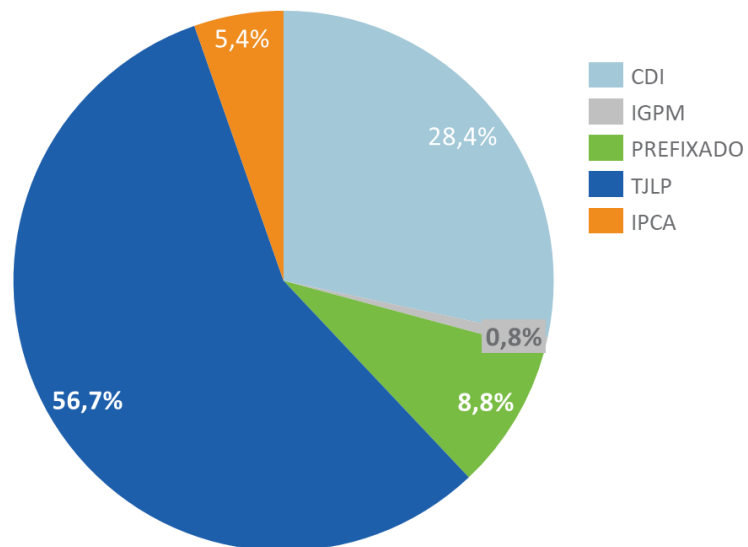
## Endividamento com partes relacionadas

Para o reforço do caixa da Companhia, em 26 de março de 2018, foi celebrado com sua controladora CPFL Geração um contrato de mútuo no valor global total de R\$ 600 milhões, à taxa de juros de 107% do CDI, com desembolsos realizados no valor total de R\$ 394,4 milhões (atualizado até 30 de junho de 2019 no montante de R\$ 411,6 milhões). O saldo remanescente desse contrato não poderá ser acessado.

Em 06 de agosto de 2018, a Companhia celebrou um segundo contrato com sua controladora CPFL Geração com vencimento em 26 de março de 2020, no valor global total de R\$ 405,6 milhões, à taxa de juros de 107% do CDI, sem desembolsos realizados até o dia 30 de junho de 2019.

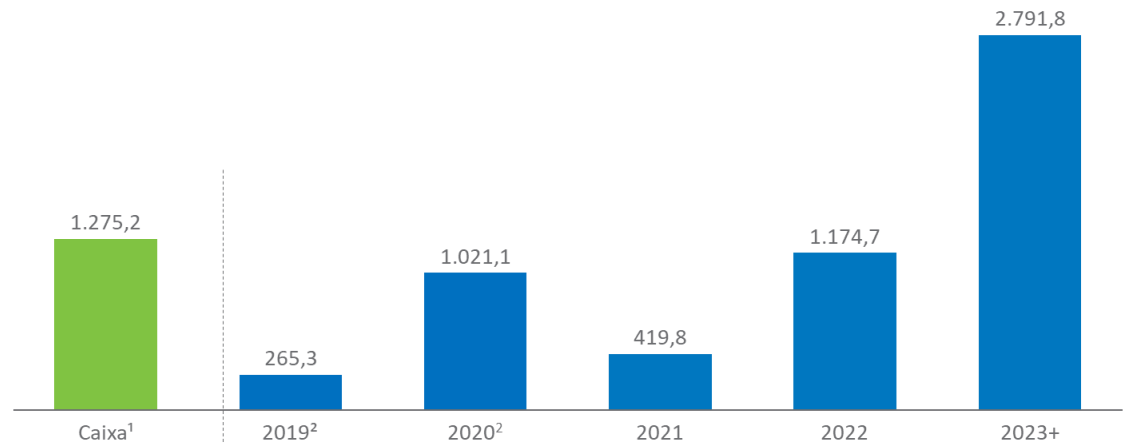
Os desembolsos ocorridos estão dentro do limite de crédito de até R\$ 800 milhões aprovado com a controladora.

### Dívida por indexador – junho de 2019



# Resultados 2T19

Cronograma de amortização da dívida (R\$ milhões) – junho de 2019<sup>3</sup>



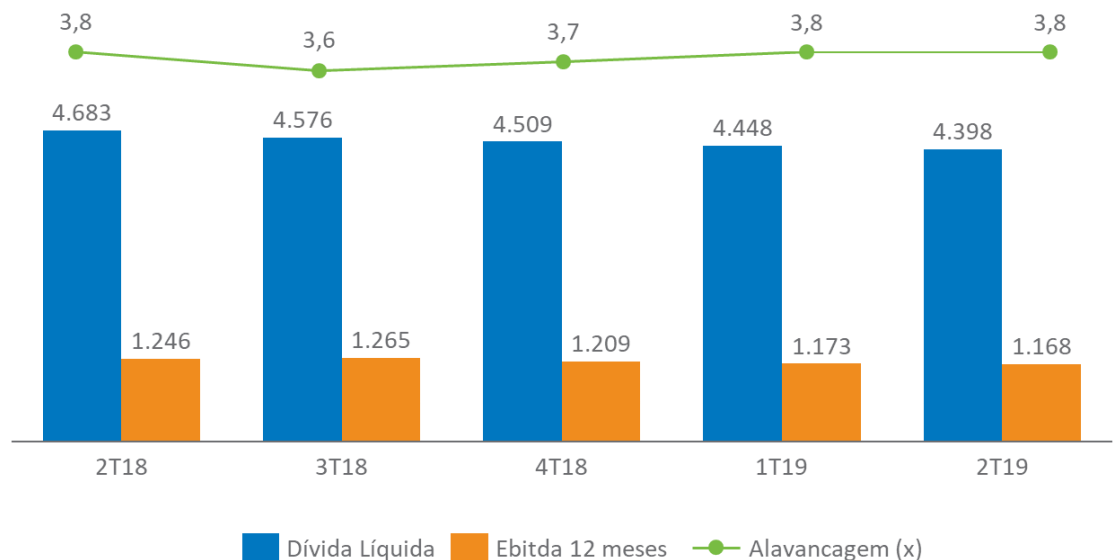
<sup>1</sup> O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 593,6 milhões no encerramento do 2T19 (R\$ 613 milhões no encerramento do 2T18);

<sup>2</sup> Considera encargos financeiros no valor de R\$ 31,0 milhões em 2019 e R\$ 2,5 milhões em 2020;

<sup>3</sup> Considera o contrato de mútuo com a CPFL Geração como dívida (partes relacionadas).

A Companhia, de acordo com a natureza de seu negócio, possui um portfólio de usinas em construção ou que entraram recentemente em operação. Dessa maneira para esses ativos, as dívidas já estão no balanço, sem a contrapartida no Ebitda.

Divida líquida/Ebitda (R\$ milhões)<sup>1 2</sup>



<sup>1</sup> O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 593,6 milhões no encerramento do 2T19 (R\$ 613 milhões no encerramento do 2T18);

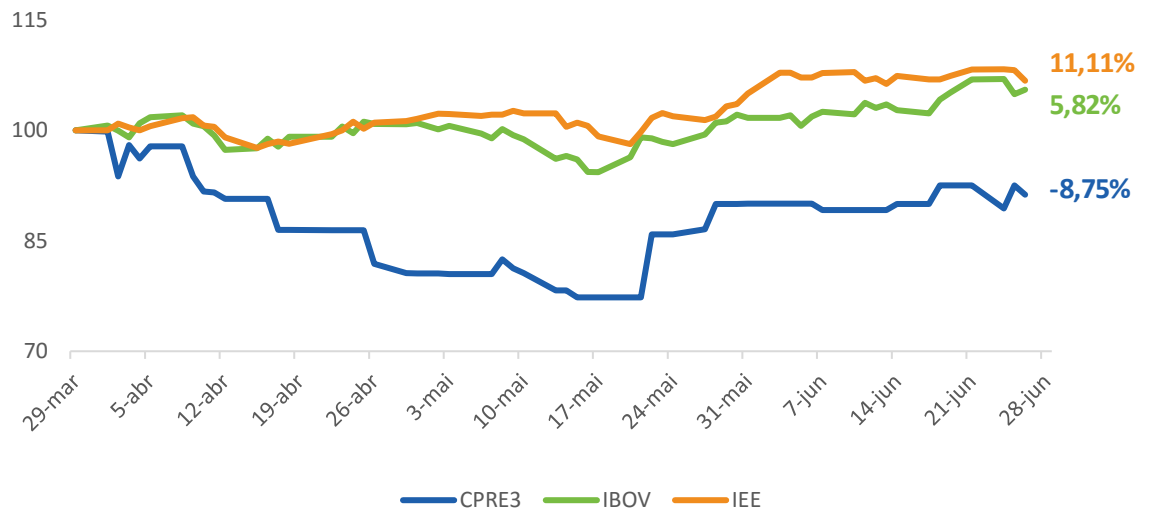
<sup>2</sup> Considera o contrato de mútuo com a CPFL Geração como dívida (partes relacionadas).

# Resultados 2T19

## Mercado de capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 2T19 cotadas a R\$ 14,60, o que representa queda de 8,75% em relação à cotação ao final do 2T18. No mesmo intervalo de comparação, o Índice Bovespa (IBOV) apresentou variação positiva de 5,8% enquanto o índice de Energia Elétrica (IEE) teve valorização de 11,1%.

Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 01/04/2019 a 30/06/2019



## Governança Corporativa

A CPFL Renováveis é listada no segmento de mais alto nível de governança – Novo Mercado da B3 – e seu capital social é composto exclusivamente por ações ordinárias, totalmente integralizadas.

A estrutura de governança corporativa da Companhia é composta pelo Conselho de Administração, que pode ser assessorado por Comitês de Assessoramento, Conselho Fiscal, Diretoria Executiva e Auditoria Interna.

Quatro princípios são seguidos por seus executivos para que a gestão da CPFL Renováveis seja realizada de forma ética, com respeito integral aos órgãos públicos e às comunidades onde seus empreendimentos estão localizados: transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

O Conselho de Administração da Companhia é um órgão de deliberação colegiada, responsável pelo estabelecimento das políticas e diretrizes gerais de negócios da Companhia, incluindo a estratégia de longo prazo, o controle e a fiscalização do desempenho da Companhia. É responsável também pela supervisão da gestão da Diretoria Executiva, dentre outras competências que lhe são atribuídas pela lei e pelo estatuto social da Companhia.

O Conselho de Administração é composto por sete conselheiros, sendo um conselheiro independente, com prazo de mandato unificado de um ano, permitida a reeleição. O referido conselho se reúne ordinariamente uma vez a cada dois meses e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo presidente do Conselho, por iniciativa própria ou mediante provocação de qualquer membro.

# Resultados 2T19

A CPFL Renováveis também possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, que é composto por três membros efetivos, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária seguinte a de sua eleição, podendo ser reeleitos.

A Diretoria Executiva é formada por até sete diretores estatutários, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a Companhia e gerir seus negócios sociais de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração.

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no *website* de Relações com Investidores [www.cpfrenovaveis.com.br/ri](http://www.cpfrenovaveis.com.br/ri).

## Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



<sup>1</sup> Via CPFL Geração

# Resultados 2T19

Contatos	Teleconferência	CPRE3
<p><b>Fernando Mano da Silva</b> Diretor-Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores (interino)</p> <p><b>Flávia de Lima Carvalho</b> Superintendente de Finanças, RI e Comunicação</p> <p><b>Luciana Silvestre Fonseca</b> Especialista de Relações com Investidores</p> <p><b>Rafaella Homsí Galesi</b> Analista de Relações com Investidores</p> <p>E-mail: <a href="mailto:ri@cpflrenovaveis.com.br">ri@cpflrenovaveis.com.br</a> Telefone: (+55) 11 3157-9312</p>	<p><b>Teleconferência / Webcast</b> <b>Data:</b> 08 de agosto de 2019</p> <p><b>Horário:</b> 10h00 (Horário de Brasília) 09h00 (Eastern Time)</p> <p>Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.</p> <p>Telefones para conexão: Brasil: (+55) 11 3193-1001 ou (+55) 11 2820-4001 EUA: +1-800-492-3904 Outras localidades: +1-646-828-8246</p> <p>Senha: <b>CPFL Renováveis</b></p>	<p><b>Cotação de fechamento em 06/08/2019:</b> R\$ 13,15</p> <p><b>Valor de Mercado:</b> <b>Reais:</b> R\$ 6,9 bilhões <b>Dolar:</b> USD 1,7 bilhões</p> 

# Resultados 2T19

## Glossário

**A-3 (A menos três)** – Refere-se a Leilão de Compra de Energia de empreendimentos novos com início de suprimento 3 anos à frente.

**A-5 (A menos cinco)** – Refere-se a Leilão de Compra de Energia de empreendimentos novos com início de suprimento 5 anos à frente.

**ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)** - Autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

**Capacidade instalada** – É a capacidade máxima de produção de energia elétrica de uma usina.

**CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)** - Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos. Atua sob autorização do Poder Concedente e da regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE, restritos ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

**Ebitda (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization Expenses)** - Resultados financeiros da empresa antes de serem subtraídos os juros, impostos, depreciação e despesas de amortização.

**ENA (Energia Natural Afluente)** - Medida em MW médios, é uma forma de apresentar a situação da vazão de um rio em um dado momento. Usualmente é calculada em percentual para mostrar se está acima ou abaixo da média histórica de longo termo (média mensal do histórico de 1931 a 2011).

**EPE (Empresa de Pesquisa Energética)** - Empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Órgão responsável pelo planejamento energético nacional, englobando geração, transmissão, distribuição, petróleo e gás.

**Garantia Física** – Fração de garantia física do SIN alocada a cada usina, que constituirá o limite de contratação para os geradores do sistema. A determinação da garantia física e suas revisões são propostas em conjunto pelo ONS e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com homologação pelo MME.

**GSF (Generation Scaling Factor/Fator de Ajuste da Garantia Física)** – O percentual de energia que todos os participantes do MRE estão gerando em relação ao total da sua Garantia Física.

**IEE (Índice de Energia Elétrica)** – Índice setorial da BMF&BOVESPA que tem como objetivo medir o desempenho do setor de energia elétrica.

**Leilões de Energia** – Processos licitatórios estabelecidos pelo MME e ANEEL para a compra e venda de energia. Podem ser caracterizados como: LEN – Leilões de Energia Nova; LER – Leilão de Energia de Reserva; LFA – Leilões de Fontes Alternativas.

**Mercado de curto prazo** – Mercado que admite transações em que a entrega da mercadoria ocorre a curto prazo e o pagamento é feito à vista. É comum recorrer a este mercado para a obtenção de



# Resultados 2T19

energia elétrica com urgência, normalmente devido à escassez do recurso, o que torna os preços elevados.

**Mercado Livre** - Ambiente de contratação de energia elétrica onde os preços praticados são negociados livremente entre o consumidor e o agente de geração ou de comercialização.

**Mercado Regulado** - Esse ambiente têm regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes. Apesar de não ser contratada em leilões, a energia gerada pela usina binacional de Itaipu e a energia associada ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA são enquadradas no ACR, pois sua contratação é regulada, com condições específicas definidas pela ANEEL.

**MRE (Mecanismo de Realocação de Energia)** - É direcionado a um pleno aproveitamento do parque produtivo, resultando num processo de transferência de energia entre geradores.

**ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)** - Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

**PPA (Power Purchase Agreement)** - contrato para compra de energia.

**P50** - estimativa que indica que existe 50% de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima deste valor. Estimativa média de produção de energia.

**P90** - estimativa que indica que existe 90% de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima deste valor. Estimativa conservadora de produção de energia.

**PLD (Preço da Liquidação das Diferenças)** – Preço de curto prazo, pelo qual são liquidadas as diferenças entre a energia contratada e gerada. A volatilidade do preço está diretamente relacionada à dinâmica das afluências.

**PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas)** - Empreendimentos hidrelétricos com potência superior à 5 MW e 30 MW e área de reservatório de até 13 quilômetros quadrados.

**PROINFA** - Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia.

**SIN (Sistema Interligado Nacional)** – Sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas, composto por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte do país. A operação no sistema é baseada na interdependência, integrando recursos hidrelétricos de geração e transmissão de energia para atender o mercado. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões com diferentes variações climáticas e hidrológicas, que tendem a ocasionar excedente ou escassez de produção. O sistema também prevê a redução de custos operativos e a minimização da produção térmica.

**TEO (Tarifa de Energia de Otimização)** – Utilizada para valoração das transações do MRE estabelecida pela ANEEL.

# Resultados 2T19

## Anexos

### Anexo – Mapa de contratos de venda de energia

Ambiente de contratação	Receita	Ajustes de geração	Comentários
<b>Eólica</b>			
Proinfra	Reconhecida conforme geração.	Previsto um ajuste inversamente proporcional nas tarifas de energia em virtude da produção realizada. Registrado na Receita.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente.
ACR	Reconhecida conforme geração.	São determinados limites superiores e inferiores dentro de um quadriênio, para cada contrato. A geração excedente ou deficitária, dentro desses limites, são ressarcidas no final do quadriênio. Fora dos limites, o ressarcimento ocorre no ano subsequente.	O ajuste de caixa do ressarcimento é realizado no ano contratual subsequente, após apuração anual (fora dos limites) e quadrienal (dentro dos limites).
ACL	Reconhecida conforme geração ou sazonalização	Ajustes relativos aos desvios de geração são contabilizados no custo (PLD ou bilateral).	Impacto no caixa mensalmente, conforme valores comercializados. No caso da liquidação a PLD, o caixa é realizado após contabilização CCEE (2 meses)
<b>PCH</b>			
Proinfra	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajustes relativos aos desvios de geração são reconhecidos na receita, inclusive em casos de GSF ou secundária.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente.
ACR	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajustes relativos aos desvios de geração (TEO) são contabilizados no custo, inclusive em casos de GSF ou secundária (PLD).	Impacto no caixa mensalmente, conforme valores comercializados. No caso da liquidação a PLD, o caixa é realizado após contabilização CCEE (2 meses)
ACL	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajustes relativos aos desvios de geração (TEO) são contabilizados no custo, inclusive em casos de GSF ou secundária (PLD).	Impacto no caixa mensalmente, conforme valores comercializados. No caso da liquidação a PLD, o caixa é realizado após contabilização CCEE (2 meses)
<b>Biomassa</b>			
ACR	Reconhecida conforme geração.	Ajustes relativos aos desvios de geração são contabilizados na receita.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente, conforme cada mecanismo de contrato.
ACL	Reconhecida conforme geração ou sazonalização	Ajustes relativos aos desvios de geração são contabilizados no custo (PLD ou bilateral).	Impacto no caixa mensalmente, conforme valores comercializados. No caso da liquidação a PLD, o caixa é realizado após contabilização CCEE (2 meses)

# Resultados 2T19

## Anexo – Ativos em operação

	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2019 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/19	Tipo de contrato
<b>Eólico</b>								
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	13,10	13,10	222,44	LFA 2010
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,90	12,90	222,44	LFA 2010
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,00	13,00	222,44	LFA 2010
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	12,30	13,70	222,44	LFA 2010
Complexo eólico SIIF	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,37	7,37	476,01	Proinfa
	Icaraizinho	Amontada	CE	54,6	22,08	21,51	436,34	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	12,58	11,78	429,98	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,83	28,09	485,06	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	13,71	12,69	250,75	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	12,76	11,42	250,75	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	12,51	11,86	250,75	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	12,31	10,90	250,75	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	12,41	11,31	250,75	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	12,29	10,45	250,75	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	Eurus VI	Parazinho	RN	8,0	3,16	2,66	224,11	LER 2009
	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,80	9,70	224,11	LFA 2010
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,60	7,50	224,11	LFA 2010
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,30	10,10	214,91	LFA 2010
	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,80	9,80	214,91	LFA 2010
Complexo eólico Bons Ventos	Bons Ventos	Aracati	CE	50,0	16,37	15,94	485,66	Proinfa
	Taíba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	CE	16,5	6,71	6,58	442,59	Proinfa
	Canoa Quebrada - BV	Aracati	CE	57,0	24,08	22,93	445,34	Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,23	9,97	500,12	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Campo dos Ventos II	João Camara	RN	30,0	15,00	13,23	205,12	LER 2010
	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	3,31	3,31	487,65	Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,43	1,43	429,98	Proinfa
Complexo eólico Morro dos Ventos	Morro dos Ventos I	João Camara	RN	28,8	13,58	12,70	252,49	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Camara	RN	28,8	13,91	12,82	252,44	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Camara	RN	28,8	13,74	12,20	252,46	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Camara	RN	28,8	13,10	11,11	252,51	LER 2009
	Morro dos Ventos IX	Parazinho	RN	30,0	14,31	12,73	252,47	LER 2009
Complexo eólico Eurus	Eurus I	João Câmara	RN	30,0	15,50	12,75	201,95	LER 2010
	Eurus III	João Câmara	RN	30,0	16,10	14,72	201,94	LER 2010
Complexo Eólico Campo dos Ventos	Morro dos Ventos II	João Camara	RN	29,2	15,40	15,10	167,30	LEN 2011
	Campo dos Ventos I	João Câmara	RN	25,2	13,60		192,15	ACL
	Campo dos Ventos III	João Camara	RN	25,2	13,40		192,15	ACL
	Campo dos Ventos V	Parazinho	RN	25,2	13,10	64,60	192,15	ACL
	São Domingos	São Miguel do Gostoso	RN	25,2			192,15	ACL
	Ventos de São Martinho	Touros	RN	14,7			192,15	ACL
	Ventos de São Benedito	São Miguel do Gostoso	RN	29,4			192,15	ACL
	Ventos de Santo Dimas	São Miguel do Gostoso	RN	29,4		60,60	192,15	ACL
	Ventos de Santa Mônica	Touros	RN	29,4			192,15	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	Touros	RN	27,3			192,15	ACL
Complexo Eólico Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa I	Itarema	CE	25,2	14,5	13,60	166,83	LEN 2013
	Pedra Cheirosa II	Itarema	CE	23,1	13,0	12,50	167,49	LEN 2011
<b>Subtotal Eólico</b>				<b>1.308,6</b>	<b>499,2</b>	<b>558,67</b>	<b>272,21</b>	

# Resultados 2T19

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2019 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/19	Tipo de contrato
<b>Biomassa</b>							
Alvorada	Araporã	MG	50,0	18,7	18,70	202,30	ACL
Baía Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	2,3	11,00	291,18	LEN 2006
Bio Buriti	Buritizal	SP	50,0	10,78	10,78	256,95	ACL
Bio Energia	Pirassununga	SP	45,0	5,20	5,20	258,10	ACL
Bio Ipê	Nova Independência	SP	25,0	4,31	4,31	256,95	ACL
Bio Pedra	Serrana	SP	70,0	23,9	24,40	240,33	LER 2010
Coopcana	São Carlos do Ivaí	PR	50,0	18,0	18,04	202,30	ACL
Ester	Cosmópolis	SP	40,0	11,3	16,43	209,47	LFA 2007 / ACL
<b>Subtotal Biomassa</b>			<b>370,0</b>	<b>94,5</b>	<b>108,9</b>	<b>231,13</b>	

# Resultados 2T19

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2019 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/19	Tipo de contrato
<b>PCH</b>							
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,4	12,36	286,63	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,9	5,88	270,08	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,4	0,42	264,47	ACL
Arvoredo	Arvoredo	SC	13,0	7,4	7,00	260,97	LFA
Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23,0	14,9	14,76	267,51	ACL
Buritis	Buritizal	SP	0,8	0,4	0,35	270,08	ACL
Boa Vista II	Varginha	MG	29,9	15,5		249,48	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,2	2,17	270,08	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,5	1,53	270,08	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	4,6	4,61	286,63	Proinfa
Corrente Grande	Açucena	MG	14,0	8,5	8,44	267,51	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,6	1,60	245,63	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10,8	5,7	5,69	270,08	ACL
Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	19,0	11,0	11,01	270,08	ACL
Esmeril	Patrocínio Paulista	SP	5,0	2,9	2,88	270,08	ACL
Figueirópolis	Indiavaí	MT	19,4	12,6	12,54	279,26	Proinfa
Gavião Peixoto	Gavião Peixoto	SP	4,8	3,6	3,63	270,08	ACL
Guaporé	Guaporé	RS	0,7	0,4	0,40	264,47	ACL
Jaguari	Pedreira	SP	11,8	4,5	4,50	270,08	ACL
Lençóis	Macatuba	SP	1,7	1,0	1,04	270,08	ACL
Ludesa	Ipuaçu	SC	30,0	21,2	16,70	266,28	Proinfa
Mata Velha	Unai	MG	24,0	13,1	12,70	176,58	LEN
Monjolinho	São Carlos	SP	0,6	0,1	0,39	237,23	ACL
Ninho da Águia	Delfim Moreira	MG	10,0	6,5	4,16	267,51	ACL
Novo Horizonte	Campina Grande do Sul	PR	23,0	10,4	10,00	188,85	ACL
Paiol	Frei Inocêncio	MG	20,0	10,5	10,93	270,08	ACL
Pinhal	Espirito Santo do Pinhal	SP	6,8	3,7	3,70	264,47	ACL
Pirapó	Roque Gonzales	RS	0,8	0,6	0,58	286,63	ACL
Plano Alto	Xavantina	SC	16,0	9,3	9,25	264,47	Proinfa
Saltinho	Muitos Capões	RS	0,8	0,7	0,73	240,96	ACL
Salto Góes	Tangará	SC	20,0	11,1	11,10	270,08	LFA
Salto Grande	Campinas	SP	4,6	2,6	2,58	270,08	ACL
Santa Luzia	São Domingos	SC	28,5	18,4	18,00	260,97	LFA 2007 / ACL
Santana	São Carlos	SP	4,3	2,6	2,61	270,08	ACL
São Gonçalo	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	11,0	7,2	6,44	267,51	ACL
São Joaquim	Guará	SP	8,1	5,1	5,07	270,08	ACL
Socorro	Socorro	SP	1,0	0,3	0,31	270,08	ACL
Três Saltos	Torrinha	SP	0,6	0,4	0,43	270,08	ACL
Varginha	Chalé	MG	9,0	5,4	4,00	261,60	LFA 2007
Várzea Alegre	Chalé	MG	7,5	4,9	4,79	267,51	ACL
<b>Subtotal PCH</b>			<b>453,1</b>	<b>251,1</b>	<b>225,28</b>	<b>260,45</b>	

Observação: PCH Boa Vista considera o preço do contrato de venda de energia no Leilão A-5 2015. Até o início do contrato, a energia gerada está sendo vendida no mercado livre.

# Resultados 2T19

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2019 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/19	Tipo de contrato
<b>Solar</b>							
Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,2	0,19	244,55	ACL
<b>Subtotal Solar</b>			<b>1,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,19</b>	<b>244,55</b>	
<b>TOTAL</b>			<b>2.132,8</b>	<b>844,9</b>	<b>893,0</b>	<b>264,23</b>	

# Resultados 2T19

## Anexo – Ativos em construção

Projeto	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/19	Tipo de contrato
<b>PCH</b>						
Cherobim	PR	28,0	16,6	16,5	189,95	28º LEN 2018 (A-6)
<b>Subtotal PCH</b>		<b>28,0</b>	<b>16,6</b>	<b>16,5</b>	<b>189,95</b>	
Projeto	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/19	Tipo de contrato
<b>Eólico</b>						
Costa das Dunas	RN	23,1	13,3	4,0	89,89	28º LEN 2018 (A-6)
Figueira Branca	RN	10,5	5,9	1,8	89,89	28º LEN 2018 (A-6)
Farol de Touros	RN	21,0	11,7	3,6	89,89	28º LEN 2018 (A-6)
Gameleira	RN	14,7	8,5	2,6	89,89	28º LEN 2018 (A-6)
<b>Subtotal Eólico</b>		<b>69,3</b>	<b>39,4</b>	<b>12,0</b>	<b>89,89</b>	
<b>TOTAL</b>		<b>97,3</b>	<b>56,0</b>	<b>28,5</b>	<b>147,82</b>	

\*Energia contratada a partir de janeiro/2024 para demais usinas em construção do 28º LEN 2018 (A-6)