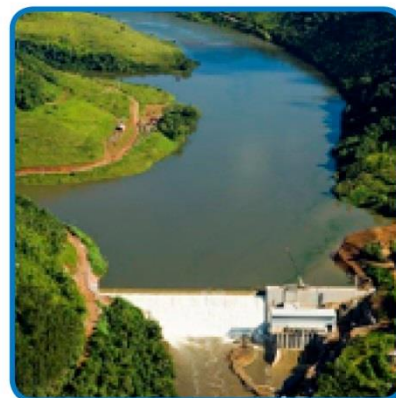
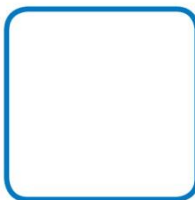


# Resultados 1T16



## Índice

<b>Mensagem do Presidente</b> .....	3
<b>Destaques do 1T16</b> .....	4
<b>Eventos recentes</b> .....	4
<b>Portfólio em operação</b> .....	5
<b>Portfólio contratado: projetos em implantação</b> .....	6
<b>Condições gerais de geração</b> .....	7
Fonte eólica .....	8
Fonte hídrica .....	8
Fonte biomassa.....	13
Fonte solar .....	14
<b>Produção de energia</b> .....	15
<b>Desempenho econômico e financeiro</b> .....	18
Receita líquida .....	19
Custo de geração de energia.....	20
Despesas gerais e administrativas.....	22
Ebitda.....	23
Resultado Financeiro .....	23
Imposto de renda e contribuição social .....	24
Resultado líquido .....	25
Investimentos.....	26
<b>Balanco Patrimonial</b> .....	27
Principais variações do ativo.....	27
Principais variações do passivo.....	28
Endividamento.....	29
<b>Mercado de capitais</b> .....	32
<b>Governança Corporativa</b> .....	32
<b>Estrutura societária</b> .....	33
<b>Glossário</b> .....	35
<b>Anexos</b> .....	37

## Mensagem do Presidente

*O início de 2016 foi marcado por uma maior tranquilidade no setor elétrico nacional. Melhores condições hidrológicas e regulatórias contribuíram para um trimestre mais estável para os diversos agentes, incluindo a CPFL Renováveis.*

*Nossa geração de energia nesse período apresentou crescimento de 2,5% em relação ao mesmo período do ano anterior, porém com comportamentos distintos entre as fontes: registramos velocidades de ventos mais baixas no Nordeste (efeitos do El Niño), enquanto as PCHs apresentaram boa geração, principalmente no Sul do Brasil. A diversidade no portfólio de ativos da Companhia, tanto em termos de fontes como em localização geográfica, é um fator importante para a maior estabilidade em nossa produção total de energia, pois mitiga os efeitos das sazonalidades e fatores climáticos.*

*Ainda assim, registramos menor receita líquida no primeiro trimestre de 2016 devido à queda de geração eólica, somada à sazonalização de alguns contratos de biomassa e PCH no 1T15. Importante também observar que o perfil de geração e resultados da Companhia segue o comportamento desses recursos (chuvas, ventos e safra da cana-de-açúcar). Assim, historicamente apresentamos maior geração/receita no segundo semestre do ano.*

*A CPFL Renováveis seguiu, nos primeiros meses de 2016, sua estratégia de crescimento e grande foco na implantação dos projetos em construção: entregamos a PCH Mata Velha em maio, com mais de um ano e meio de antecipação, o que nos permitiu comercializar a energia no mercado livre até o início do contrato do leilão.*

*Iniciamos também a operação comercial dos primeiros aerogeradores dos nossos maiores complexos eólicos em construção - Campo dos Ventos e São Benedito (RN), com total de 231 MW de capacidade. A entrada em operação desses complexos será gradual até o final de 2016. Ainda que o cenário macroeconômico esteja desafiador, todos os nossos projetos em construção estão de acordo com os cronogramas e orçamentos previstos.*

*Líder em energia renovável no Brasil, a CPFL Renováveis segue com uma sólida situação de liquidez e de alavancagem, adequadas ao nosso perfil de crescimento e geração de caixa, o que nos permite continuar avaliando eventuais oportunidades de crescimento, sempre com disciplina financeira e rigor no compromisso de retornos atrativos para nossos acionistas.*

**Andre Dorf**  
Diretor Presidente

São Paulo, 11 de maio de 2016 – A CPFL Energias Renováveis S.A. anunciou hoje os resultados referentes ao 1T16. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação societária aplicável.

## Destaques do 1T16

- i. Geração de energia de 1.163,5 GWh (+2,5% versus 1T15).
- ii. Receita líquida de R\$ 278,7 milhões (-23,5% versus 1T15), impactada, principalmente, por efeito de sazonalização dos contratos.
- iii. Compra de energia de R\$ 13,8 milhões (-86,4% versus 1T15).
- iv. Ebitda de R\$ 167,7 milhões (-5,5% versus 1T15).
- v. Investimentos de R\$ 218,9 milhões para os projetos em construção.
- vi. 5 projetos em andamento: +330 MW de capacidade. Implantação dentro do orçamento e do prazo.
- vii. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R\$ 1,2 bilhão<sup>1</sup>.

## Eventos recentes

- i. Entrada em operação comercial da PCH Mata Velha, com 24,0 MW e 13,1 MW médios de garantia física, em 09 de maio de 2016, com mais de um ano e meio de antecedência. De acordo com o leilão A-5 de 2013, o contrato de comercialização de energia dessa usina tem início em janeiro de 2018. Com a antecipação da obra foi fechado um contrato de venda no mercado livre até o início da vigência do A-5 2013.
- ii. Entrada em operação comercial dos primeiros aerogeradores dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, com 231,0 MW de capacidade, localizados no Rio Grande do Norte, em 06 de maio de 2016. A entrada em operação será gradual, com previsão de término da obra em dezembro de 2016.

---

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

## Indicadores Econômicos e Operacionais (R\$ mil)

	1T16	1T15	1T16 vs 1T15
<b>Demonstrativo de Resultados</b>			
Receita Líquida	278.746	364.415	-23,5%
Ebitda <sup>(1)</sup>	167.717	177.562	-5,5%
Margem Ebitda	60,2%	48,7%	11,5 p.p.
Resultado líquido	(105.897)	(64.645)	63,8%
<b>Investimentos</b>	<b>218.941</b>	<b>146.654</b>	<b>49,3%</b>
<b>Indicadores Operacionais</b>			
Capacidade em operação (MW)	1.799	1.773	1,5%
# usinas/ parques em operação	81	80	1,3%
Energia gerada (GWh)	1.163	1.136	2,5%
Energia contratada (MWmédios) <sup>(2)</sup>	761	781	-2,5%
Número de funcionários	396	367	7,9%

(1) 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.

(2) Energia contratada dos projetos em operação após a sazonalização dos contratos para o período de referência.

## Portfólio em operação

A CPFL Renováveis tem como vantagem competitiva a diversificação de seu portfólio que, no final do 1T16, contava com 81 usinas localizadas em 57 municípios brasileiros. Para atender a esse portfólio, a Companhia conta com uma plataforma robusta, preparada para receber novos ativos, capturando sinergias como redução de custos operacionais, ganhos de escala e eficiência nas operações.

No 1T16, a capacidade da Companhia totalizava 1.799,3 MW, crescimento de 1,5% em relação ao 1T15. Esse aumento se deve a entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos II (29,2 MW), que aconteceu em abril de 2015.

No encerramento do 1T16, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de usinas e parques
Parques eólicos	1.029,2	34
Pequenas centrais hidrelétricas (PCHs)	399,0	38
Usinas de biomassa	370,0	8
Usina solar	1,1	1
<b>Total em operação</b>	<b>1.799,3</b>	<b>81</b>

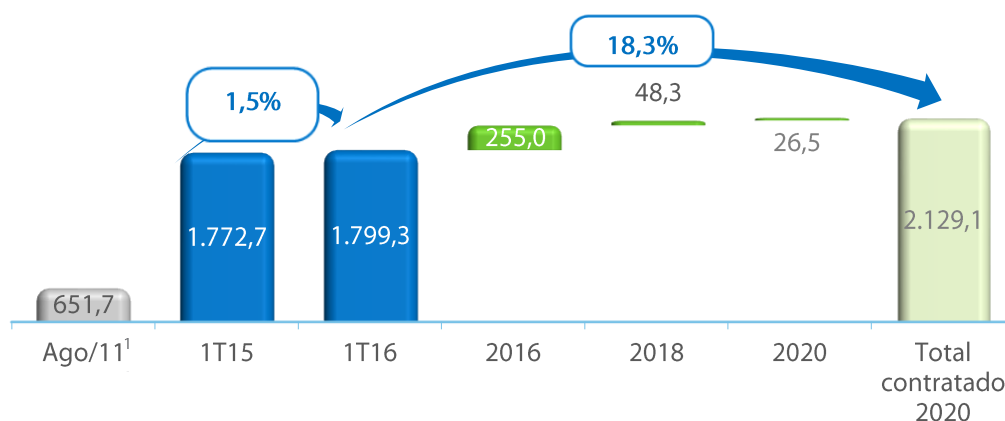
## Portfólio contratado: projetos em implantação

No 1T16, a Companhia possuía 5 projetos em implantação, que adicionarão 329,8 MW de capacidade nos próximos 5 anos:

Projeto	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
Complexo eólico Campo dos Ventos	EOL	RN	João Câmara	115,5	2T16 <sup>1</sup>
Complexo eólico São Benedito	EOL	RN	João Câmara	115,5	2T16 <sup>1</sup>
PCH Mata Velha	PCH	MG	Unaí	24,0	2T16 <sup>2</sup>
Complexo eólico Pedra Cheirosa	EOL	CE	Itarema	48,3 <sup>3</sup>	1S18
PCH Boa Vista II	PCH	MG	Varginha	26,5	2020
<b>Total em implantação</b>				<b>329,8</b>	

- (1) Entrada em operação gradual a partir do 2T16.
- (2) Com a antecipação da obra foi celebrado um contrato bilateral (mercado livre) até o início do contrato do A-5 2013 em janeiro de 2018.
- (3) A redução na potência a ser instalada nos parques, de 51,3 MW para 48,3 MW, deve-se à troca de aerogerador. Os novos equipamentos têm maior eficiência operacional, permitindo que a energia média dos contratos de venda seja atendida com uma potência total reduzida.

## Evolução do portfólio contratado até 2020



1) 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 que soma 3,0 GW.

## Condições de geração

O 1T16 foi influenciado pelo El Niño, mudança climática que vem sendo notada desde o início de 2015. Esse fenômeno é caracterizado pelo aquecimento acima do normal nas águas do Pacífico Equatorial, provocando alterações nos padrões de vento e chuva.

Segundo estudos, o fenômeno El Niño ocasiona o enfraquecimento da velocidade dos ventos alísios na região equatorial (ventos que sopram de Leste para Oeste), e, com isso, provoca uma mudança nas correntes atmosféricas ocasionando fenômenos como: (i) precipitações acima da média; (ii) secas anormais; e (iii) variação das temperaturas, em diferentes partes do mundo. Vale esclarecer que os ventos alísios fazem parte de um grupo de ventos que ocorrem em função do aquecimento desigual da atmosfera. Essa diferença é compensada com a movimentação de massa de ar quente das zonas de alta pressão, para as zonas de baixa pressão na linha do Equador.

O efeito direto do El Niño no Brasil tem como principais características: precipitação acima da média na região Sul e secas severas na maior parte do Nordeste.

Segundo o Centro de Previsão de Clima dos Estados Unidos, o fenômeno El Niño voltou a ocorrer em meados de março de 2015 no Brasil, e estima-se que permanecerá até o segundo trimestre de 2016. Vale informar que o fenômeno do El Niño em curso é avaliado como um dos mais fortes dos últimos 50 anos.

Para os ativos da CPFL Renováveis, os efeitos do El Niño foram percebidos, principalmente, no 4T15 e no 1T16. Com o efeito, foi constatado um aumento da geração nas PCHs, principalmente na região Sul do Brasil, onde ocorreu um aumento significativo das precipitações. Por outro lado, na região Nordeste, o fenômeno ocasionou o enfraquecimento da velocidade dos ventos, afetando diretamente a região onde a Companhia possui a maior parte de seus parques eólicos.

## 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 8,7 GW em abril de 2016, distribuída em 354 parques. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 18,8 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2019<sup>2</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. Observa-se o mesmo efeito sazonal em receitas, já que o reconhecimento das receitas dos parques eólicos segue a geração efetiva desses parques.

Vale observar que, cada parque eólico tem sua garantia física e fator de capacidade definidos 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 na garantia física certificada. 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 de sua garantia física e determinação 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.

## Fonte hídrica

As pequenas centrais hidrelétricas (“PCHs”) são usinas de pequeno porte, com capacidade instalada entre 3 MW e 30 MW e área de reservatório de até 3 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. Atualmente, o aproveitamento hidrelétrico representa aproximadamente 65% da capacidade instalada no país, sendo 4% de PCHs (5,3 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.011 empreendimentos<sup>3</sup>).

A energia hidrelétrica é produzida a partir das vazões dos rios, que podem ser medidas por meio das Energias Naturais Afluentes (“ENAs”) aos 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.

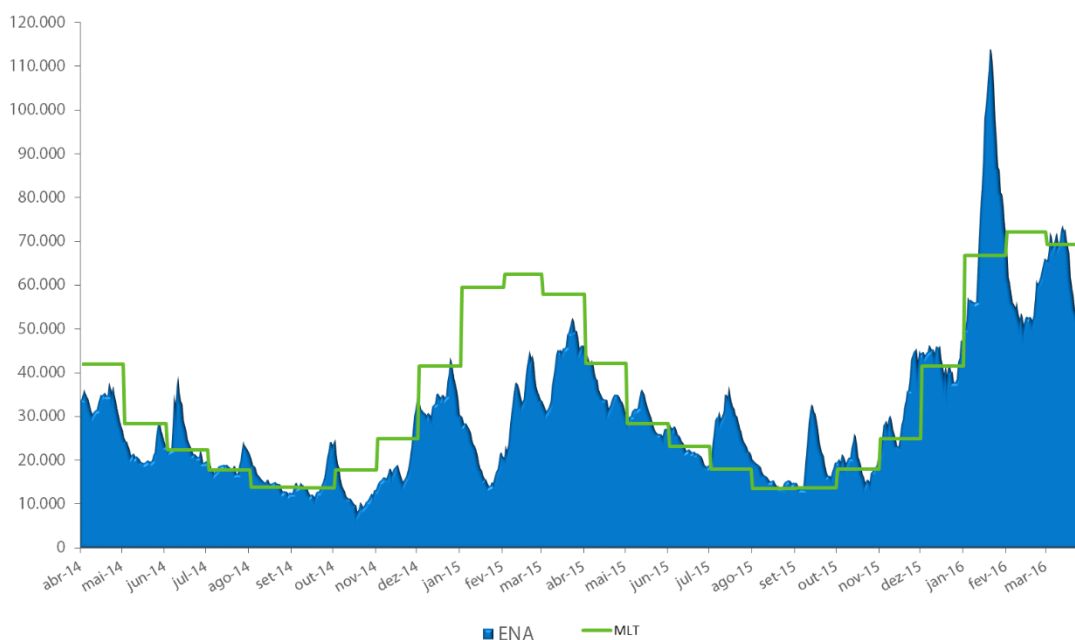
Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 24 meses findos em março de 2016 da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

<sup>2</sup> Fonte: Boletim de Dados (ABEEólica) – Fevereiro/2016

<sup>3</sup> Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) - Fonte: BIG (ANEEL) - Abril/2016



## Energia Natural Afluente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste (MW médios – últimos 24 meses – março/2016)

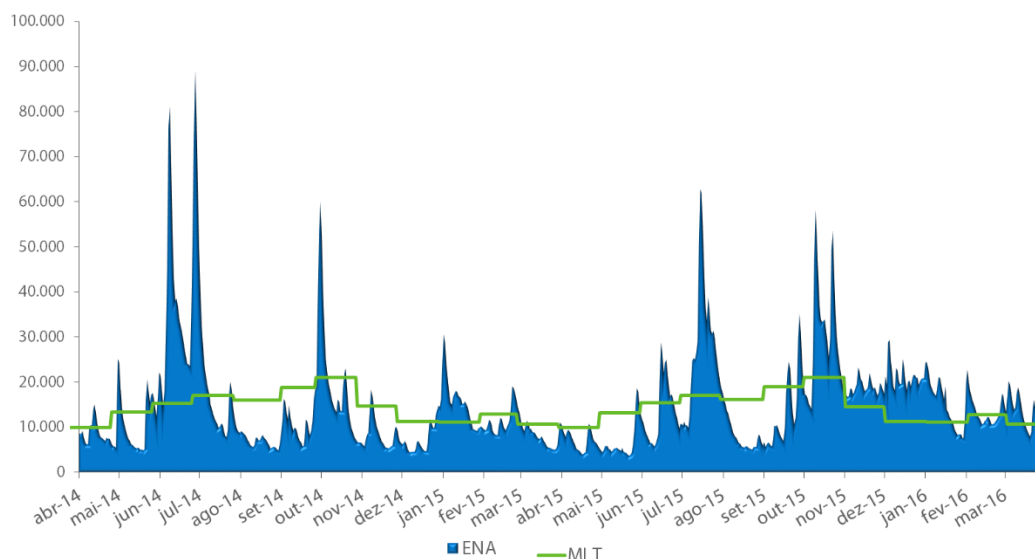


Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 1T16 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios<sup>4</sup> em 58,3%, 29,8 p.p. acima do nível do 1T15 (28,5%). Essa região, apresentou em 2014 e no começo de 2015, um cenário com ENAs abaixo da MLT, principalmente nos períodos chuvosos, como pode ser visto no gráfico acima. Porém, as ENAs acima da MLT no período seco, sobretudo nos meses de julho e outubro de 2015, auxiliaram na recuperação dos reservatórios. Vale destacar que no mês de janeiro de 2016, a média da ENA alcançou valores, que desde 2012, não eram registrados devido ao alto volume de precipitações verificado na região.

<sup>4</sup> Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação (Março/2016)

## Energia Natural Afluyente – ENA – Sul (MW médios– últimos 24 meses – março/2016)

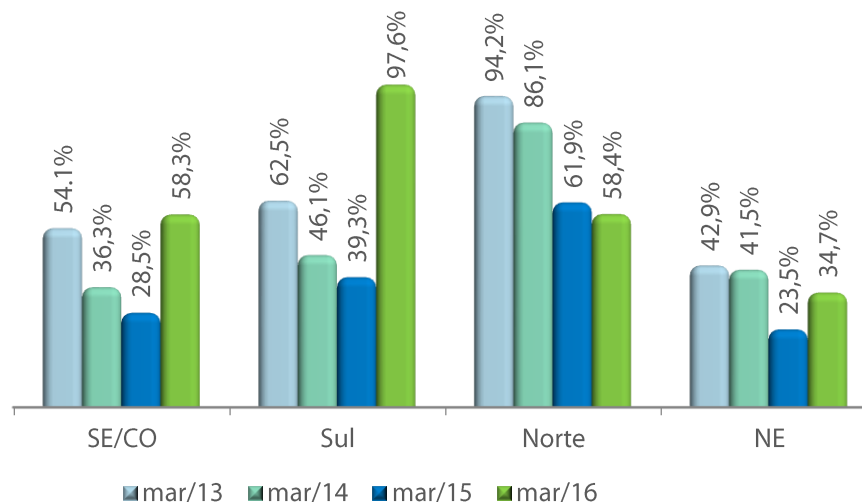


Fonte: ONS

Na região Sul, os reservatórios encerraram o 1T16 com 97,6% de sua capacidade de armazenamento, apresentando crescimento de 58,3 p.p. em relação ao nível do mesmo período do ano anterior. Cabe ressaltar que a geração de energia nessa região é historicamente maior nos 2º e 3º trimestres de cada ano.

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 as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste apresentaram aumento do nível de seus reservatórios em março/16. A região Norte continua apresentando queda no armazenamento dos reservatórios devido à forte seca na região.

## Armazenamento dos reservatórios em março - 2013 a 2016



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 (“CCEE”). 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 e esta receita ou despesa adicional é mensalmente contabilizada para cada gerador. Para o ano de 2015, a TEO foi de R\$ 11,25/MWh e para o ano de 2016 é de R\$ 12,32/MWh. Esses valores são reajustados anualmente com base no IPCA.

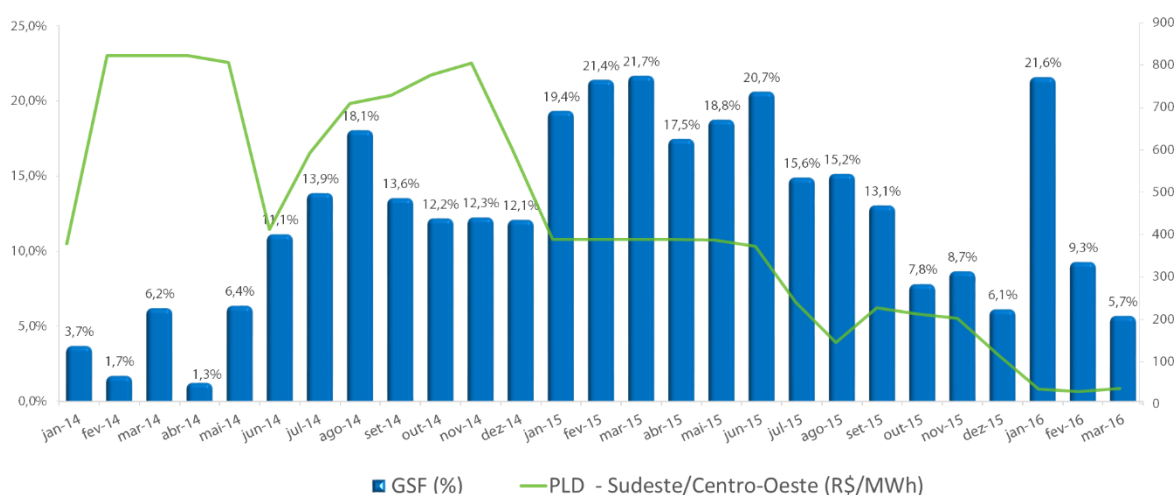
Caso as usinas do MRE não gerem o somatório das garantias físicas por condições hidrológicas desfavoráveis, as mesmas rateiam tal déficit de energia proporcionalmente às suas garantias físicas e a liquidação financeira é valorada pelo Preço de Liquidação de Diferenças (“PLD”). Este efeito é definido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

Em 2015, o PLD mínimo definido pela ANEEL foi de R\$ 30,26/MWh e o PLD máximo de R\$ 388,48/MWh. Já para 2016, o PLD mínimo passou a ser de R\$ 30,25/MWh e o PLD máximo de R\$ 422,56/MWh.

No 1T16, a Companhia tinha quatro PCHs – Socorro, Três Saltos, Dourados e Guaporé - fora do MRE em função da regra da revisão da energia assegurada. Estas PCHs totalizam 6,8 MW médios (equivalente a 0,9% da garantia física do portfólio total). Dessa forma, tais PCHs têm que comprar energia no mercado livre para atender seus contratos de venda de energia sempre que a geração for inferior à energia contratada naquele período. Vide a sessão “Custo de geração de energia”.

Os gráficos abaixo mostram o histórico de GSF (déficit de energia gerada pelas hidrelétricas) e do PLD médio do Sudeste/Centro-oeste desde janeiro de 2014.

## Histórico do GSF<sup>1</sup> (déficit da energia gerada em %) versus PLD da região SE/CO (R\$/MWh)



Fonte: CCEE.

1) Os valores apresentados no gráfico são negativos, mas invertidos para melhor visualização da informação. Os meses de fevereiro e março de 2016 são valores de projeção da CCEE.

**Repactuação do risco hidrológico (GSF):** 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).

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 dispõe 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. O montante repactuado corresponde a 93,8 MW médios de garantia física (42,4% do portfólio total de PCHs) e o produto de adesão foi o SP100\*, conforme demonstrado na tabela abaixo:

PCH	Garantia Física (MW médios)	MW médios repactuados	Parcela ACR (%)	Produto*
Arvoredo	7,8	7,0	90%	SP100
Salto Góes	11,1	11,1	100%	SP100
Varginha	5,4	4,0	74%	SP100
Santa Luzia	18,4	14,0	76%	SP100
Plano Alto	10,3	10,2	100%	SP100
Alto Irani	13,7	13,5	100%	SP100
Cocais Grande	5,1	5,0	100%	SP100
Figueirópolis	15,3	12,2	100%	SP100
Ludesa	21,2	16,7	79%	SP100
<b>Total</b>	<b>108,2</b>	<b>93,8</b>		

\* 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.

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 este montante como receita para os ativos negociados no PROINFA e como redutor de custo para os outros ativos do mercado regulado.

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. A garantia física no mercado livre é de 127,6 MWh (equivalente a 57,6% do portfólio das PCHs).

**Liminar sobre a revisão da garantia física:** A CPFL Renováveis, por meio da ABRAGEL (Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa), obteve decisão liminar que suspende os efeitos das Portarias subsequentes à Portaria 463/2009, referentes 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.

## 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.

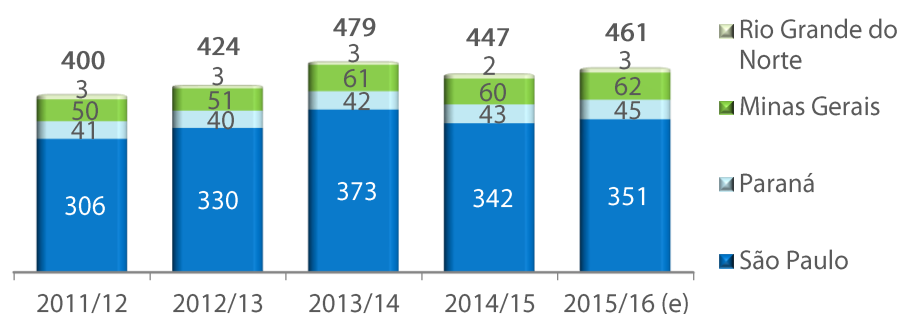
Atualmente, as usinas de geração de energia elétrica a partir da biomassa representam 14 GW<sup>5</sup> instalados no país. O PDE 2024<sup>5</sup> projeta crescimento dessa fonte, que deverá atingir capacidade instalada de 18 GW em dezembro de 2024 e indica que existe grande potencial de renovação e modernização das instalações e dos processos de diversas usinas de cogeração, possibilitando o aumento da eficiência e a geração de excedentes.

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.

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

<sup>5</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME)

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



Fonte: Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB). Data base: Dezembro/2015.

## 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>6</sup>). Além disto, o “Atlas de Energia Elétrica do Brasil” de 2001 ressalta que a posição geográfica e as condições climáticas do Brasil apontam para a enorme disponibilidade de radiação solar e, conseqüentemente, potencialidade da utilização dessa fonte no País.

Atualmente, a fonte solar ainda é pouco representativa no País: 26,9 MW<sup>7</sup> instalados. Entretanto, o PDE 2024<sup>8</sup> projeta crescimento significativo para essa fonte, que chegará a uma capacidade instalada de 7 GW em dezembro de 2024.

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>6</sup> “Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions”, CanmetEnergy

<sup>7</sup> Fonte: BIG (ANEEL) – Março de 2016

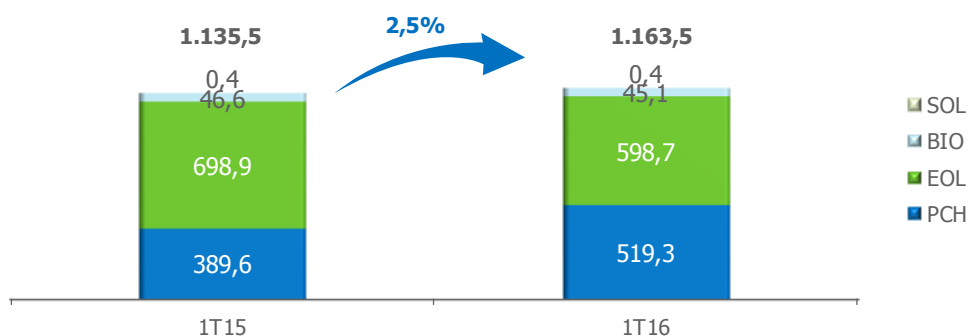
<sup>8</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME)

## Produção de energia

No 1T16, a CPFL Renováveis gerou 1.163,5 GWh de energia, aumento de 2,5% em relação ao 1T15.

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](#).

### EÓLICA:

No 1T16, a geração de energia dos parques eólicos apresentou queda de 14,3% (-100,2 GWh) quando comparada à geração do 1T15. Esse decréscimo deve-se, principalmente, a redução de energia gerada por conta da menor velocidade de ventos nos parques do Ceará e Rio Grande Norte.

Essa menor velocidade de ventos também impactou a geração efetiva dos projetos eólicos da CPFL Renováveis nos últimos 12 meses - a taxa de eficiência foi de 85,3%. Adicionalmente, o complexo eólico Atlântica apresentou menor disponibilidade em função dos reparos necessários das máquinas. Vale ressaltar que o P50 é uma medida de longo prazo e que desvios no curto prazo são normais. As taxas de eficiência dos últimos 24 e 36 meses foram de 99,2% e 99,1%, respectivamente.

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

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado <sup>9</sup>	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF <sup>(1)</sup>	CE	36,7%	36,5%	99,3%
Complexo Eólico Bons Ventos <sup>(2)</sup>	CE	40,5%	39,0%	96,4%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos <sup>(3)</sup>	CE	47,0%	45,9%	97,7%
Complexo Eólico Santa Clara <sup>(4)</sup>	RN	43,0%	31,2%	72,6%
Complexo Eólico Morro dos Ventos <sup>(5)</sup>	RN	46,9%	35,6%	75,9%
Complexo Eólico Atlântica <sup>(6)</sup>	RS	43,4%	36,9%	85,0%
Complexo Eólico Macacos I <sup>(7)</sup>	RN	47,6%	41,0%	86,3%
Campo dos Ventos II	RN	49,6%	37,0%	74,6%
Complexo Eólico Eurus <sup>(8)</sup>	RN	49,3%	38,7%	78,5%
Morro dos Ventos II	RN	51,3%	36,8%	71,7%
<b>Total</b>		<b>43,1%</b>	<b>36,5%</b>	<b>85,3%</b>

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

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado <sup>9</sup>	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF <sup>(1)</sup>	CE	36,7%	37,2%	101,1%
Complexo Eólico - Bons Ventos <sup>(2)</sup>	CE	40,5%	39,1%	96,6%
Complexo Rosa dos Ventos <sup>(3)</sup>	CE	47,0%	46,8%	99,5%
<b>Total</b>		<b>38,7%</b>	<b>38,3%</b>	<b>99,2%</b>

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

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado <sup>9</sup>	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF <sup>(1)</sup>	CE	36,7%	37,1%	101,1%
Complexo Eólico - Bons Ventos <sup>(2)</sup>	CE	40,5%	39,1%	96,5%
Complexo Rosa dos Ventos <sup>(3)</sup>	CE	47,0%	47,0%	100,1%
<b>Total</b>		<b>38,7%</b>	<b>38,3%</b>	<b>99,1%</b>

- (1) Complexo SIIF é formado pelos parques eólicos Paracuru, Foz do Rio Choró, Icaraizinho e Praia Formosa.
- (2) Complexo Bons Ventos é formado pelos parques eólicos Enacel, Bons Ventos, Taiba Albatroz e Canoa Quebrada.
- (3) Complexo Rosa dos Ventos é formado pelos parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato. A taxa de eficiência anterior à março de 2014 considera o histórico de dados disponibilizados pelo antigo proprietário destas usinas.
- (4) 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.
- (5) Complexo Morro dos Ventos é formado pelos parques eólicos Morro dos Ventos I, III, IV, VI e IX.
- (6) Complexo Atlântica é formado pelos parques eólicos Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V.
- (7) Complexo Macacos I é formado pelos parques eólicos Macacos, Juremas, Pedra Preta e Costa Branca.
- (8) Complexo Eurus é formado pelos parques eólicos Eurus I e Eurus II.
- (9) O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50, estimada em 2,5%.



## HÍDRICA (PCH):

No 1T16, a geração de energia das PCHs teve crescimento de 33,3% (+129,7 GWh) se comparada a do 1T15, devido, principalmente, ao aumento de 72,6% na geração nas usinas localizadas na região Sul em decorrência das fortes chuvas causadas pelo efeito do El Niño.

O total gerado pelas usinas do sistema 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 em uma exposição no mercado de curto prazo para tais usinas. Esse efeito para as usinas que aderiram a repactuação do GSF foi mitigado. Os efeitos na CPFL Renováveis estão descritos nas sessões "Receita líquida e Custo de compra de energia".

## BIOMASSA:

No 1T16, a geração de energia das usinas de biomassa apresentou redução de 3,2% (-1,5 GWh) em relação a do 1T15. Tal variação se deve, principalmente:

- (i) Neste ano, a safra de Bio Formosa encerrou no início de fevereiro, enquanto que no 1T15 a geração foi até o final de fevereiro; e
- (ii) Antecipação da operação em Bio Baldin no 1T15 devido à utilização de cavaco de madeira, o que não ocorreu no 1T16, em função do PLD.

Tais itens foram parcialmente compensados pelo aumento na geração das Bios Coopcana e Alvorada, devido à melhor performance operacional e antecipação da operação em Bio Ester no 1T16.

# Resultados 1T16



## Desempenho econômico e financeiro

### Demonstrativo de resultado (R\$ mil)

	1T16	1T15	1T16 vs 1T15
Receita Líquida	278.746	364.415	-23,5%
Custo de geração de energia elétrica	(78.603)	(157.403)	-50,1%
Depreciação e amortização	(94.426)	(83.737)	12,8%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>105.717</b>	<b>123.275</b>	<b>-14,2%</b>
Despesas gerais e administrativas	(32.426)	(29.450)	10,1%
Amortização do direito de exploração	(37.801)	(43.379)	-12,9%
Depreciação & amortização	(1.071)	(1.159)	-7,6%
<b>Lucro operacional</b>	<b>34.419</b>	<b>49.287</b>	<b>-30,2%</b>
Resultado Financeiro	(133.095)	(106.681)	24,8%
IR e CS	(7.221)	(7.251)	-0,4%
<b>Resultado líquido</b>	<b>(105.897)</b>	<b>(64.645)</b>	<b>63,8%</b>
<b>Ebitda</b>	<b>167.717</b>	<b>177.562</b>	<b>-5,5%</b>
Margem Ebitda	60,2%	48,7%	11,5 p.p.

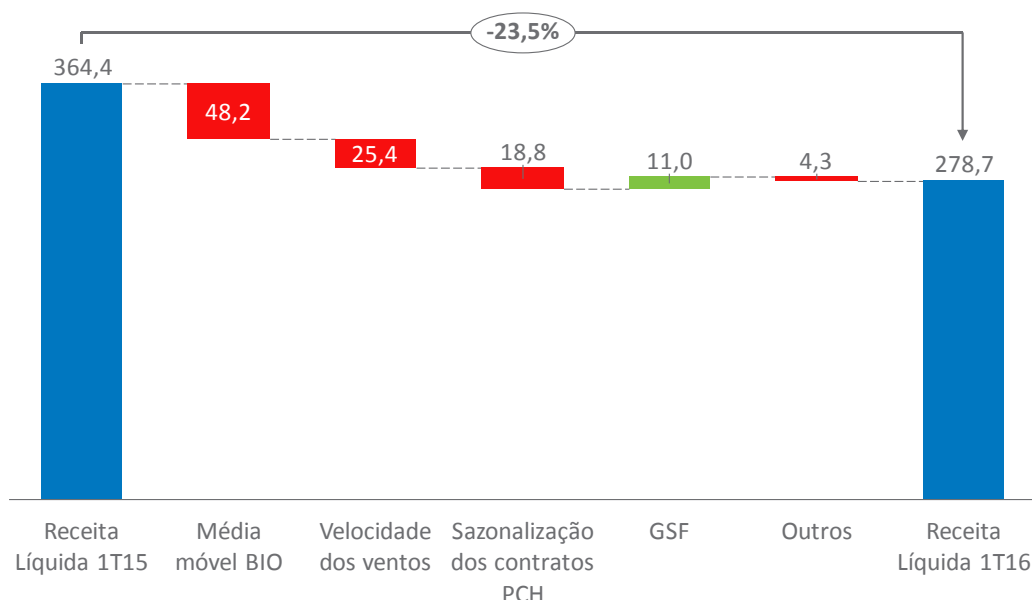
O resultado do trimestre foi impactado pela necessidade de compra de energia para atendimento de média móvel de alguns contratos de biomassa, ocasionando maior receita no 1T15 em comparação ao 1T16 e também maior custo com compra de energia no 1T15. Também houve impacto da sazonalização de contratos de PCHs, com maior receita no 1T15 e menor velocidade de vento no 1T16. Assim, a Companhia registrou, no 1T16, um Ebitda 5,5% inferior ao do mesmo período de 2015.

A sazonalização é a alocação da garantia física ou da energia comercializada entre os meses do ano. Já a média móvel é o volume médio de energia dos últimos doze meses. Dessa forma, alguns contratos de energia permitem que o gerador, anualmente, faça a sazonalização para atender a contraparte. Além disso, a apuração desses contratos é realizada mensalmente e o gerador tem que observar a média móvel dos últimos doze meses, para garantir que em qualquer mês, os últimos doze meses atendem o volume anual comercializado. Dessa maneira, diferenças na sazonalização entre os anos podem gerar diferenças no reconhecimento da receita durante os trimestres, sem efeito no resultado anual, e também a necessidade de compra de energia para atendimento de média móvel em algum período específico.

Detalhes do resultado estão a seguir:

## Receita líquida

### Evolução da receita líquida (R\$ milhões)



A receita líquida atingiu R\$ 278,7 milhões no 1T16, montante 23,5% inferior à receita do 1T15 (- R\$ 85,7 milhões). Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

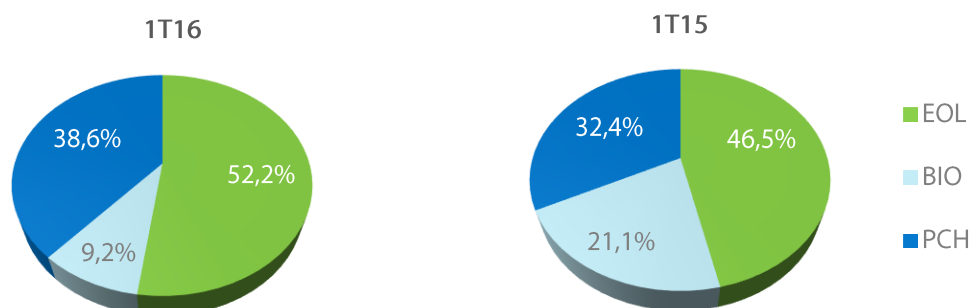
- (i) Menor receita em Bio Alvorada e Bio Coopcana no 1T16, pois no 1T15, houve a necessidade de compra de energia para atendimento de média móvel;
- (ii) Menor volume de energia gerado nas eólicas localizadas no Rio Grande do Norte e no Ceará no 1T16 devido à menor velocidades dos ventos, mesmo com a entrada em operação do parque eólico Morro dos Ventos II, com 29,2 MW de capacidade em abril de 2015; e
- (iii) Menor receita nas PCHs no 1T16, em função da garantia física sazonalizada no 1T15.

Tais fatores foram parcialmente compensados pelo menor reconhecimento de GSF relativo às usinas que atendem aos contratos do PROINFA no valor de R\$ 0,5 milhão no 1T16 versus R\$ 11,5 milhões no 1T15, em função da repactuação do risco hidrológico (GSF) e do menor PLD registrado no 1T16.

Excluindo os efeitos de média móvel e sazonalização ocorridos no 1T15, a receita líquida da Companhia teria totalizado R\$ 297,4 milhões, 6,7% superior a do 1T16.

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

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



(1) A participação da fonte solar foi de 0,03% no 1T15 e 1T16.

## Custo de geração de energia

No 1T16, os custos de geração de energia, incluindo depreciação e amortização, da Companhia totalizaram R\$ 173,0 milhões, o que representa uma redução de 28,2% na comparação com o 1T15.

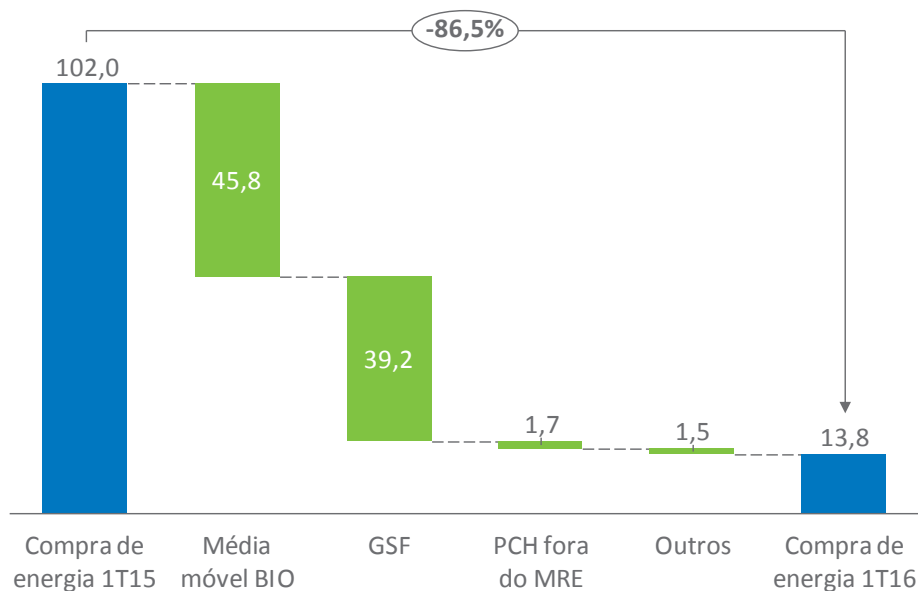
### Custo de geração de energia (R\$ mil)

	1T16	1T15	1T16 vs 1T15
Custo de compra de energia	(13.837)	(102.010)	-86,4%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(508)	0	N.A
Encargos de uso de sistema	(19.363)	(19.802)	-2,2%
PMSO <sup>(1)</sup>	(44.895)	(35.591)	26,1%
<b>Custo de geração de energia elétrica</b>	<b>(78.603)</b>	<b>(157.403)</b>	<b>-50,1%</b>
Depreciação e amortização	(94.426)	(83.737)	12,8%
<b>Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização</b>	<b>(173.029)</b>	<b>(241.140)</b>	<b>-28,2%</b>

1) Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

## Custo de compra de energia

### Evolução do custo com compra de energia (R\$ milhões)



O custo de compra de energia totalizou R\$ 13,8 milhões no 1T16, montante 86,4% inferior (-R\$ 88,2 milhões) ao registrado no 1T15.

Esta variação se deve, basicamente, aos seguintes fatores:

- (i) Necessidade de compra de energia no 1T15 para atender a média móvel das usinas de biomassa Bio Coopcana e Bio Alvorada no valor de R\$ 45,8 milhões, que não se repetiu no 1T16;
- (ii) Menor impacto do GSF totalizando R\$ 2,0 milhões no 1T16, ante R\$ 41,2 milhões no 1T15; e
- (iii) Compra de energia para atender ao lastro de contratos de energia de PCHs fora do MRE, no valor de R\$ 1,7 milhão no 1T15, o que não ocorreu no 1T16.

Cabe ressaltar também que o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste foi de R\$ 34,6/MWh no 1T16 contra R\$ 388,5/MWh no 1T15, com consequente efeito positivo na compra de energia.

### PMSO

O custo com PMSO totalizou R\$ 44,9 milhões no 1T16, aumento de 26,1% (R\$ 9,3 milhões) em relação ao do 1T15 explicado, principalmente por:

- (i) Crescimento do portfólio em operação e maior geração no período; e

- (ii) Reajuste dos contratos com fornecedores de O&M dos aerogeradores de SIIF, Bons Ventos e Rosa dos Ventos, findo período de carência parcial nos primeiros anos de operação.

## Depreciação e Amortização

No 1T16, o custo com depreciação e amortização apresentou um aumento de 12,8% (R\$ 10,7 milhões) em relação ao 1T15 decorrente, principalmente, da finalização do laudo de aquisição de DESA, com conseqüente reclassificação, de parte da amortização que estava na rubrica de amortização do direito de exploração, pertencente ao grupo de despesas gerais e administrativas, para o registro nos custos com depreciação e amortização e também da adequação dos prazos de depreciação de alguns projetos em operação e em construção.

## Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas somaram R\$ 71,3 milhões no 1T16, redução de 3,6% (-R\$ 2,7 milhões) em relação as do 1T15.

### Despesas gerais e administrativas (R\$ mil)

	1T16	1T15	1T16 vs 1T15
Despesas com pessoal	(14.893)	(12.272)	21,4%
Serviços de terceiros <sup>1</sup>	(8.934)	(10.414)	-14,2%
Outros	(8.599)	(6.764)	27,1%
<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>(32.426)</b>	<b>(29.450)</b>	<b>10,1%</b>
Depreciação & Amortização	(1.071)	(1.159)	-7,6%
Amortização do direito de exploração	(37.801)	(43.379)	-12,9%
<b>Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização</b>	<b>(71.298)</b>	<b>(73.988)</b>	<b>-3,6%</b>

<sup>1</sup> Considera Despesas de ocupação, Material e Serviços profissionais

As principais variações estão relacionadas aos seguintes fatores:

- (i) Maiores despesas com pessoal devido, principalmente, ao acordo coletivo, a partir setembro de 2015 e o maior número de funcionários;
- (ii) Menores despesas com serviços de terceiros relativos a licenciamento e estudos de novos projetos;
- (iii) Maiores despesas na linha de Outros devido à reforço de provisão para contingências jurídicas; e
- (iv) Menores despesas com amortização do direito de exploração por conta da reclassificação para a rubrica de custos com depreciação e amortização, devido à conclusão do laudo de aquisição de DESA.

# Resultados 1T16

## Ebitda

No 1T16, a CPFL Renováveis registrou Ebitda de R\$ 167,7 milhões, com margem de 60,2%, representando decréscimo de 5,5% (- R\$ 9,8 milhões) em relação ao do 1T15. Tal performance se deve, principalmente, à menor receita por conta do menor volume de energia gerada nas eólicas do Nordeste e efeito de sazonalização dos contratos.

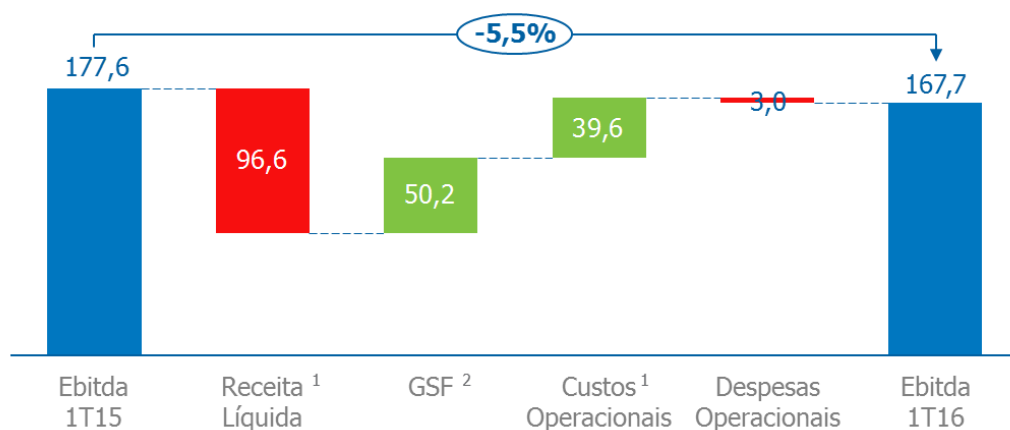
A partir do 1T16, devido à repactuação do GSF que ocorreu em dezembro de 2015, a Companhia passará a não ajustar o GSF no Ebitda.

Os ajustes no Ebitda da Companhia consideram apenas itens extraordinários ligados à condição hidrológica (GSF e PCH fora do MRE). O Ebitda ajustado da Companhia nos períodos, está descrito na tabela abaixo:

## Ebitda e Ebitda ajustado (R\$ mil)

	1T16	1T15
<b>Ebitda</b>	<b>167.717</b>	<b>177.562</b>
<b>Itens ajustados</b>	-	<b>54.380</b>
GSF Receita	-	11.518
GSF Custo	-	41.212
Compra de energia (PCHs fora do MRE)	-	1.650
<b>Ebitda ajustado</b>	<b>167.717</b>	<b>231.942</b>

## Evolução do Ebitda (R\$ milhões)



- 1) A média móvel das usinas de Biomassa possui efeito na receita e no custo (efeito líquido positivo no EBITDA de R\$ 2,4 milhões no 1T15);
- 2) GSF: a variação do GSF inclui R\$ 11,0 milhões de efeito na receita (contratos PROINFA) e R\$ 39,2 milhões no custo com compra de energia

## Resultado Financeiro

A CPFL Renováveis apresentou despesa financeira líquida de R\$ 133,1 milhões no 1T16, aumento de 24,8% (+R\$ 26,4 milhões) em relação a do 1T15.

## Resultado financeiro (R\$ mil)

	1T16	1T15	1T16 vs 1T15
Receitas Financeiras	30.877	29.609	4,3%
Despesas Financeiras	(163.972)	(136.290)	20,3%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(133.095)</b>	<b>(106.681)</b>	<b>24,8%</b>

### Receitas financeiras

Em 31 de março de 2016, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.189,0 milhões ante R\$ 1.005,3 milhões em 31 de março de 2015. Tal aumento reflete o aumento na geração de caixa e as captações realizadas no período para fazer frente aos investimentos previstos para o ano de 2016.

No 1T16, as receitas financeiras totalizaram R\$ 30,9 milhões, montante R\$ 1,3 milhão superior as do 1T15 (R\$ 29,6 milhões). Esse acréscimo é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) Acréscimo do CDI médio (14,13% a.a. no 1T16 versus 12,12% a.a. no 1T15); e
- (ii) Maior saldo médio de caixa<sup>9</sup> (R\$ 997,5 milhões no 1T16 versus R\$ 910,8 milhões no 1T16).

### Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 164,0 milhões no 1T16, aumento de 20,3% (+R\$ 27,7 milhões) em relação as do 1T15 explicadas pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento do CDI médio entre os períodos: 14,13% a.a. no 1T16 versus 12,12% a.a. no 1T15;
- (ii) Aumento da TJLP entre os períodos: 7,5% a.a. no 1T16 versus 5,5% a.a. no 1T15; e
- (iii) Aumento do saldo de dívida bruta entre os períodos.

O acelerado crescimento do portfólio de ativos da Companhia é naturalmente associado a dívidas de longo prazo que, na medida em que as novas capacidades entram em operação ou que as aquisições passam a ser consolidadas na CPFL Renováveis, incrementam sua despesa financeira, afetando seus resultados líquidos. Por outro lado, o crescimento do portfólio também proporciona aumento da geração de caixa operacional e valor para a Companhia.

### 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: Bons Ventos, Formosa e Icaraizinho, que adotaram o regime de tributação com base no lucro

<sup>9</sup> Saldo médio diário



# Resultados 1T16



real em função de ultrapassarem o limite de faturamento exigido por lei para enquadramento no lucro presumido, que é de R\$ 78 milhões desde janeiro de 2014.

As despesas com imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$ 7,2 milhões no 1T16, estáveis em relação ao 1T15 (R\$ 7,3 milhões).

## Resultado líquido

A CPFL Renováveis registrou prejuízo líquido de R\$ 105,9 milhões no 1T16 ante a um prejuízo de R\$ 64,6 milhões no 1T15. O resultado líquido da Companhia reflete a menor receita no período e a maior despesa financeira líquida - consequência do cenário macroeconômico atual.

## Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 218,9 milhões no 1T16 ante R\$ 146,7 milhões no 1T15. Os investimentos foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

Projeto	Localização	Entrada em operação	Potencia Total (MW)	Garantia Física (MWm)
Complexo eólico Campo dos Ventos <sup>1</sup>	RN	2T16	115,5	64,6 <sup>3</sup>
Complexo eólico São Benedito <sup>2</sup>	RN	2T16	115,5	60,6 <sup>3</sup>
PCH Mata Velha	MG	1S16	24,0	13,1
Complexo eólico Pedra Cheirosa <sup>4</sup>	CE	1S18	48,3	26,1
PCH Boa Vista	MG	1T20	26,5	14,8

<sup>1</sup> São Domingos, Ventos de São Martinho e Campo dos Ventos I, III e V.

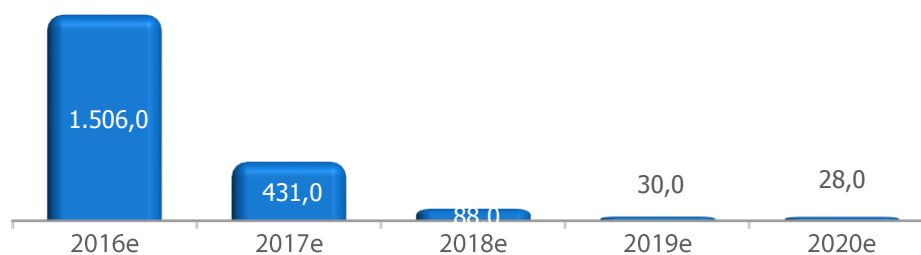
<sup>2</sup> Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula.

<sup>3</sup> Energia contratada a partir de 2017.

<sup>4</sup> Pedra Cheirosa I e II.

Os investimentos para os próximos 5 anos somam R\$ 2.083,0 milhões e viabilizarão a adição de 329,8 MW na capacidade instalada da Companhia.

## Investimentos projetados para os próximos 5 anos (R\$ milhões)



## Balço Patrimonial

Ativo consolidado (R\$ mil)

	Mar/16	Dez/15	Mar/16 vs Dez/15
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante e Realizável a longo prazo</b>	<b>1.668.960</b>	<b>1.778.623</b>	<b>-6,2%</b>
Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações financeiras <sup>1</sup>	1.189.049	1.268.521	-6,3%
Contas a receber (Clientes)	218.866	229.326	-4,6%
Tributos a Recuperar	68.387	75.461	-9,4%
Tributos diferidos	2.222	1.422	56,2%
Créditos com partes relacionadas	8.088	7.680	5,3%
Outros	182.348	196.212	-7,1%
<b>Imobilizado</b>	<b>7.030.317</b>	<b>6.888.333</b>	<b>2,1%</b>
<b>Intangível</b>	<b>3.199.560</b>	<b>3.237.146</b>	<b>-1,2%</b>
<b>Tota do Ativo</b>	<b>11.898.837</b>	<b>11.904.102</b>	<b>0,0%</b>

<sup>1</sup> Considera títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras vinculadas

## Principais variações do ativo

O ativo (circulante e realizável a longo prazo) da Companhia encerrou o 1T16 em R\$ 1,7 bilhão, redução de 6,2% (- R\$ 109,7 milhões) em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2015.

O valor das disponibilidades (caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras vinculadas) foi de R\$ 1,2 bilhões, redução de 6,3% comparado ao 4T15. Essa redução foi decorrente: (i) dos investimentos realizados nos projetos em construção e nas amortizações e custos dos financiamentos, sendo parcialmente compensada pelas novas captações do período; e (ii) do aumento da composição das contas garantias para projetos realizados juntos ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) nos últimos anos.

A variação do imobilizado (+2,1%) foi decorrente, principalmente, do andamento das obras dos complexos eólicos São Benedito e Campo dos Ventos e da PCH Mata Velha.

# Resultados 1T16

## Passivo consolidado (R\$ mil)

	Mar/16	Dez/15	Mar/16 vs Dez/15
<b>Passivo</b>			
<b>Circulante e Não Circulante</b>	<b>7.704.313</b>	<b>7.600.305</b>	<b>1,4%</b>
Fornecedores	55.434	62.127	-10,8%
Obrigações trabalhistas e encargos	42.820	56.575	-24,3%
Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	4.316	5.588	-22,8%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	6.107.372	6.021.059	1,4%
Outros	1.494.372	1.454.956	2,7%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>4.194.524</b>	<b>4.303.797</b>	<b>-2,5%</b>
Capital social	3.390.444	3.390.444	0,0%
Reservas de capital	740.427	740.427	0,0%
Reservas de lucro	1.305	1.305	0,0%
Ajuste de avaliação patrimonial	42.984	43.887	-2,1%
Lucros/prejuízos acumulados	(106.893)	0	n.a
Participação de acionistas não controladores	126.257	127.734	-1,2%
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>11.898.837</b>	<b>11.904.102</b>	<b>0,0%</b>

## Principais variações do passivo

O passivo (circulante e não circulante) encerrou o 1T16 com montante de R\$ 7,7 bilhões, 1,4% (+R\$ 104,0 milhões) superior ao encerramento do 4T15, sendo influenciado: (i) pelo crescimento em empréstimos e financiamentos que totalizaram R\$ 6,1 bilhões no final do 1T16, crescimento de 1,4% comparado ao encerramento do 4T15, tendo os detalhes de empréstimos e financiamentos explicados abaixo; e (ii) pelo aumento de 2,7% na conta de outros, em função, principalmente, do aumento da linha de adiantamento de clientes, devido às condições contratuais ocorridas para fonte eólica.

O patrimônio líquido encerrou o 1T16 em R\$ 4,2 bilhões com uma variação negativa de 2,5% ou R\$ 109,3 milhões em relação ao encerramento do 4T15.

## Endividamento

A Companhia encerrou o primeiro trimestre com endividamento total de R\$ 6.107,4 milhões, montante 8,4% superior que o primeiro trimestre de 2015 (R\$ 5.631,7 milhões). Sem considerar os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia possuem prazo médio de 5,7 anos e custo médio nominal de 11,27% a.a. (79,8% do CDI de 31 de março de 2016).

Às captações realizadas nos últimos 3 meses, em sua grande parte, tiveram objetivo de reforçar o caixa da Companhia e fazer frente aos investimentos necessários para a construção dos projetos PCH Mata Velha, Pedra Cheirosa I e II e Boa Vista II. Dessa forma, nos últimos 3 meses, a Companhia realizou captações de R\$ 366,4 milhões, sendo as principais:

- (i) R\$ 130,0 milhões referente à emissão de ações preferenciais resgatáveis das PCHs Alto Irani e Plano Alto, emitidas junto ao Banco Safra com custo de 105% CDI;
- (ii) R\$ 100,0 milhões referente à 1ª emissão de debêntures do complexo eólico Pedra Cheirosa I e II, emitidas junto ao Itaú com custo de CDI + 2,85% a.a.;
- (iii) R\$ 50,0 milhões referente à 1ª emissão de debêntures da PCH Boa Vista II, emitidas junto ao Itaú com custo de CDI + 2,85% a.a.;
- (iv) R\$ 47,5 milhões referentes ao financiamento de longo prazo da PCH Mata Velha junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,02% a.a.; e
- (v) R\$ 38,9 milhões referentes ao financiamento de longo prazo do complexo eólico Atlântica junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,18% a.a..

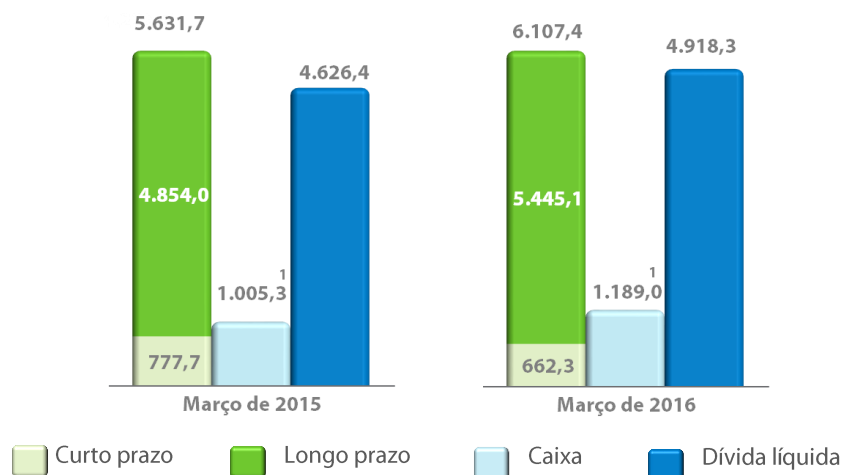
Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos 3 meses:

- (i) R\$ 263,6 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures da Turbina 16; e
- (ii) R\$ 78,0 milhões referentes à amortização de outros empréstimos.

O endividamento líquido consolidado totalizou R\$ 4.918,3 milhões no 1T16, montante 6,3% superior ao mesmo período de 2015, devido, principalmente, às captações realizadas no período.

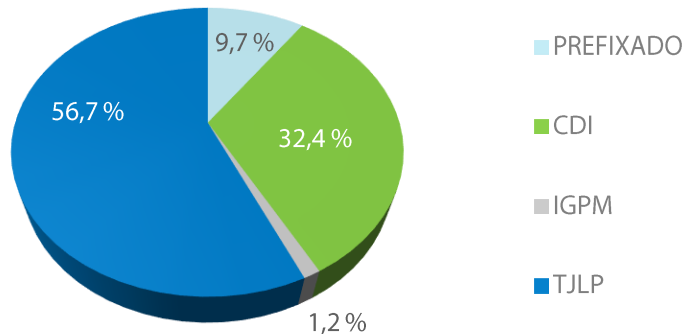
# Resultados 1T16

## Endividamento (R\$ milhões)

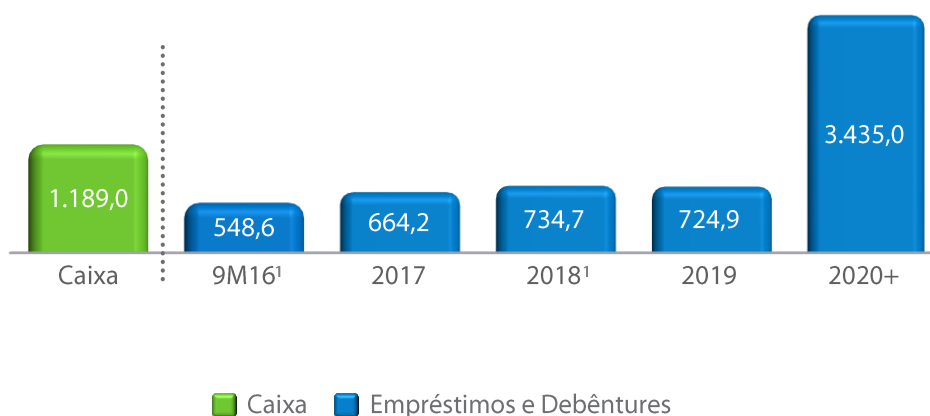


1) O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 405,0 milhões no 1T16 (R\$ 278,4 milhões no 1T15).

## Dívida por indexador – março de 2016



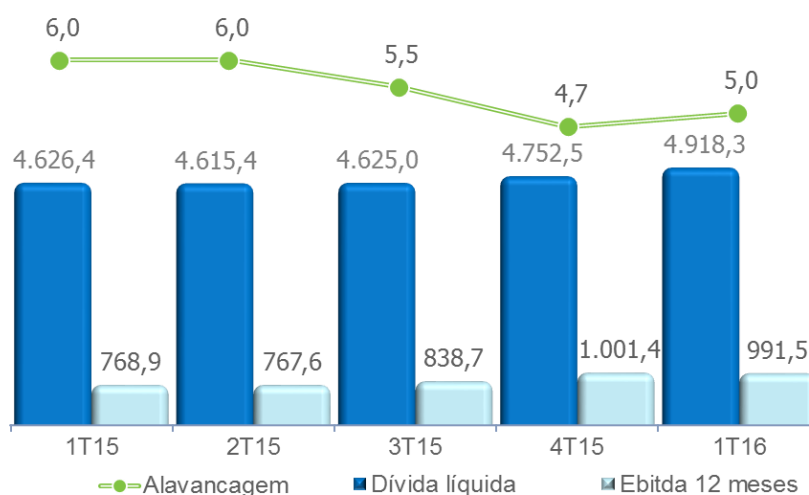
## Cronograma de amortização da dívida (R\$ milhões) – março de 2016



(1) Considera encargos financeiros no valor de R\$ 75,5 milhões nos 9M16 (abr-dez/16) e de R\$ 19,4 milhões em 2018.

É importante reforçar que a Companhia, de acordo com a natureza de seu negócio, possui um portfólio de usinas que recentemente entraram em operação, dessa maneira para esses ativos, as dívidas já estão no balanço, sem a contrapartida do Ebitda.

## Divida líquida/Ebitda (R\$ milhões)¹



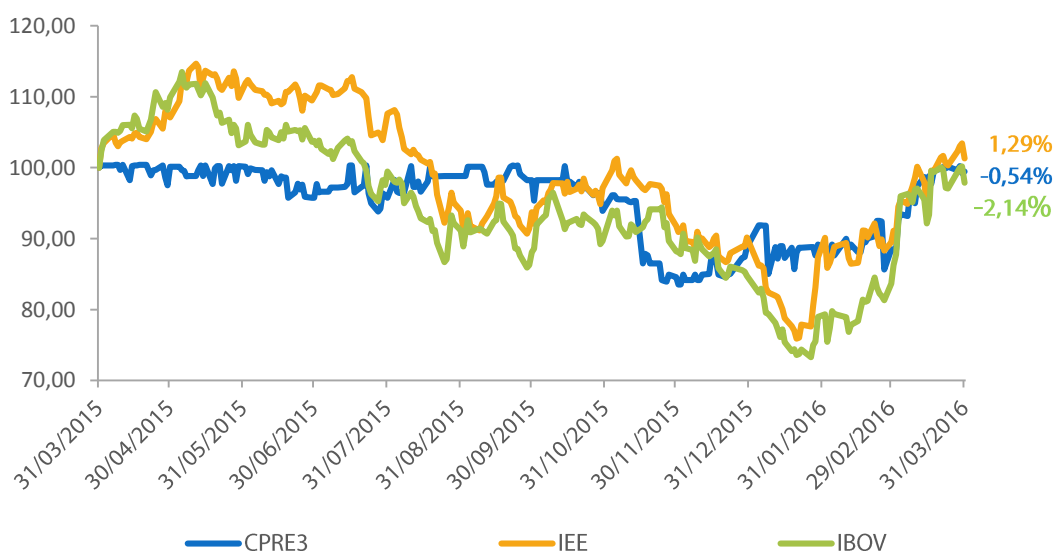
1) O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 405,0 milhões no 1T16 (R\$ 278,4 milhões no 1T15).

A Companhia vem apresentando trajetória decrescente de alavancagem, sendo que no 1T16 apresentou um incremento pontual em função do volume de investimentos.

## Mercado de capitais

As ações da CPRE3 permaneceram praticamente estáveis (-0,54%) nos últimos 12 meses até o fechamento do pregão de 31 de março de 2016, quando encerrou cotada à R\$ 12,88. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV) se desvalorizou 2,14%. Já o índice de Energia Elétrica (IEE) apresentou valorização de 1,29%.

### Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 31/03/2015 até 31/03/2016



## Governança Corporativa

A CPFL Renováveis é listada no segmento de mais alto nível de governança – Novo Mercado da BM&FBovespa – 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 é assessorado por dois Comitês de Assessoramento (Financeiro e Operacional), da Diretoria Executiva e da 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 nove conselheiros, sendo dois conselheiros independentes, com prazo de mandato unificado de um ano, sendo permitida a reeleição. O referido conselho se reúne ordinariamente uma vez a cada dois meses e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo presidente do Conselho ou por quaisquer dois conselheiros. Nenhum conselheiro integra a diretoria estatutária da Companhia.

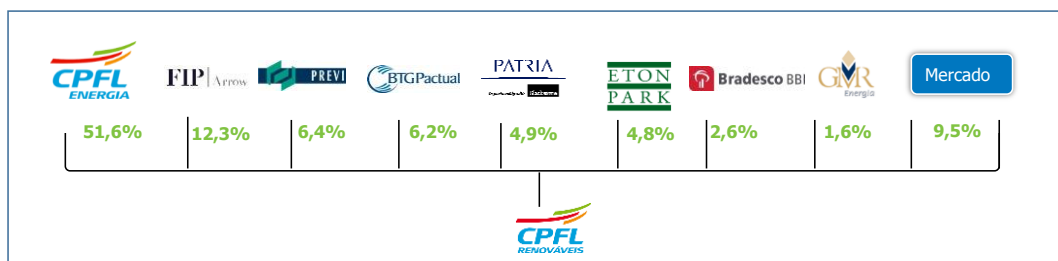
A CPFL Renováveis também possui Conselho Fiscal em permanente funcionamento, que é composto por três membros efetivos, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária seguinte à de sua eleição, podendo ser reeleitos.

A Diretoria Executiva é formada por cinco 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 1T16



Contatos	Teleconferência	CPRE3
<b>Andre Dorf</b> Diretor Presidente	<b>Teleconferência / webcast</b>	<b>Cotação de fechamento em 11/05/2016:</b> R\$ 12,95
<b>Gustavo Sousa</b> Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	<b>Data:</b> 12 de maio de 2016	<b>Valor de Mercado:</b>
<b>Flávia de Lima Carvalho</b> Superintendente de Relações com Investidores	<b>Horário:</b> 11h00 (Horário de Brasília) 10h00 a.m (Eastern time)	<b>Reais:</b> R\$ 6,5 bilhões
<b>Luciana Silvestre Fonseca</b> Analista de Relações com Investidores	Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.	<b>Dolar:</b> USD: 1,9 bilhão
<b>Erika Lima</b> Analista de Relações com Investidores	Telefones para conexão: Brasil: (+55)11 3193-1001 EUA: +1 888 700 0802 Mundo: +1 786 924-6977	
<b>Lais Helena Lobão</b> Analista de Relações com Investidores	Senha: CPFL Renovaveis	
E-mail: <a href="mailto:ri@cpflrenovaveis.com.br">ri@cpflrenovaveis.com.br</a> Telefone: 11- 3157-9312		
<b>Assessoria de Imprensa</b> RP1 Comunicação Empresarial E-mail: <a href="mailto:marianacesena@rp1.com.br">marianacesena@rp1.com.br</a> Telefone: 11-5501-4655		

## 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.

**ABEEólica** – Associação Brasileira de Energia Elétrica.

**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 Afluenta)** - 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 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 a 1.000 KW e igual ou inferior a 30.000 KW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 Km.

**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.

## Anexos – Mapa de contratos de venda de energia

Ambiente de contratação	Receita	Ajustes de geração	Comentários
<b>Eólica</b>			
Proinfa	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.	Valores gerados diferentes do comercializado, são liquidados a PLD ou contratos bilaterais.	Impacto no caixa mensalmente, conforme geração.
<b>PCH</b>			
Proinfa	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajuste relativos a desvios de geração são reconhecidos na receita, inclusive em casos de GSF e secundária.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente.
ACR	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajuste relativos a desvios de geração (TEO) são contabilizados no custo, inclusive em casos de GSF e secundária (PLD).	O caixa é realizado após contabilização da CCEE (2 meses).
ACL	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajuste relativos a desvios de geração (TEO) são contabilizados no custo, inclusive em casos de GSF e secundária (PLD).	O caixa é realizado após contabilização da CCEE (2 meses).
<b>Biomassa</b>			
ACR	Reconhecida conforme geração.	Ajuste relativos a 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.	Ajuste relativos a desvios de geração são contabilizados no custo (PLD ou bilateral).	O caixa é realizado após contabilização da CCEE (2 meses).

## Anexos – Balanço patrimonial consolidado (R\$ mil)

	Mar/16	Dez/15	Mar/16 vs Dez15
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.150.396</b>	<b>1.296.419</b>	<b>-11,3%</b>
Caixa e equivalentes de caixa	771.415	871.503	-11,5%
Aplicações financeiras	12.664	23.633	-46,4%
Contas a receber (Clientes)	218.866	229.326	-4,6%
Tributos a Recuperar	68.387	75.461	-9,4%
Outros	79.064	96.496	-18,1%
<b>Não Circulante</b>	<b>10.748.441</b>	<b>10.607.683</b>	<b>1,3%</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>518.564</b>	<b>482.204</b>	<b>7,5%</b>
Aplicações financeiras vinculadas	404.970	373.386	8,5%
Tributos diferidos	2.222	1.422	56,2%
Créditos com partes relacionadas	8.088	7.680	5,3%
Outros Ativos Não Circulantes	103.284	99.716	3,6%
<b>Imobilizado</b>	<b>7.030.317</b>	<b>6.888.333</b>	<b>2,1%</b>
<b>Intangível</b>	<b>3.199.560</b>	<b>3.237.146</b>	<b>-1,2%</b>

# Resultados 1T16



Tota do Ativo	11.898.837	11.904.102	0,0%
---------------	------------	------------	------

# Resultados 1T16

	Mar/16	Dez/15	Mar/16 vs Dez15
<b>Passivo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>999.163</b>	<b>1.174.865</b>	<b>-15,0%</b>
Fornecedores	54.801	61.494	-10,9%
Obrigações trabalhistas e encargos	42.820	56.575	-24,3%
Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	4.316	5.588	-22,8%
Debêntures emitidas	267.919	485.952	-44,9%
Empréstimos e financiamentos	394.391	368.089	7,1%
Outras obrigações	234.916	197.166	19,1%
<b>Não Circulante</b>	<b>6.705.150</b>	<b>6.425.440</b>	<b>4,4%</b>
Fornecedores	633	633	0,0%
Empréstimos e financiamentos	3.660.358	3.517.507	4,1%
Debêntures emitidas	1.784.704	1.649.511	8,2%
Outros	1.259.455	1.257.791	0,1%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>4.194.524</b>	<b>4.303.797</b>	<b>-2,5%</b>
Capital social	3.390.444	3.390.444	0,0%
Reservas de capital	740.427	740.427	0,0%
Reservas de lucro	1.305	1.305	0,0%
Ajuste de avaliação patrimonial	42.984	43.887	-2,1%
Lucros/prejuízos acumulados	(106.893)	0	n.a
Participação de acionistas não controladores	126.257	127.734	-1,2%
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>11.898.837</b>	<b>11.904.102</b>	<b>0,0%</b>



# Resultados 1T16

## Anexos – ativos em operação

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Geração (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh) Mar/16	Tipo de contrato
<b>Eólico</b>							
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	10,53	13,10	192,03 LFA 2010
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	10,28	12,90	192,03 LFA 2010
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	10,34	13,00	192,03 LFA 2010
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	11,14	13,70	192,03 LFA 2010
	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	5,66	7,37	400,66 Proinfa
Complexo eólico SIF	Icarazinho	Amontada	CE	54,6	13,69	21,51	386,43 Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	7,15	11,78	380,80 Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	18,78	28,09	424,13 Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	7,79	13,00	214,26 LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	6,74	12,00	214,26 LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	7,24	12,00	214,26 LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	6,38	12,00	214,26 LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	6,77	12,00	214,26 LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	5,86	12,00	214,26 LER 2009
	EURUS VI	Parazinho	RN	8,0	1,46	3,00	214,26 LER 2009
Complexo eólico Macacos I	Macacos	João Câmara	RN	20,7	5,75	9,70	193,47 LFA 2010
	Juremas	João Câmara	RN	16,1	3,74	7,50	193,47 LFA 2010
	Pedra Preta	João Câmara	RN	20,7	5,23	10,10	185,53 LFA 2010
	Costa Branca	João Câmara	RN	20,7	6,02	9,80	185,53 LFA 2010
	Bons Ventos	Aracati	CE	50,0	13,51	15,94	430,11 Proinfa
Complexo eólico Bons Ventos	Taliba Albatroz	Taliba	CE	16,5	3,85	6,58	391,97 Proinfa
	Canoa Quebrada	Aracati	CE	57,0	16,61	22,93	351,68 Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31,5	8,25	9,97	394,93 Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Campo dos Ventos II	João Câmara	RN	30,0	8,43	14,00	176,33 LER 2010
	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	2,85	3,31	431,87 Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,28	1,43	380,79 Proinfa
Complexo eólico Morro dos Ventos	Morro dos Ventos I	João Câmara	RN	28,8	8,79	13,00	215,75 LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Câmara	RN	28,8	8,49	13,00	215,71 LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Câmara	RN	28,8	7,72	13,00	215,72 LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Câmara	RN	28,8	7,36	13,00	215,76 LER 2009
	Morro dos Ventos IX	João Câmara	RN	30,0	7,37	14,00	215,73 LER 2009
Complexo eólico Eurus	Eurus I	Parazinho	RN	30,0	7,96	14,50	173,60 LER 2010
	Eurus III	Parazinho	RN	30,0	10,65	15,00	173,59 LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Câmara	RN	29,2	10,35	15,10	133,20 LER 2011
<b>Subtotal Eólico</b>				<b>1.029,3</b>		<b>419,31</b>	<b>258,30</b>

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh) Mar/16	Tipo de contrato
<b>Biomassa</b>							
Alvorada	Araporá	PR	50,0	18,10	17,98	178,21	ACL
Baía Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	11,00	11,00	252,91	ACR
Bio Buriti	Buritizal	SP	50,0	20,96	20,96	224,12	ACL
Bio Energia	Pirassununga	SP	45,0	12,80	12,17	225,12	ACL
Bio Ipê	Nova Independência	SP	25,0	8,16	8,16	224,12	ACL
Bio Pedra	Serrana	SP	70,0	24,40	24,40	194,57	LER 2010
Coopcana	São Carlos do Ivaí	MG	50,0	18,00	18,04	178,21	ACL
Ester	Cosmópolis	SP	40,0	10,20	13,58	195,35	LFA 2007 / ACL
<b>Subtotal Biomassa</b>			<b>370,0</b>	<b>123,62</b>	<b>126,29</b>	<b>205,17</b>	

# Resultados 1T16

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh) Mar/16	Tipo de contrato
<b>PCH</b>							
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,36	12,36	226,35	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,88	5,88	237,91	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,42	0,40	230,68	ACL
Arvoredo	Arvoredo e Xanxerê	SC	13,0	7,38	7,00	217,46	LFA
Barra da Paciência	Açucena e Gonzaga	MG	23,0	14,89	14,76	235,65	ACL
Buritis	Buritizal	SP	0,8	0,35	0,35	237,91	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,17	2,17	237,91	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,53	1,53	237,91	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	4,61	4,61	226,35	Proinfa
Corrente Grande	Açucena e Gonzaga	MG	14,0	8,53	8,44	235,65	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,60	1,60	230,68	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10,8	5,69	5,72	237,91	ACL
Eloy Chaves	Espírito Santo do Pinhal	SP	18,8	11,01	11,01	237,91	ACL
Esmeril	Patrocínio Paulista	SP	5,0	2,88	2,88	237,91	ACL
Figueirópolis	Gavião Peixoto	MT	19,4	12,60	12,54	247,32	Proinfa
Gavião Peixoto	Guaporé	SP	4,8	2,63	2,63	237,91	ACL
Guaporé	Pedreira	RS	0,7	0,40	0,40	230,68	ACL
Jaguari	Macatuba	SP	11,8	4,50	4,50	237,91	ACL
Lençóis	São Carlos	SP	1,7	1,04	1,04	237,91	ACL
Ludesa	Delfim Moreira	SC	30,0	21,20	20,88	219,77	Proinfa / ACL
Monjolinho	Frei Inocência e Mathias Lobato	SP	0,6	0,11	0,31	186,95	ACL
Ninho da Águia	Espírito Santo do Pinhal	MG	10,0	6,50	4,16	235,65	ACL
Novo Horizonte	Roque Gonzales	PR	23,0	10,40	9,80	164,72	ACL
Paiol	Xavantina	MG	20,0	10,47	10,93	235,65	ACL
Pinhal	Muitos Capões	SP	6,8	3,70	3,70	237,91	ACL
Pirapó	Tangará	RS	0,8	0,58	0,60	230,68	ACL
Plano Alto	Campinas	SC	16,0	9,25	9,25	226,35	Proinfa
Saltinho	São Domingos e Ipuacu	RS	0,8	0,73	0,70	230,68	ACL
Salto Góes	São Carlos	SC	20,0	11,10	11,10	205,83	LFA
Salto Grande	São Gonçalo do Rio Abaixo	SP	4,6	2,58	2,58	237,91	ACL
Santa Luzia	Guará	SC	28,5	18,42	18,00	222,53	LFA 2007 / ACL
Santana	Socorro	SP	4,3	2,61	2,61	237,91	ACL
São Gonçalo	Torrinha	MG	11,0	7,22	6,44	235,65	ACL
São Joaquim	Chalé e São José do Mantimento	SP	8,1	5,07	5,07	237,91	ACL
Socorro	Conceição de Ipanema	SP	1,0	0,31	0,31	237,91	ACL
Três Saltos	Ipuacu	SP	0,6	0,43	0,43	237,91	ACL
Varginha	Indiavaí	MG	9,0	5,39	4,00	217,46	LFA 2007
Várzea Alegre	Campina Grande do Sul	MG	7,5	4,88	4,79	235,65	ACL
<b>Subtotal PCH</b>			<b>399,0</b>	<b>221,42</b>		<b>227,15</b>	
<b>Solar</b>							
Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh) Mar/16	Tipo de contrato
Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,19	0,19	215,42	ACL
<b>Subtotal Solar</b>			<b>1,1</b>	<b>0,19</b>		<b>215,42</b>	

## Anexos – ativos em construção

Projetos	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Geração (MWm)	Energia Contratada (MWm) <sup>1</sup>	Preço (R\$/MWh) Mar/16	Tipo de contrato	
<b>Eólico</b>								
Complexo Campo dos Ventos	Campo dos Ventos I	RN	25,2	13,60	13,43	166,26	ACL	
	Campo dos Ventos III	RN	25,2	13,40	13,33	166,26	ACL	
	Campo dos Ventos V	RN	25,2	13,10	13,42	64,60	166,26	ACL
	São Domingos	RN	25,2		14,93		166,26	ACL
	Ventos de São Martinho	RN	14,7		8,86		166,26	ACL
Complexo São Benedito	São Benedito	RN	29,4		17,56		166,26	ACL
	Vento de Santo Dimas	RN	29,4		19,03	60,60	166,26	ACL
	Vento de Santa Mônica	RN	29,4		17,65		166,26	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	RN	27,3		17,17		166,26	ACL
Complexo Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa I	CE	25,2	13,60	15,11	13,60	138,39	18º LEN 2014 (A-5)
	Pedra Cheirosa II	CE	23,1	12,50	13,90	12,50	138,39	18º LEN 2014 (A-5)
	<b>Subtotal EOL</b>		<b>279,3</b>	<b>66,20</b>	<b>164,40</b>	<b>151,30</b>	<b>156,20</b>	
<b>PCH</b>								
Mata Velha	MG	24,0	13,10		12,70	155,55	16º LEN 2013 (A-5)	
Boa Vista II	MG	26,5	14,80		14,00	219,77	21º LEN 2015 (A-5)	
<b>Subtotal PCH</b>		<b>50,5</b>	<b>27,90</b>		<b>26,70</b>	<b>189,22</b>		
<b>TOTAL</b>		<b>329,8</b>	<b>94,10</b>		<b>178,00</b>	<b>165,69</b>		

1) Considera a energia contratada em 2017, dado que a entrada em operação em 2016 está sendo escalonada.