

# Release de Resultados

4T18 e 2018



# Resultados 4T18 e 2018

## Sumário

<b>Mensagem do Presidente</b> .....	<b>3</b>
<b>Destaques do trimestre e ano</b> .....	<b>5</b>
<b>Portfólio em operação</b> .....	<b>7</b>
<b>Portfólio contratado: projetos em implantação</b> .....	<b>7</b>
<b>Condições de geração</b> .....	<b>9</b>
<b>Produção de energia</b> .....	<b>18</b>
<b>Desempenho econômico e financeiro</b> .....	<b>22</b>
Demonstração de resultado .....	22
Receita líquida .....	22
Custo de geração de energia .....	24
Despesas gerais e administrativas .....	25
Ebitda .....	26
Resultado Financeiro .....	27
Imposto de renda e contribuição social .....	28
Lucro líquido .....	29
Destinação dos resultados.....	29
Principais variações do ativo .....	30
Principais variações do passivo.....	30
<b>Mercado de capitais</b> .....	<b>34</b>
<b>Estrutura societária</b> .....	<b>35</b>
<b>Anexos</b> .....	<b>40</b>

# Resultados 4T18 e 2018

## Mensagem do Presidente

*“Superação de desafios e consistentes entregas de projetos estratégicos marcaram o ano de 2018 da nossa companhia. A entrada em operação antecipada da PCH Boa Vista 2, que adicionou 29,9 MW de capacidade instalada ao portfólio, e a conquista com a comercialização de 97,3 MW de capacidade instalada no leilão A-6 evidenciaram nossa competitividade e a arrojada visão de crescimento no longo prazo que temos planejado para os nossos negócios.*

*Nossa estratégia de crescimento está alinhada com a demanda do Brasil pelo aumento de fontes renováveis na matriz energética. Temos como objetivo investir na geração por meio de fontes renováveis, fortalecendo nosso modelo de negócio para mitigar riscos e aproveitar as oportunidades que surgem com a evolução em andamento do setor elétrico. Nesse sentido, devemos estar cada vez mais atentos e capacitados para manter a disciplina no cumprimento dos cronogramas e dos orçamentos estabelecidos, garantindo a viabilidade dos projetos, tendo como fundamento essencial o aumento de valor para nossos acionistas e públicos envolvidos com a atuação da CPFL Renováveis.*

*Com 94 ativos em operação, somos a maior geradora do setor de energia renovável do país. Garantir a disponibilidade das usinas, por meio do monitoramento acurado de nossa operação e pela eficiência de todas as atividades operacionais e corporativas de apoio, é prioridade em nossa gestão. Nossos equipamentos devem estar prontos para produzir energia sempre que os recursos naturais – o vento, o sol, a biomassa de cana-de-açúcar e a água – estiverem disponíveis.*

*Nossos colaboradores são fundamentais para termos sucesso na execução dessa estratégia. Temos especialistas nas mais diversas áreas de atuação e buscamos capacitá-los ainda mais para garantir um ambiente de excelência. A contratação de profissionais capazes de inovar e participar da transformação por um mundo mais sustentável, junto com a valorização dos que se destacam em suas atividades, sustentam o crescimento no longo prazo alicerçado em nosso DNA e na crença de que o investimento em energia renovável é o caminho mais viável para assegurar o desenvolvimento econômico e social do Brasil.*

*Em 2018, a CPFL Renováveis formalizou sua adesão como participante ao Pacto Global, iniciativa da Organização das Nações Unidas (ONU) que fomenta o engajamento das organizações empresariais, em todo o mundo, em torno de dez princípios que promovem o respeito aos direitos humanos, a preservação ambiental e o combate à corrupção. Com essa iniciativa, a companhia também fortalece o compromisso de contribuir para o alcance das metas dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), propostos pela ONU no âmbito da Agenda 2030, e reforça sua conexão com as tendências globais no campo da sustentabilidade.*

*A conclusão da Oferta Pública de Ações (OPA) feita pela chinesa State Grid, que passou a deter diretamente 48,39% do capital da companhia, fortalece a nossa capacidade de investimento e a possibilidade de agregarmos novas tecnologias e soluções em nossos ativos. Maior grupo de energia do mundo, nosso acionista possui experiência operacional e conhecimento técnico de ponta aplicados em diferentes ativos na China e no mundo.*

## Resultados 4T18 e 2018

*Com eficiência operacional, equipes qualificadas e a confiança de nossos acionistas, estamos prontos para prosseguir em um novo ciclo de crescimento. Com uma relação saudável de dívida líquida/Ebitda de 3,7x, temos espaço para conquistar novos projetos nos próximos leilões de energia ou fazer aquisições, se identificarmos oportunidades sustentáveis do ponto de vista financeiro e socioambiental.*

*Avaliando o desempenho financeiro da companhia em 2018, registramos o lucro líquido de R\$ 118,8 milhões, recorde em nossa história. Diversos fatores contribuíram para esse resultado. Entre eles, destaco a implantação do projeto Iniciativas de Valor, composto por ações como a antecipação da entrega da PCH Boa Vista 2, a Incorporação de SIIF e Bons Ventos e as estratégias de comercialização de energia, como o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). As Iniciativas de Valor foram executadas por um time multidisciplinar e impactaram positivamente o resultado, contribuindo para mitigar o impacto causado pela menor incidência de vento. Também foram importantes o aproveitamento de créditos fiscais e reconhecimento dos créditos tributáveis.*

*Iniciamos o ano de 2019 confiantes na capacidade do Brasil de retomar o crescimento e alavancar os investimentos e reformas necessárias. O aquecimento da economia levará ao aumento da demanda por energia em todos os setores produtivos e, por isso, nossa companhia tem grandes oportunidades para ampliar a liderança no setor. Nós, da CPFL Renováveis, estamos prontos para atuar de forma responsável, com alto nível de eficiência operacional, com forte disciplina financeira e com foco total em resultados e temos a convicção de que podemos fazer parte da construção de um futuro mais sustentável e renovável.”*

Fernando Mano da Silva  
Diretor- Presidente

# Resultados 4T18 e 2018

São Paulo, 25 de março de 2019 – A CPFL Energias Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis” ou “Companhia”) anuncia hoje os resultados referentes ao quarto trimestre de 2018 (4T18) e acumulado do ano até 31/12/2018 (2018). 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 e ano

- i. Geração de energia de 1.914,0 GWh no 4T18 (+0,3% versus 4T17) e 6.751,4 GWh em 2018 (-0,8% versus 2017);
- ii. Receita líquida de R\$ 516,1 milhões (-12,7% versus 4T17) e R\$ 1.936,3 milhões em 2018 (-1,2% versus 2017);
- iii. Ebitda de R\$ 298,4 milhões (-15,8% versus 4T17) e R\$ 1.208,8 milhões em 2018 (-1,1% versus 2017);
- iv. Lucro líquido de R\$ 106,8 milhões (+108,5% versus 4T17) e R\$ 118,8 milhões em 2018 (+504,7% versus 2017);
- v. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R\$ 1,5 bilhão<sup>1</sup>;
- vi. Oferta Pública de Ações (OPA) No dia 22 de outubro de 2018 foi publicado o Edital da OPA. No dia 06 de novembro de 2018, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a emissão de parecer favorável à aceitação da oferta pública e o Leilão ocorreu no dia 26 de novembro de 2018. O preço por ação ordinária foi de R\$ 14,60 (R\$ 16,85 preço final da OPA atualizado pela Selic). Com a liquidação financeira das ações, no dia 29 de novembro de 2018, a State Grid Brazil Power Participações S.A. adquiriu 243.771.824 ações ordinárias da CPFL Renováveis, passando a deter, em conjunto com a CPFL Geração de Energia S.A. (controlada indiretamente pela State Grid), 503.520.623 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de, aproximadamente, 99,94% do seu capital social total.
- vii. Em 26 de novembro de 2018, a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado, informando que a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) autorizou a entrada em operação comercial da PCH Boa Vista 2, 40ª PCH da Companhia. Localizada no município de Varginha (MG), a PCH totaliza 29,9 MW de capacidade, com garantia física de 15,54 MWm, e sua energia foi comercializada no leilão A-5 2015, com data de início de suprimento a partir de janeiro de 2020. Da data de entrada em operação até o início do contrato do leilão, a CPFL Renováveis comercializará a energia no mercado livre, garantindo retorno adicional ao projeto.

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

# Resultados 4T18 e 2018

## Boa Vista 2



- viii. Em reunião do Conselho de Administração, em 30 de novembro, a Companhia aprovou a incorporação de Bons Ventos na holding, simplificando a estrutura societária e trazendo sinergias.

# Resultados 4T18 e 2018

## Indicadores Econômicos e Operacionais

(R\$ mil)	4T18	4T17	4T18 vs 4T17	2018	2017	2018 vs 2017
<b>Demonstrativo de Resultados</b>						
Receita Líquida	516.083	591.165	-12,7%	1.936.318	1.959.084	-1,2%
Ebitda <sup>(1)</sup>	298.426	354.352	-15,8%	1.208.763	1.221.614	-1,1%
Margem Ebitda	57,8%	59,9%	-2,1 p.p	62,4%	62,4%	-
Resultado líquido	106.821	51.243	108,5%	118.806	19.646	504,7%
<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>	1.914	1.909	0,3%	6.751	6.804	-0,8%
Número de funcionários <sup>(3)</sup>	446	479	-6,9%	446	479	-6,9%

<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 4T18, 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 4T18, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de ativos	% do portfólio
Eólica	1.308,5	45	61,4%
PCH	452,9	40	21,2%
Biomassa	370,0	8	17,3%
Solar	1,1	1	0,1%
<b>Total em operação</b>	<b>2.132,5</b>	<b>94</b>	<b>100,0%</b>

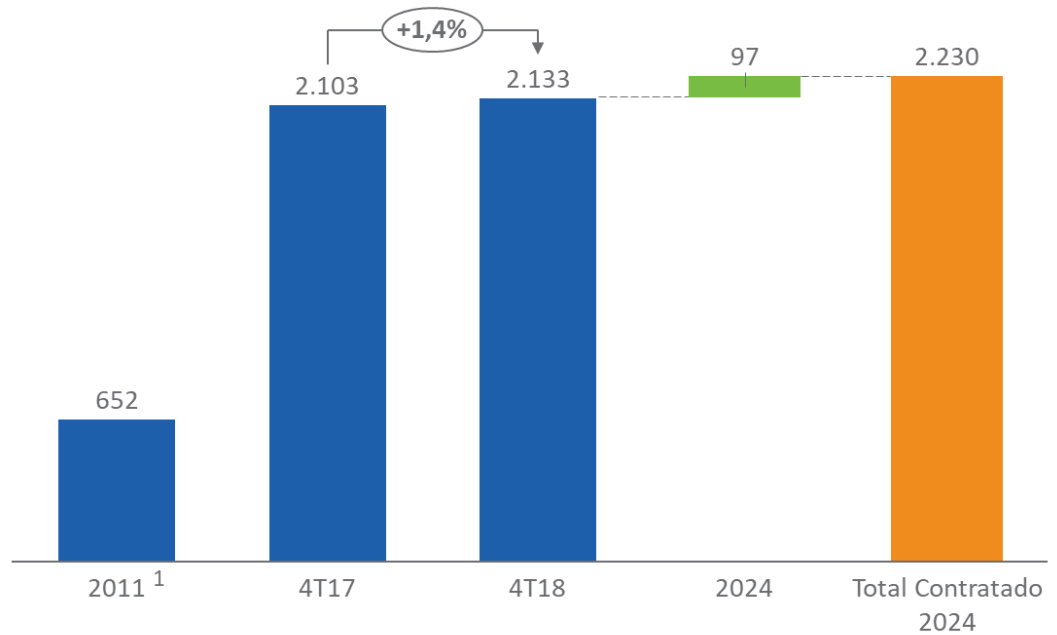
## Portfólio contratado: projetos em implantação

Após a venda de dois projetos no último 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 4T18 e 2018

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 2,4 GW.

# Resultados 4T18 e 2018

## 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 14,5 GW em janeiro de 2019, distribuída em 574 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) – janeiro/2019.

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

# Resultados 4T18 e 2018

Os empreendimentos da CPFL Renováveis que participaram do MCSD A-0 de julho de 2017 a dezembro de 2017 são os parques eólicos Morros dos Ventos II, Atlântica I, II e IV e o complexo eólico Macacos com capacidade de 197,4 MW totalizando 91,2 MW médios descontratados.

Os empreendimentos da CPFL Renováveis que participaram do MCSD 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.

## 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 janeiro de 2019, o aproveitamento hidrelétrico representava aproximadamente 64,0% da capacidade instalada no país, sendo 3,5% de PCHs (5,9 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.125 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.

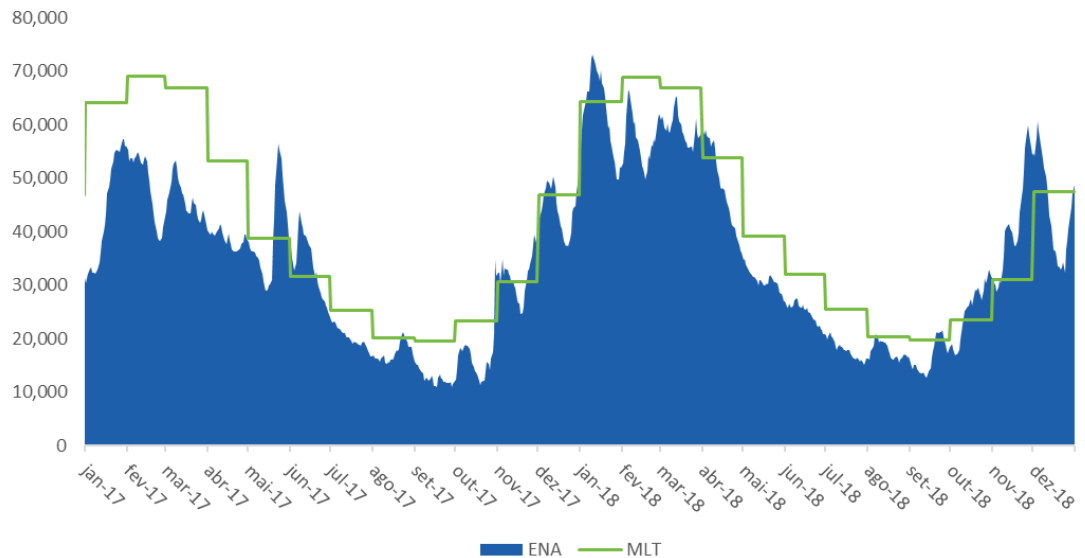
Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 24 meses findos em dezembro de 2018 da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

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

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

# Resultados 4T18 e 2018

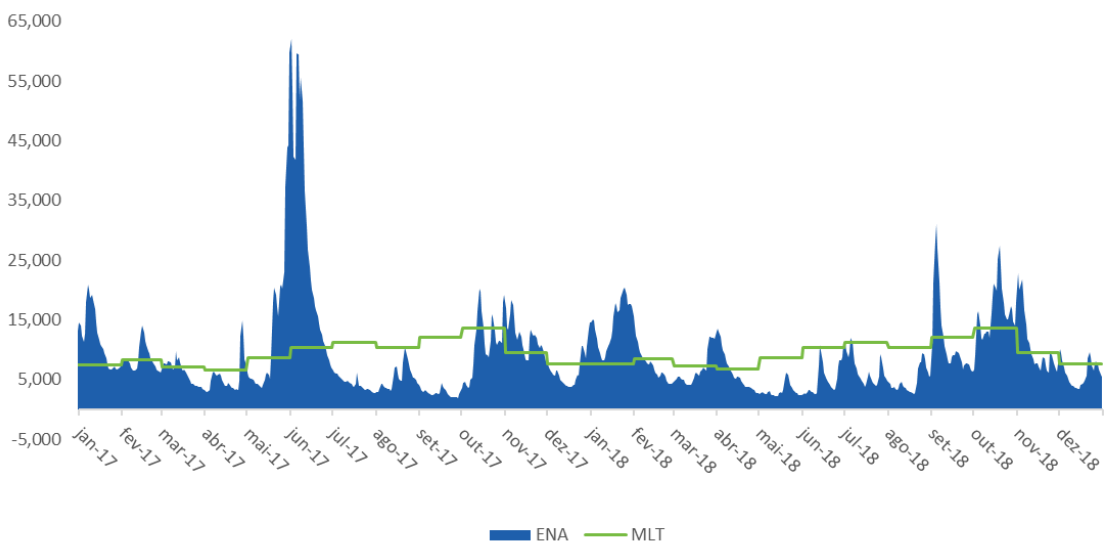
Energia Natural Afluyente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste  
(MW médios – últimos 24 meses – Dezembro/2018)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 4T18 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios<sup>6</sup> em 26,5%, 4,0 p.p. superior ao nível do final do 4T17 (22,5%).

Energia Natural Afluyente – ENA – Sul  
(MW médios – últimos 24 meses – Dezembro/2018)



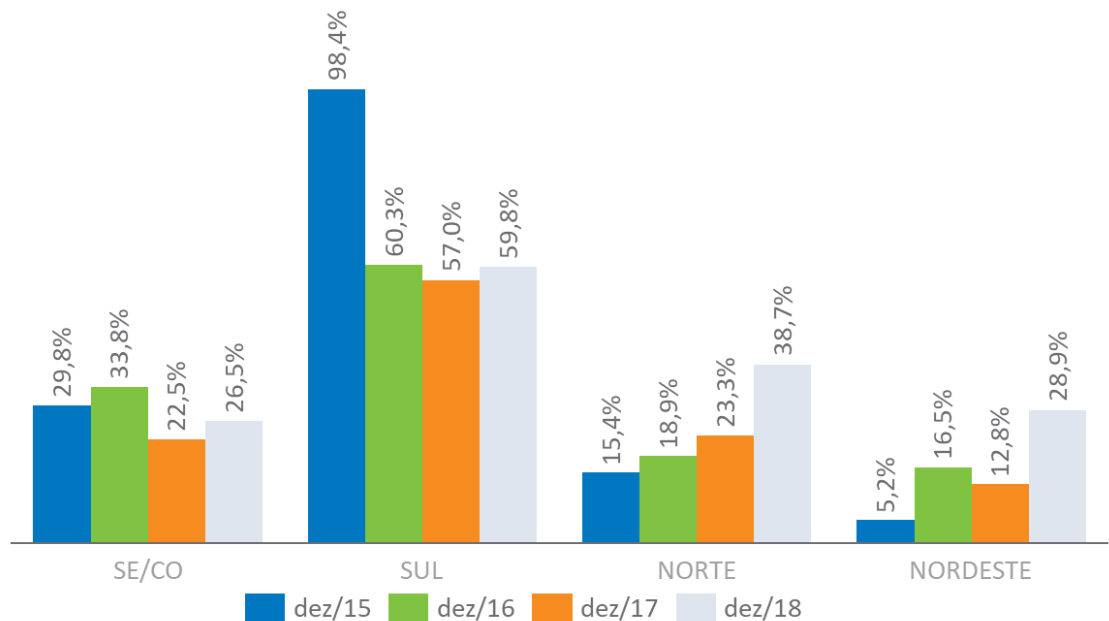
Na região Sul, os reservatórios encerraram o 4T18 com 59,8% de sua capacidade de armazenamento, apresentando um aumento de 2,8 p.p. em relação ao final do 4T17 (57,0%).

<sup>6</sup> Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação - dezembro/2018.

# Resultados 4T18 e 2018

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 de dezembro de 2018, nenhuma das regiões apresentou reduções nos níveis de seus reservatórios em relação ao encerramento do 4T17.

## Armazenamento dos reservatórios em Dezembro - 2015 a 2018



Fonte: ONS.

**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 será 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.

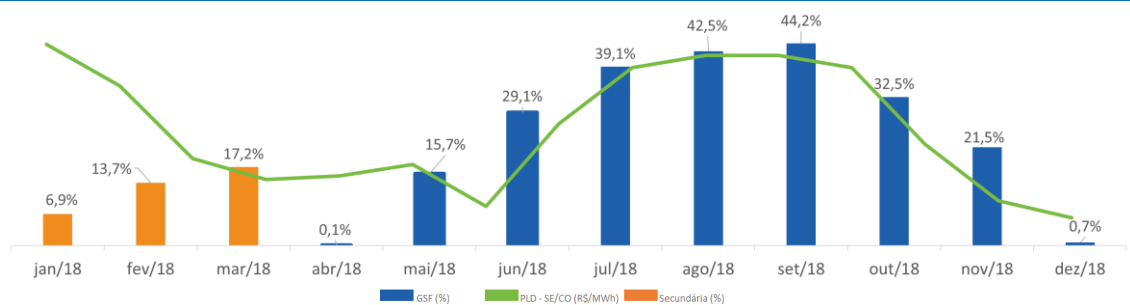
**Liminar sobre a revisão da garantia física de PCHs:** A hidrologia adversa dos últimos anos tem impactado diretamente a geração das usinas hidrelétricas. O resultado é que a geração de muitas usinas hidrelétricas tem sido abaixo da garantia física. O MRE é responsável pela metodologia da revisão da garantia física na qual é considerada o histórico de geração das PCHs desde 2001.

# Resultados 4T18 e 2018

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. Vale destacar que o GSF em 2018 foi o segundo pior nos últimos 13 anos.

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. Os meses de novembro e dezembro de 2018 contemplam valores provisionados na CCEE.

**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

# Resultados 4T18 e 2018

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	7,4	7,0	SP100
Salto Góes	11,1	11,1	SP100
Varginha	5,4	4,0	SP100
Santa Luzia	18,4	14,0	SP100
Plano Alto	9,3	9,3	SP100
Alto Irani	12,4	12,4	SP100
Cocais Grande	4,6	4,6	SP100
Figueirópolis	12,6	12,2	SP100
Ludesa	21,2	16,7	SP100
<b>TOTAL</b>	<b>102,4</b>	<b>91,3</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 especificando 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.

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 121,4 MWmédios, com contratos negociados no ACL, permaneceram protegidas pela liminar concedida à APINE.

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.

# Resultados 4T18 e 2018

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.

## 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 janeiro de 2019, as usinas de geração de energia elétrica a partir da biomassa representavam 14,7 GW<sup>7</sup> instalados no país (553 empreendimentos), 9% 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 (maio a abril). 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:

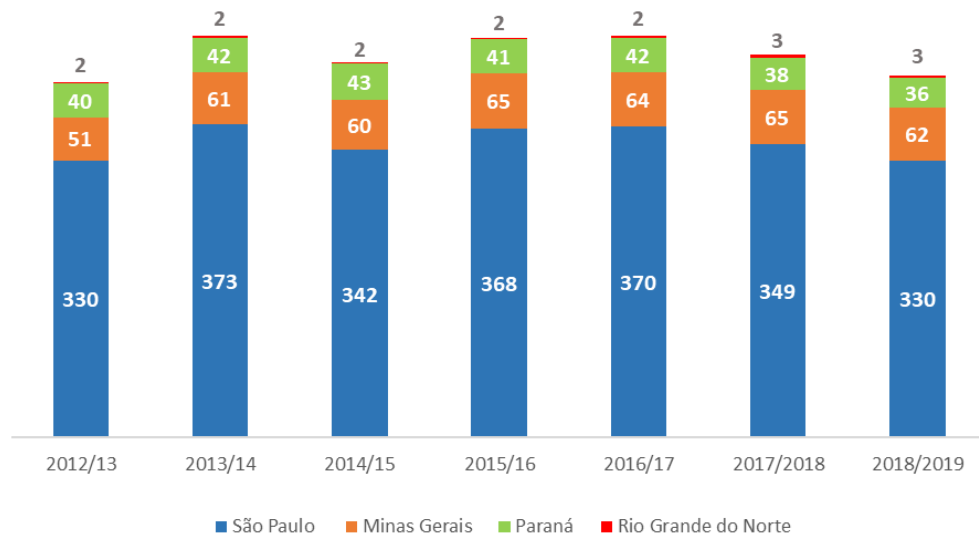
<sup>7</sup> Fonte: BIG (ANEEL) – janeiro/2019.

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

Fonte: Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) – dezembro/2018

# Resultados 4T18 e 2018

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



Fonte: Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) – dezembro/2018.

# Resultados 4T18 e 2018

## 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 1,2% da matriz energética brasileira. Em janeiro de 2019, representava 1,9 GW<sup>10</sup> instalados, com 2.355 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 MW médio de garantia física e sua energia é 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) – janeiro/2019

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

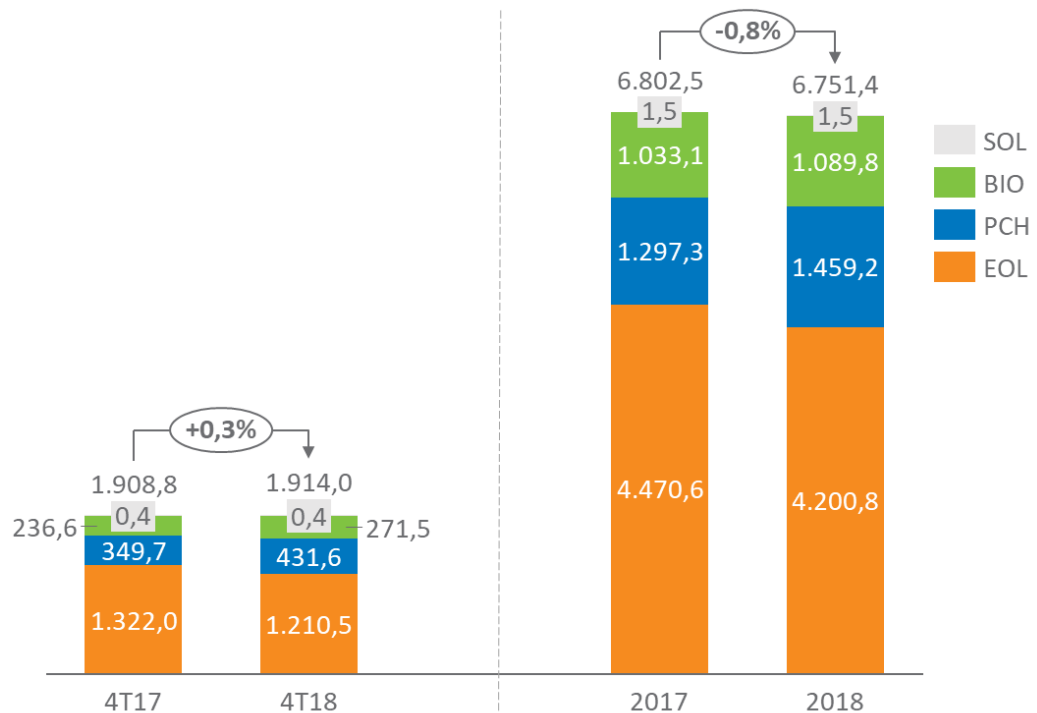
# Resultados 4T18 e 2018

## Produção de energia

No 4T18, a CPFL Renováveis gerou 1.914,0 GWh de energia, ligeiro crescimento de 0,3% em relação ao 4T17 (+5,2 GWh). Em 2018, a CPFL Renováveis gerou 6.751,4 GWh de energia, redução de 0,8% em relação a 2017 (-51,2 GWh).

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

Geração de energia por fonte (GWh)



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

No 4T18, a geração de energia dos parques eólicos apresentou uma redução de 8,4% (-111,6 GWh) quando comparada à geração do 4T17 e 6,0% (-269,8 GWh) quando comparado à geração de 2017. Tais desempenhos devem-se basicamente à menor incidência de ventos nas regiões do Ceará no 4T18, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul (em ambos os períodos).

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 80,8%, 84,2% e 86,7%, respectivamente. Nos últimos 36 meses, a taxa de eficiência foi impactada pela velocidade dos ventos abaixo do esperado no Rio Grande do Norte, 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 2018 foi o pior ano de vento dos últimos 5 anos nos parques eólicos da CPFL Renováveis em função principalmente dos fenômenos climáticos. A eficiência também foi afetada

# Resultados 4T18 e 2018

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%	25,6%	73,3%
Complexo Eólico Bons Ventos <sup>(2)</sup>	CE	38,5%	28,4%	73,6%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	21,6%	47,8%
Complexo Eólico Santa Clara <sup>(3)</sup>	RN	40,2%	30,4%	75,6%
Complexo Eólico Morro dos Ventos <sup>(4)</sup>	RN	43,3%	36,3%	83,7%
Complexo Eólico Atlântica <sup>(5)</sup>	RS	43,2%	39,0%	90,4%
Complexo Eólico Macacos I <sup>(6)</sup>	RN	49,1%	43,3%	88,1%
Campo dos Ventos II	RN	46,7%	38,2%	81,7%
Complexo Eólico Eurus <sup>(7)</sup>	RN	44,4%	39,9%	89,8%
Morro dos Ventos II	RN	53,9%	43,5%	80,8%
Complexos Campo dos Ventos e São Benedito <sup>(8)</sup>	RN	58,2%	51,3%	88,2%
Complexo Pedra Cheirosa <sup>(9)</sup>	CE	60,9%	44,8%	73,5%
<b>Total</b>		<b>45,0%</b>	<b>36,6%</b>	<b>80,8%</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%	26,8%	76,6%
Complexo Eólico - Bons Ventos <sup>(2)</sup>	CE	38,5%	26,9%	69,9%
Complexo Rosa dos Ventos	CE	45,2%	29,9%	66,2%
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%	37,9%	87,6%
Complexo Eólico Atlântica <sup>(5)</sup>	RS	43,2%	40,3%	93,4%
Complexo Eólico Macacos I <sup>(6)</sup>	RN	49,1%	45,3%	92,2%
Campo dos Ventos II	RN	46,7%	40,2%	85,9%
Complexo Eólico Eurus <sup>(7)</sup>	RN	44,4%	41,6%	93,6%
Morro dos Ventos II	RN	53,9%	45,2%	83,8%
Complexos Campo dos Ventos e São Benedito <sup>(8)</sup>	RN	58,2%	53,3%	91,6%
<b>Total</b>		<b>44,4%</b>	<b>37,8%</b>	<b>84,2%</b>

# Resultados 4T18 e 2018

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 SIF (1)	CE	35,0%	29,4%	84,1%
Complexo Eólico - Bons Ventos (2)	CE	38,5%	30,9%	80,4%
Complexo Rosa dos Ventos	CE	45,2%	34,4%	76,0%
Complexo Eólico Santa Clara (3)	RN	40,2%	34,1%	84,7%
Complexo Eólico Morro dos Ventos (4)	RN	43,3%	38,7%	89,4%
Complexo Eólico Atlântica (5)	RS	43,2%	39,5%	91,5%
Complexo Eólico Macacos I (6)	RN	49,1%	45,7%	93,0%
Campo dos Ventos II	RN	46,7%	41,0%	87,7%
Complexo Eólico Eurus (7)	RN	44,4%	42,5%	95,6%
Morro dos Ventos II	RN	53,9%	46,8%	86,9%
<b>Total</b>		<b>41,3%</b>	<b>35,9%</b>	<b>86,7%</b>

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

<sup>2</sup> Complexo BVP Geradora é formado pelos parques eólicos Enacel, Bons Ventos, Taiba 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 23,4% (+81,9 GWh) no 4T18 em relação à do 4T17 e de 12,5% (+161,9 GWh) em 2018. Esses resultados são explicados pela melhor afluência nas áreas de atuação da Companhia e maior eficiência dos ativos.

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 1T17 e no 1T18, 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”.

# Resultados 4T18 e 2018

## BIOMASSA

A geração de energia das usinas de biomassa apresentou aumento de 14,7% (+34,9 GWh) no 4T18 em relação a do 4T17 e 5,5% (+56,7 GWh) em relação a 2017. Esses resultados são explicados principalmente pela maior geração por conta da melhora de performance das usinas e utilização de biomassa estocada.

# Resultados 4T18 e 2018

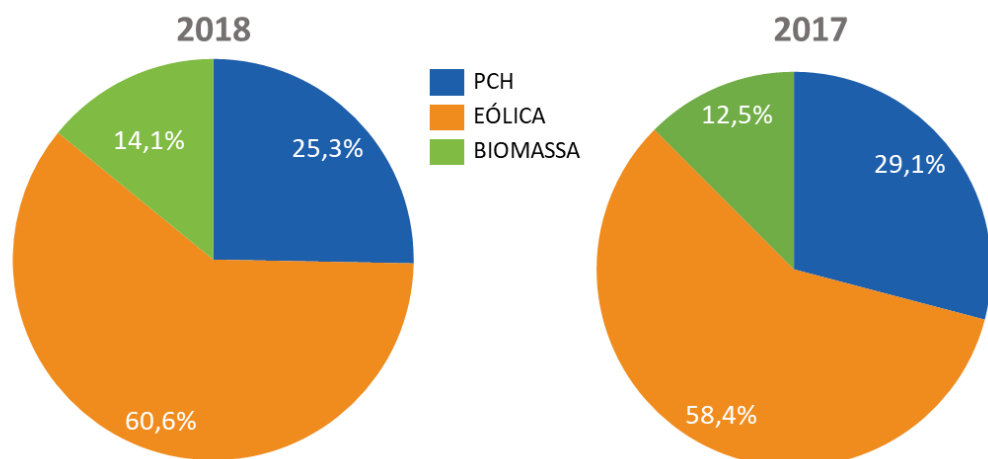
## Desempenho econômico e financeiro

### Demonstração de resultado

(R\$ mil)	4T18	4T17	4T18 vs 4T17	2018	2017	2018 vs 2017
Receita Líquida	516.083	591.165	-12,7%	1.936.318	1.959.084	-1,2%
Custo de geração de energia elétrica	(118.148)	(179.466)	-34,2%	(526.519)	(551.971)	-4,6%
Depreciação e amortização	(112.243)	(112.263)	0,0%	(456.232)	(454.657)	0,3%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>285.692</b>	<b>299.436</b>	<b>-4,6%</b>	<b>953.567</b>	<b>952.456</b>	<b>0,1%</b>
Despesas gerais e administrativas	(99.509)	(57.347)	73,5%	(201.036)	(185.499)	8,4%
Amortização do direito de exploração	(40.434)	(39.016)	3,6%	(157.649)	(155.323)	1,5%
Depreciação & amortização	(2.559)	(4.206)	-39,2%	(9.226)	(7.038)	31,1%
<b>Lucro operacional</b>	<b>143.190</b>	<b>198.867</b>	<b>-28,0%</b>	<b>585.656</b>	<b>604.596</b>	<b>-3,1%</b>
Resultado Financeiro	(129.326)	(123.543)	4,7%	(504.125)	(510.825)	-1,3%
IR e CS	92.957	(24.081)	-486,0%	37.275	(74.125)	-150,3%
<b>Resultado líquido</b>	<b>106.821</b>	<b>51.243</b>	<b>108,5%</b>	<b>118.806</b>	<b>19.646</b>	<b>504,7%</b>
<b>Ebitda</b>	<b>298.426</b>	<b>354.352</b>	<b>-15,8%</b>	<b>1.208.763</b>	<b>1.221.614</b>	<b>-1,1%</b>
Margem Ebitda	57,8%	59,9%	-2,1 p.p	62,4%	62,4%	-

### Receita líquida

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



<sup>1</sup> A participação da fonte solar foi de 0,02% em 2017 e 2018.

A receita líquida total atingiu R\$ 516,1 milhões no 4T18, 12,7% inferior à receita do 4T17 (-R\$ 75,1 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

# Resultados 4T18 e 2018

- (i) Redução de R\$ 34,1 milhões na receita das eólicas devido principalmente: a) baixa de R\$ 11 milhões nos contratos do Proinfa, decorrente do reconhecimento de benefício fiscal, que não se materializou (efeito não recorrente); b) efeito positivo do ajuste anual e quadrianual dos contratos de algumas eólicas no 4T17, que não se repetiu no 4T18 (R\$ 7,5 milhões); c) ressarcimento pela menor geração das usinas do Proinfa (R\$ 7,5 milhões); e d) menor geração dos complexos eólicos no Rio Grande do Norte (R\$ 7,0 milhões). Tais itens foram parcialmente compensados pelo reajuste de preço dos contratos de venda de energia no período.
- (ii) Redução de R\$ 56,3 milhões na receita das PCHs e da Holding devido principalmente às operações de *hedge* e *swap* intercompany do complexo eólico de Pedra Cheirosa no 4T17 que aumentaram a receita e tiveram contrapartida na compra de energia e que não se repetiram em 2018. Tal efeito foi parcialmente compensado pelo menor GSF das PCHs do Proinfa e reajuste de preço dos contratos de venda de energia.
- (iii) Aumento de R\$ 15,2 milhões na receita das biomassas devido ao excedente de geração de algumas usinas liquidadas a PLD, à estratégia de sazonalização dos contratos e ao reajuste de preço dos contratos de venda de energia.

Em 2018, a receita líquida atingiu R\$ 1.936,3 milhões, queda de 1,2% em comparação com a de 2017 (-R\$ 22,8 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 29,0 milhões na receita das eólicas devido principalmente: a) ao efeito positivo de R\$ 46,1 milhões do leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que o preço do contrato firmado no mercado livre foi superior ao preço do contrato no mercado regulado para os oito parques eólicos que participaram desse leilão; b) à entrada em operação comercial do complexo eólico Pedra Cheirosa em junho de 2017 (R\$ 29,3 milhões); e c) reajuste dos contratos de venda. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes itens: d) menor geração dos complexos eólicos no Rio Grande do Norte (R\$ 38,1 milhões); e) baixa de R\$ 11 milhões nos contratos do Proinfa, decorrente do reconhecimento de benefício fiscal, que não se materializou (efeito não recorrente); f) efeito positivo do ajuste anual e quadrianual dos contratos de algumas eólicas em 2017, que não se repetiu em 2018 (R\$ 8,8 milhões); e g) ressarcimento pela menor geração das usinas do Proinfa.
- (ii) Redução de R\$ 79,7 milhões na receita das PCHs e da Holding devido, principalmente, às operações de *swap* intercompany do complexo eólico de Pedra Cheirosa no 4T17 liquidadas a PLD na Holding, com contrapartida na compra de energia e que não se repetiram em 2018. Tal efeito foi parcialmente compensado pelo menor GSF das PCHs do Proinfa e pelo reajuste de preço dos contratos de venda de energia.
- (iii) Aumento de R\$ 28,0 milhões na receita das biomassas devido à liquidação à PLD do excedente da geração de algumas usinas e ao reajuste de preço dos contratos de venda de energia.

Receita líquida	4T18	4T17	4T18 vs 4T17	2018	2017	2018 vs 2017
PCH <sup>1</sup>	123.193	179.492	-31,4%	490.643	570.357	-14,0%
EOL	324.460	358.515	-9,5%	1.172.628	1.143.625	2,5%
Biomassa	68.308	53.044	28,8%	272.689	244.699	11,4%

# Resultados 4T18 e 2018

Solar	122	113	7,9%	359	402	-10,8%
<b>Total</b>	<b>516.083</b>	<b>591.165</b>	<b>-12,7%</b>	<b>1.936.318</b>	<b>1.959.084</b>	<b>-1,2%</b>

<sup>1</sup>Considera as operações na Holding.

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).

## Custo de geração de energia

(R\$ mil)	4T18	4T17	4T18 vs 4T17	2018	2017	2018 vs 2017
Custo de compra de energia	(33.643)	(98.771)	-65,9%	(230.979)	(248.339)	-7,0%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	518	(590)	-187,8%	(3.869)	(2.359)	64,0%
Encargos de uso de sistema	(25.022)	(25.461)	-1,7%	(89.368)	(99.690)	-10,4%
PMSO <sup>(1)</sup>	(60.001)	(54.644)	9,8%	(202.303)	(201.583)	0,4%
<b>Custo de geração de energia elétrica</b>	<b>(118.148)</b>	<b>(179.466)</b>	<b>-34,2%</b>	<b>(526.519)</b>	<b>(551.971)</b>	<b>-4,6%</b>
Depreciação e amortização	(112.243)	(112.263)	0,0%	(456.232)	(454.657)	0,3%
<b>Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização</b>	<b>(230.391)</b>	<b>(291.729)</b>	<b>-21,0%</b>	<b>(982.751)</b>	<b>(1.006.628)</b>	<b>-2,4%</b>

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

No 4T18, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 118,1 milhões, redução de 34,2% em relação ao 4T17 (-R\$ 61,3 milhões). Em 2018, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 526,5 milhões, queda de 4,6% em relação a 2017 (-R\$ 25,4 milhões).

## Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R\$ 33,6 milhões no 4T18, montante 65,9% inferior ao registrado no 4T17 (-R\$ 65,1 milhões). Em 2018, o custo com compra de energia apresentou redução de 7,0% em relação a 2017 (-R\$ 17,3 milhões). O resultado no ano e no trimestre foram influenciados principalmente pelas compras de energia para atender à exposição no mercado de curto prazo, hedge e recomposição de lastro em 2017 e pela menor compra de energia para atender GSF. Para 2018 as compras foram majoritariamente para cobrir exposição das eólicas do mercado livre.

## Encargos de uso de sistema

# Resultados 4T18 e 2018

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 25,0 milhões no 4T18, redução de 1,7% em relação ao 4T17 (-R\$ 0,4 milhões). No ano de 2018, o custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 89,4 milhões, diminuição de 10,4% em relação a 2017 (-R\$ 10,3 milhões). Esses desempenhos devem-se, principalmente, ao efeito positivo da recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins (efeito não recorrente) no 2T18, parcialmente compensados 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\$ 60,0 milhões no 4T18, aumento de 9,8% (+R\$ 5,4 milhões) em relação ao custo do 4T17. A variação deve-se ao aumento nos custos com às manutenções decorrentes dos serviços de O&M dos parques do Ceará, pois no segundo semestre de 2017 a manutenção foi realizada por equipe própria; parcialmente compensado pela menor compra de bagaço e cavaco de madeira para geração de biomassa e pela tomada de crédito de PIS e Cofins no 4T18.

Em 2018, o custo com PMSO totalizou R\$ 202,3 milhões, ligeiro aumento de 0,4% (+R\$ 0,7 milhões) em relação ao custo de 2017.

## Depreciação e Amortização

O custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 112,2 milhões no 4T18, estável em relação ao 4T17. Já em 2018, o custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 456,2 milhões, um leve aumento em relação a 2017 (R\$ 1,6 milhões) devido à entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa em junho de 2017 e da PCH Boa Vista 2 em novembro de 2018.

## Despesas gerais e administrativas

(R\$ mil)	4T18	4T17	4T18 vs 4T17	2018	2017	2018 vs 2017
Despesas com pessoal	(17.898)	(18.561)	-3,6%	(74.076)	(69.696)	6,3%
Serviços de terceiros <sup>(1)</sup>	(13.953)	(17.524)	-20,4%	(59.617)	(62.363)	-4,4%
Outros	(67.658)	(21.262)	218,2%	(67.343)	(53.440)	26,0%
<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>(99.509)</b>	<b>(57.347)</b>	<b>73,5%</b>	<b>(201.036)</b>	<b>(185.499)</b>	<b>8,4%</b>
Depreciação & Amortização	(2.559)	(4.206)	-39,2%	(9.226)	(7.038)	31,1%
Amortização do direito de exploração	(40.434)	(39.016)	3,6%	(157.649)	(155.323)	1,5%
<b>Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização</b>	<b>(142.502)</b>	<b>(100.569)</b>	<b>41,7%</b>	<b>(367.911)</b>	<b>(347.860)</b>	<b>5,8%</b>

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

As despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 99,5 milhões no 4T18, aumento de 73,5% (+R\$ 42,2 milhões) em relação às do 4T17. Já em 2018, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 201,0

# Resultados 4T18 e 2018

milhões, aumento de 8,4% (+R\$ 15,5 milhões) em relação às de 2017. Esse resultado é explicado principalmente por:

- (i) Aumento no montante de provisões para perdas e registro de baixa de ativos em 2018 em relação a 2017, conforme quadro abaixo. A baixa e a provisão de perda de ativos de projetos é decorrente da incerteza de investimento. Adicionalmente, ocorreram baixas de saldos de contas a receber, em função de decreto de autofalência de fornecedor (Suzlon) e provisões para perda de ativos em 2017.

## Provisões e baixas de ativos

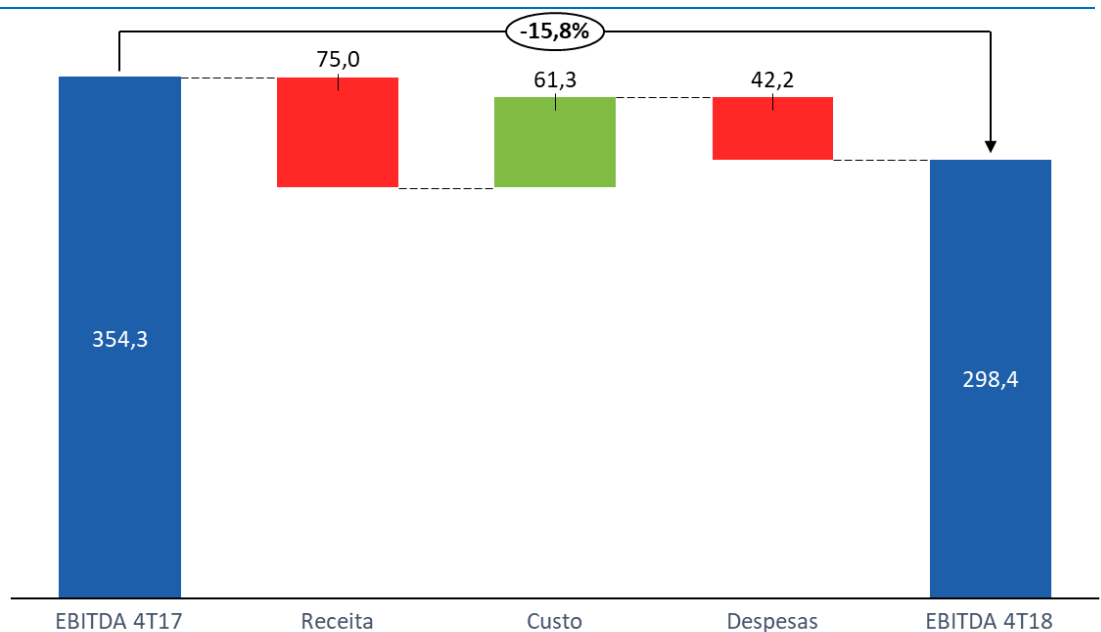
4T18	4T17	4T18 vs 4T17	2018	2017	2018 vs 2017
(67.375)	(20.438)	229,7%	(61.827)	(45.872)	34,8%

No ano também houve redução na linha de serviços de terceiros em função de menores gastos com consultoria.

## Ebitda

No 4T18, o Ebitda totalizou R\$ 298,4 milhões, 15,8% inferior ao do 4T17 (R\$ 354,4 milhões). A margem Ebitda atingiu 57,8% no 4T18, 2,1 p.p. inferior à do 4T17. Esse resultado deve-se principalmente à (i) menor receita líquida dos parques eólicos e operações de hedge; (ii) maior volume de provisões e baixa de ativos no 4T18. Tais itens foram parcialmente compensados pelo menor custo com compra de energia.

### Evolução do Ebitda – 4T18 versus 4T17 (R\$ milhões)



Em 2018, o Ebitda totalizou R\$ 1.208,8 milhões, 1,1% inferior ao de 2017 (R\$ 1.221,6 milhões). A margem Ebitda atingiu 62,4% em 2018 estável em relação a de 2017.

# Resultados 4T18 e 2018

Esse resultado deve-se principalmente à (i) menor receita líquida; (ii) maior volume de provisões e baixa de ativos. Tais itens foram parcialmente compensados pelo menor custo com compra de energia.

## Evolução do Ebitda – 2018 versus 2017 (R\$ milhões)



## Resultado Financeiro

(R\$ mil)	4T18	4T17	4T18 vs 4T17	2018	2017	2018 vs 2017
Receitas Financeiras	37.085	30.789	20,4%	131.695	137.746	-4,4%
Despesas Financeiras	(166.411)	(154.332)	7,8%	(635.820)	(648.571)	-2,0%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(129.326)</b>	<b>(123.543)</b>	<b>4,7%</b>	<b>(504.125)</b>	<b>(510.825)</b>	<b>-1,3%</b>

A CPFL Renováveis registrou o resultado financeiro líquido negativo de R\$ 129,3 milhões no 4T18, 4,7% superior ao do 4T17 (+R\$ 5,8 milhões). Em 2018, o resultado financeiro foi de R\$ 504,1 milhões, 1,3% inferior ao de 2017 (-R\$ 6,7 milhões).

## Receitas financeiras

Em 31 de dezembro de 2018, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.457,6 milhões ante R\$ R\$ 1.664,4 milhões em 31 de dezembro de 2017.

No 4T18, as receitas financeiras totalizaram R\$ 37,1 milhões, 20,4% superior as do 4T17 (+R\$ 6,3 milhões). Essa variação é decorrente da maior receita com atualização de valores a receber de liquidações na CCEE (+R\$ 10,9 milhões), parcialmente compensada pela menor taxa média do CDI nos períodos (6,40% no 4T18 vs 7,47% no 4T17).

# Resultados 4T18 e 2018

Em 2018, as receitas financeiras totalizaram R\$ 131,7 milhões, 4,4% inferior às de 2017 (-R\$ 6,0 milhões). Essas variações são decorrentes principalmente da menor taxa média do CDI nos períodos (6,47% no 2018 vs 10,07% no 2017), parcialmente compensadas pela maior receita com atualização de valores a receber na CCEE (+R\$ 25,9 milhões).

## Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 166,4 milhões no 4T18, 7,8% superior as do 4T17 (+R\$ 12,0 milhões). Em 2018, as despesas financeiras somaram R\$ 635,8 milhões, 2,0% inferior às de 2017 (-R\$ 12,7 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela queda do CDI médio e da TJLP, parcialmente compensadas pelo aumento nas despesas de dívidas de projetos, que com a entrada em operação, deixam de ser capitalizadas e passam a impactar o resultado e atualização da provisão do GSF.

## 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 Bio Energia e Mata Velha que adotam o regime de tributação com base no lucro real. Com o objetivo de buscar maior eficiência operacional e simplificação da estrutura organizacional, em agosto de 2018 houve a aprovação da incorporação pela Companhia da controlada direta: SIIF Energies do Brasil Ltda. e das controladas indiretas: SIIF Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Ltda.; Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização de Energia S.A. e Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S.A. Adicionalmente, em novembro de 2018 houve a aprovação da incorporação pela Companhia da controlada direta: T-15 Energia S.A.; e das controladas indiretas: PCH Participações S.A.; BVP S.A. e BVP Geradora de Energia S.A.

Em decorrência da reestruturação societária realizada pela CPFL Renováveis mencionada no parágrafo acima, e de acordo com o CPC 32 - Tributos sobre o Lucro e a Instrução CVM nº 371/2002 - art. 2º, a Companhia avaliou o reconhecimento do ativo fiscal diferido referente a prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social de exercícios anteriores.

Para essa avaliação, foi realizado um estudo técnico utilizando o orçamento plurianual da Companhia, no qual verificou-se que com o resultado das companhias incorporadas pela CPFL Renováveis (controladora), a qual antes não detinha ativos operacionais, terá lucros tributáveis nos próximos 10 anos (a partir de 2023) e fará uso do prejuízo fiscal acumulado, o que suporta o registro dos créditos tributáveis diferidos.

Com base no estudo realizado e na expectativa de realização, foi registrado em 31 de dezembro de 2018, no não circulante, o ativo fiscal diferido no montante R\$ 87,2 milhões, sendo R\$ 64,1 milhões referente a imposto de renda e R\$ 23,1 milhões referente à contribuição social, sobre os prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social de exercícios anteriores.

Adicionalmente, também foram registrados o montante de R\$ 5,8 milhões, sendo R\$ 4,3 milhões para imposto de renda e R\$ 1,5 milhão para contribuição social, referente às provisões com realização futura.

Com o reconhecimento dos créditos tributáveis, a rubrica de imposto de renda e contribuição social ficou positiva em R\$ 93,0 milhões no 4T18 ante uma despesa R\$ 24,0 milhões no 4T17. Em 2018, teve um efeito positivo de R\$ 37,3 milhões ante uma despesa de R\$ 74,1 milhões em 2017.

# Resultados 4T18 e 2018

## Lucro líquido

No 4T18, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 106,8 milhões ante ao lucro líquido de R\$ 51,2 milhões no 4T17. Já em 2018, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 118,8 milhões ante lucro líquido de R\$ 19,6 milhões em 2017. Esses desempenhos refletem principalmente o reconhecimento dos créditos tributáveis que impactou positivamente a linha de imposto de renda e contribuição social e a melhora do resultado financeiro, parcialmente compensados pela piora do Ebitda.

## Destinação dos resultados

Os acionistas têm direito a dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 25% do lucro líquido do exercício, ajustado conforme o artigo 202 da Lei nº 6.404/76. Para o exercício de 2018, a Administração da Companhia apurou que o lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2018 era decorrente do resultado positivo de equivalência patrimonial (não realizado) e, desta forma, resolveu constituir o montante que corresponde aos dividendos mínimos obrigatórios (25%) para reserva de lucros a realizar, conforme abaixo:

31/12/2018	R\$ Mil
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	<b>109.264</b>
(+) Realização da conta de ajuste de avaliação patrimonial	<u>3.745</u>
Lucro líquido (prejuízo) ajustado	113.009
(-) Reserva legal (baseada no lucro líquido ajustado)	<u>-5.650</u>
Base de cálculo dos dividendos	107.359
Dividendos mínimos obrigatórios pelo Estatuto Social - 25%	26.840
Ajuste pela aplicação do artigo 202 item II	<u>-26.840</u>
Dividendos mínimos obrigatórios propostos - 25%	-
Constituição de reserva de lucro a realizar	26.840
Constituição de reserva de reforço de capital de giro	80.519

## Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 223,0 milhões em 2018 direcionados, basicamente, a PCH Boa Vista 2.

# Resultados 4T18 e 2018

## Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial			
	31/12/2018	31/12/2017	
<b>Ativo</b>			
<i>Circulante e Realizável a longo prazo</i>			
Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações Financeiras	2.078.314	2.304.426	
Contas a receber (Clientes)	1.457.625	1.664.399	
Tributos a Recuperar	391.346	369.851	
Tributos diferidos	115.146	75.198	
Empréstimos a receber	-	696	
Outros	10.223	8.612	
	103.974	185.670	
<b>Imobilizado</b>	<b>7.454.584</b>	<b>7.700.204</b>	
<b>Intangível</b>	<b>2.642.958</b>	<b>2.851.372</b>	
<b>Total do ativo</b>	<b>12.175.856</b>	<b>12.856.002</b>	
<b>Passivo</b>			
<i>Circulante e Exigível a longo prazo</i>			
Fornecedores	7.924.685	8.717.024	
Obrigações trabalhistas	189.171	301.853	
Empréstimos com controladas e controladora	8.865	8.270	
Dividendos propostos e a pagar	407.729	-	
Empréstimos e financiamentos e Debêntures	3.994	12.206	
Outros	5.558.834	6.510.808	
	1.756.092	1.883.887	
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>4.251.171</b>	<b>4.138.978</b>	
Capital social	3.398.048	3.390.870	
Reservas de capital	592.347	593.443	
Reservas de lucro	124.646	11.637	
Ajuste de avaliação patrimonial	32.753	36.498	
Lucros/prejuízos acumulados	-	-	
Participação de acionistas não controladores	103.377	106.530	
<b>Total do passivo</b>	<b>12.175.856</b>	<b>12.856.002</b>	

### Principais variações do ativo

O ativo circulante e realizável a longo prazo da Companhia encerrou 2018 em R\$ 2,1 bilhões, queda de 9,8% (-R\$ 226,1 milhões) em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2017.

As disponibilidades – caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras vinculadas – encerraram o 2018 com R\$ 1,5 bilhões, queda de 12,4% comparadas às de 31 de dezembro de 2017. Essa queda deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) amortizações e custos dos empréstimos, (ii) investimentos realizados na PCH Boa Vista 2 e complexo eólico Pedra Cheirosa, e (iii) pagamento de impostos. Esses valores foram parcialmente compensados (iv) pela maior geração de caixa dos projetos, e (v) pelas novas captações.

A rubrica contas a receber (Clientes) teve uma variação positiva de 5,8% quando comparada ao encerramento de 2017, decorrente da entrada em operação dos parques eólicos de Pedra Cheirosa e reclassificações de outras contas a receber, parcialmente compensado pela baixa de valores a receber da CCEE.

A variação do imobilizado (-3,2%) foi decorrente principalmente da depreciação dos ativos ocorrida em 2018.

### Principais variações do passivo

O passivo circulante e exigível a longo prazo encerrou o 2018 com montante de R\$ 7,9 bilhões, inferior 9,1% (-R\$ 792,3 milhões) ao saldo de 31 de dezembro de 2017, sendo influenciado basicamente pela redução na linha de empréstimos e pelos pagamentos dos fornecedores.

O patrimônio líquido foi de R\$ 4,3 bilhões no encerramento de 2018, aumento de 2,7% em relação ao saldo em 31 de dezembro de 2017.

# Resultados 4T18 e 2018

## Endividamento bancário

A Companhia encerrou o 4T18 com endividamento bancário total de R\$ 5.558,8 milhões, montante 14,6% inferior ao endividamento registrado ao final do 4T17 (R\$ 6.510,8 milhões). Considerando os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia possuem prazo médio de 4,97 anos e custo médio nominal de 8,74% a.a. (136,52% do CDI de 31 de dezembro de 2018).

As captações realizadas nos últimos doze meses, em sua grande parte, tiveram objetivo de reforçar o caixa da Companhia e fazer frente aos investimentos necessários para a construção dos projetos em curso.

Dessa forma, nos últimos doze meses, a Companhia realizou captações de R\$ 493,3 milhões, sendo:

- (i) R\$ 16,0 milhões referentes às três CCBs da SPE Boa Vista 2, emitidas pelo Banco BBM com custo de CDI + 1,90% a.a.;
- (ii) R\$ 87,1 milhões referentes ao financiamento de longo prazo de Pedra Cheirosa I no BNB, com custo prefixado de 10,14% a.a. e bônus de adimplência de 15%, que reduz a taxa para 8,62% a.a.;
- (iii) R\$ 79,4 milhões referentes ao financiamento de longo prazo de Pedra Cheirosa II no BNB, com custo prefixado de 10,14% a.a. e bônus de adimplência de 15%, que reduz a taxa para 8,62% a.a.;
- (iv) R\$ 119,4 milhões referentes ao financiamento de longo prazo da SPE Boa Vista 2 junto ao BNDES, com custo de TJLP + 2,52% a.a.;
- (v) R\$ 0,2 milhão referente ao financiamento de longo prazo de Desa Eurus I junto ao BNDES, com custo de TJLP + 2,18% a.a.;
- (vi) R\$ 1,9 milhão referente ao financiamento de longo prazo de Desa Eurus III junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,18% a.a.;
- (vii) R\$ 0,1 milhão referente ao financiamento de longo prazo de Mata Velha junto ao BNDES, com custo de TJLP + 0,00 % a.a.;
- (viii) R\$ 18,7 milhões referentes ao financiamento de longo prazo de Pedra Cheirosa I no BNB, com custo de IPCA + 2,08% a.a. e bônus de adimplência de 15%, que reduz a taxa para 1,76% a.a.;
- (ix) R\$ 13,4 milhões referentes ao financiamento de longo prazo de Pedra Cheirosa II no BNB, com custo de IPCA + 2,08% a.a. e bônus de adimplência de 15%, que reduz a taxa para 1,76% a.a.;
- (x) R\$ 153 milhões referente à 8ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis, emitidas junto ao Banco Bradesco com custo de 110% do CDI a.a.;
- (xi) R\$ 2,1 milhão referente ao financiamento de longo prazo de Atlântica V junto ao BNDES, com custo de TJLP + 0,00% a.a.; e
- (xii) R\$ 1,7 milhão referente ao financiamento de longo prazo de Morro dos Ventos II junto ao BNDES, com custo de TJLP + 2,18% a.a..

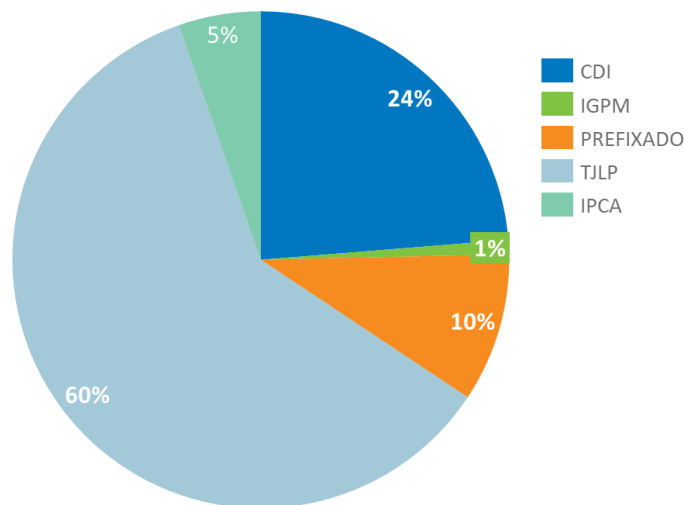
Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos doze meses:

- (i) R\$ 60,0 milhões referentes à amortização da 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;

# Resultados 4T18 e 2018

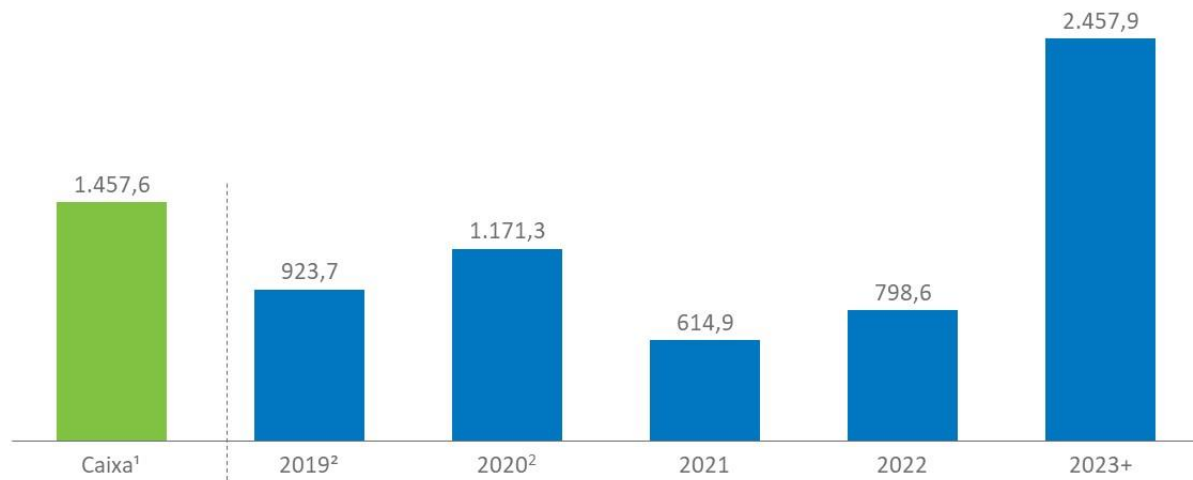
- (ii) R\$ 64,7 milhões referentes à amortização e quitação da 1ª emissão de debêntures de Pedra Cheirosa I;
- (iii) R\$ 59,2 milhões referentes à amortização e quitação da 1ª emissão de debêntures de Pedra Cheirosa II;
- (iv) R\$ 44,0 milhões referentes à amortização e quitação de duas CCBs da CPFL Renováveis.
- (v) R\$ 43,3 milhões referentes à amortização da 2ª emissão de debêntures da Dobrevê Energia S.A.;
- (vi) R\$ 64,5 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (vii) R\$ 98,7 milhões referentes à amortização da 3ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (viii) R\$ 204 milhões referentes à amortização e quitação das ações preferenciais resgatáveis da Turbina 15;
- (ix) R\$ 62,0 milhões referentes à amortização e quitação das notas promissórias da SPE Boa Vista 2 S.A. e;
- (x) R\$ 78,0 milhões referentes à amortização e quitação das notas promissórias da CPFL Renováveis;
- (xi) R\$ 8,4 milhões referentes à amortização e quitação do contrato de financiamento com a FINEP da CPFL Renováveis; e
- (xii) R\$ 200 milhões referentes à amortização e quitação 4ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis.

## Dívida por indexador – dezembro de 2018



# Resultados 4T18 e 2018

Cronograma de amortização da dívida (R\$ milhões) – dezembro de 2018<sup>3</sup>



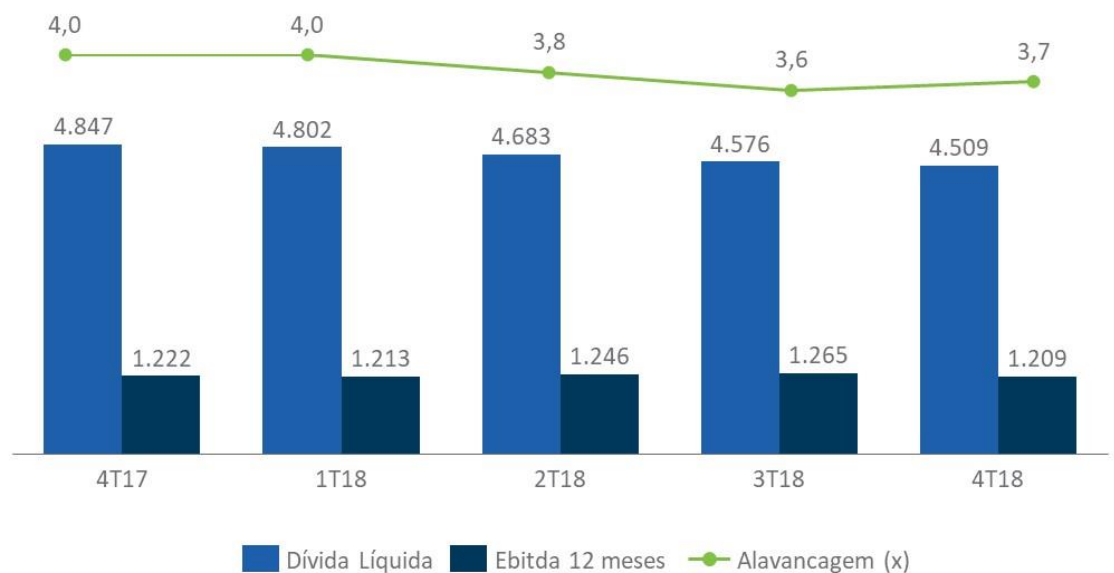
<sup>1</sup> O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 506,0 milhões no encerramento do 4T18 (R\$ 586,8 milhões no encerramento do 4T17).

<sup>2</sup> Considera encargos financeiros no valor de R\$ 35,4 milhões em 2019 e R\$ 1,3 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.

Dívida líquida/Ebitda (R\$ milhões)<sup>12</sup>



# Resultados 4T18 e 2018

<sup>1</sup> O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 506,0 milhões no encerramento do 4T18 (R\$ 586,8 milhões no encerramento do 4T17).

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

## Endividamento com partes relacionadas

Em 26 de março de 2018, a Companhia celebrou com sua controladora CPFL Geração um contrato de mútuo com vencimento em 13 de julho de 2018, no valor global total de R\$ 600 milhões, à taxa de juros de 107% do CDI, com desembolsos realizados até o dia 30 de setembro de 2018 no valor total de R\$ 394,4 milhões (atualizado até 31 de dezembro de 2018 no montante de R\$ 407,7 milhões). Os recursos foram destinados para o reforço do caixa da Companhia.

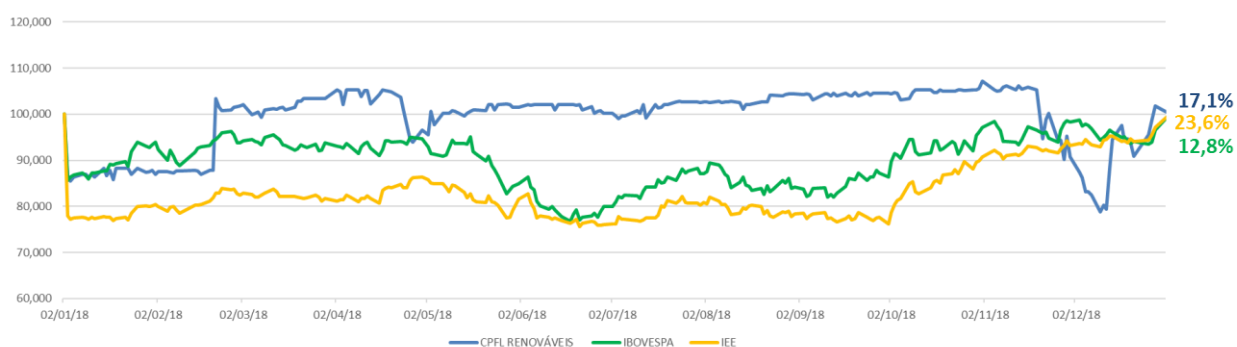
Em 06 de agosto de 2018, a Companhia celebrou um segundo contrato com sua controladora CPFL Geração com vencimento em 26 de março de 2020, no valor global total de R\$ 405,6 milhões, à taxa de juros de 107% do CDI, sem desembolsos realizados até o dia 30 de setembro de 2018.

Os desembolsos ocorridos estão dentro do limite de crédito de até R\$ 800 milhões aprovado com a controladora, restando assim, o saldo de R\$ 405,6 milhões que pode ser acessado.

## Mercado de capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 4T18 cotadas a R\$ 16,15, o que representa valorização de 17,1% em relação à cotação ao final do 4T17. No mesmo intervalo de comparação, o Índice Bovespa (IBOV) apresentou variação positiva de 12,8% enquanto o índice de Energia Elétrica (IEE) teve valorização de 23,6%.

### Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 01/01/2018 até 31/12/2018



## 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.

# Resultados 4T18 e 2018

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.

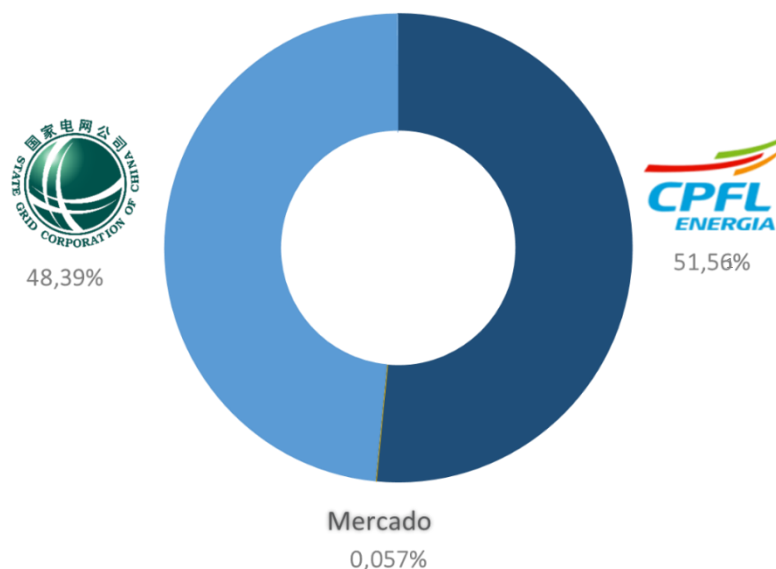
A CPFL Renováveis também possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, que é composto por três membros efetivos, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária seguinte a de sua eleição, podendo ser reeleitos.

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 4T18 e 2018

**Aumento de Capital:** Em 19 de outubro de 2018, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de Capital Social dentro do limite de capital autorizado.

Foi aprovada a emissão de 460.218 (quatrocentos e sessenta mil, duzentas e dezoito) novas ações ordinárias, no montante total de R\$7.178.165,41 (sete milhões, cento e setenta e oito mil, cento e sessenta e cinco reais e quarenta e um centavos). Dessa forma, o capital social da Companhia será de R\$ 3.398.048.049,16 (três bilhões, trezentos e noventa e oito milhões, quarenta e oito mil, quarenta e nove reais e dezesseis centavos). O capital social subscrito e integralizado passa a ser representado por 503.811.489 (quinhentas e três milhões, oitocentos e onze mil, quatrocentas e oitenta e nove) ações ordinárias.

# Resultados 4T18 e 2018

Contatos	Teleconferência	CPRE3
<p><b>Fernando Mano da Silva</b> Diretor-Presidente</p> <p><b>Alessandro Gregori Filho</b> Diretor Financeiro e de Relações com Investidores</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 Homs 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>Assessoria de Imprensa</b> RP1 Comunicação Empresarial Telefone: (+55) 11 5501-4655</p>	<p><b>Teleconferência / Webcast</b></p> <p><b>Data:</b> 26 de março de 2019</p> <p><b>Horário:</b> 10h00 (Horário de Brasília) 07h00 (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 28/12/2018:</b> R\$ 16,15</p> <p><b>Valor de Mercado:</b> <b>Reais:</b> R\$ 7,45 bilhões <b>Dolar:</b> USD 1,91 bilhões</p> 

# Resultados 4T18 e 2018

## 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 4T18 e 2018

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 afliências.

**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 4T18 e 2018

## Anexos

### Anexos – 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 4T18 e 2018

## Anexos – ativos em operação

	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2018 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Dez/18	Tipo de contrato
<b>Eólico</b>								
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	13,10	13,10	241,00	ACL
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,90	12,90	241,00	ACL
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,00	13,00	241,00	ACL
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	13,70	13,70	242,00	ACL
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	405,50	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	12,58	11,78	399,59	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,83	28,09	459,12	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	250,75	LER 2009
	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,80	9,70	245,00	ACL
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,60	7,50	245,00	ACL
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,30	10,10	245,00	ACL
	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,80	9,80	245,00	ACL
Complexo eólico Bons Ventos	Bons Ventos	Aracati	CE	50,0	16,37	15,94	451,34	Proinfa
	Taiba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	CE	16,5	6,71	6,58	411,32	Proinfa
	Canoa Quebrada - BV	Aracati	CE	57,0	24,08	22,93	413,72	Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,23	9,97	464,61	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	453,19	Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,43	1,43	399,59	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	29,1	15,40	15,10	242,00	ACL
	Campo dos Ventos I	João Câmara	RN	25,2	13,60		185,21	ACL
	Campo dos Ventos III	João Camara	RN	25,2	13,40		185,21	ACL
	Campo dos Ventos V	Parazinho	RN	25,2	13,10	64,60	185,21	ACL
	São Domingos	São Miguel do Gostoso	RN	25,2			185,21	ACL
	Ventos de São Martinho	Touros	RN	14,7			185,21	ACL
	Complexo Eólico São Benedito	Ventos de São Benedito	São Miguel do Gostoso	RN	29,4			185,21
Ventos de Santo Dimas		São Miguel do Gostoso	RN	29,4		60,60	185,21	ACL
Ventos de Santa Mônica		Touros	RN	29,4			185,21	ACL
Ventos de Santa Úrsula		Touros	RN	27,3			185,21	ACL
Complexo Eólico Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa I	Itarema	CE	25,2	14,5	13,60	265,00	ACL
	Pedra Cheirosa II	Itarema	CE	23,1	13,0	12,50	265,00	ACL
<b>Subtotal Eólico</b>				<b>1.308,5</b>	<b>500,6</b>	<b>558,67</b>	<b>274,17</b>	

# Resultados 4T18 e 2018

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2018 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Dez/18	Tipo de contrato
<b>Biomassa</b>							
Alvorada	Araporã	MG	50.0	15.2	18.03	195.00	ACL
Baía Formosa	Baía Formosa	RN	40.0	4.0	11.00	276.52	LEN 2006
Bio Buriti	Buritzal	SP	50.0	10.78	10.78	238.94	ACL
Bio Energia	Pirassununga	SP	45.0	5.20	6.42	240.01	ACL
Bio Ipê	Nova Independência	SP	25.0	4.31	4.31	238.94	ACL
Bio Pedra	Serrana	SP	70.0	23.9	24.40	231.33	LER 2010
Coopcana	São Carlos do Ivaí	PR	50.0	18.0	18.04	195.00	ACL
Ester	Cosmópolis	SP	40.0	14.5	16.43	204.88	LFA 2007 / ACL
<b>Subtotal Biomassa</b>			<b>370.0</b>	<b>95.9</b>	<b>109.4</b>	<b>221.48</b>	

# Resultados 4T18 e 2018

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2018 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Dez/18	Tipo de contrato
<b>PCH</b>							
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,4	12,36	266,28	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,9	5,88	260,33	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,4	0,42	245,94	ACL
Arvoredo	Arvoredo	SC	13,0	7,4	7,00	253,43	LFA
Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23,0	14,9	14,76	257,85	ACL
Buritizal	Buritizal	SP	0,8	0,4	0,35	260,33	ACL
Boa Vista II	Varginha	MG	29,9	15,5		240,47	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,2	2,17	260,33	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,5	1,53	260,33	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	4,6	4,61	266,28	Proinfa
Corrente Grande	Açucena	MG	14,0	8,5	8,44	257,85	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,6	1,60	228,41	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10,8	5,7	5,69	260,33	ACL
Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	18,8	11,0	11,01	260,33	ACL
Esmeril	Patrocínio Paulista	SP	5,0	2,9	2,88	260,33	ACL
Figueirópolis	Indiavaí	MT	19,4	12,6	12,54	259,52	Proinfa
Gavião Peixoto	Gavião Peixoto	SP	4,8	3,6	3,63	260,33	ACL
Guaporé	Guaporé	RS	0,7	0,4	0,40	245,94	ACL
Jaguari	Pedreira	SP	11,8	4,5	4,50	260,33	ACL
Lençóis	Macatuba	SP	1,7	1,0	1,04	260,33	ACL
Ludesa	Ipuacu	SC	30,0	21,2	16,70	266,28	Proinfa
Mata Velha	Unai	MG	24,0	13,1	12,70	170,20	ACR
Monjolinho	São Carlos	SP	0,6	0,1	0,39	219,12	ACL
Ninho da Águia	Delfim Moreira	MG	10,0	6,5	4,16	257,85	ACL
Novo Horizonte	Campina Grande do Sul	PR	23,0	10,4	10,00	175,62	ACL
Paiol	Frei Inocência	MG	20,0	10,5	10,93	257,81	ACL
Pinhal	Espirito Santo do Pinhal	SP	6,8	3,7	3,70	260,33	ACL
Pirapó	Roque Gonzales	RS	0,8	0,6	0,58	245,94	ACL
Plano Alto	Xavantina	SC	16,0	9,3	9,25	266,28	Proinfa
Saltinho	Muitos Capões	RS	0,8	0,7	0,73	245,94	ACL
Salto Góes	Tangará	SC	20,0	11,1	11,10	239,85	LFA
Salto Grande	Campinas	SP	4,6	2,6	2,58	260,33	ACL
Santa Luzia	São Domingos	SC	28,5	18,4	18,00	260,58	LFA 2007 / ACL
Santana	São Carlos	SP	4,3	2,6	2,61	260,33	ACL
São Gonçalo	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	11,0	7,2	6,44	257,85	ACL
São Joaquim	Guará	SP	8,1	5,1	5,07	260,33	ACL
Socorro	Socorro	SP	1,0	0,3	0,31	260,33	ACL
Três Saltos	Torrinha	SP	0,6	0,4	0,43	260,33	ACL
Varginha	Chalé	MG	9,0	5,4	4,00	250,65	LFA 2007
Várzea Alegre	Chalé	MG	7,5	4,9	4,79	257,85	ACL
<b>Subtotal PCH</b>			<b>452,9</b>	<b>251,1</b>	<b>225,28</b>	<b>250,22</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 4T18 e 2018

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2018 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Dez/18	Tipo de contrato
<b>Solar</b>							
Tanquinho	Campinas	SP	1.1	0.2	0.2	235.72	ACL
<b>Subtotal Solar</b>			<b>1.1</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>235.72</b>	
<b>TOTAL</b>			<b>2,132.5</b>	<b>847.7</b>	<b>893.5</b>	<b>261.67</b>	

# Resultados 4T18 e 2018

## Anexos – ativos em construção

Projeto	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh) Dez/18	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) Dez/18	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)