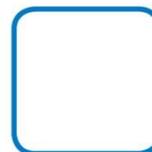
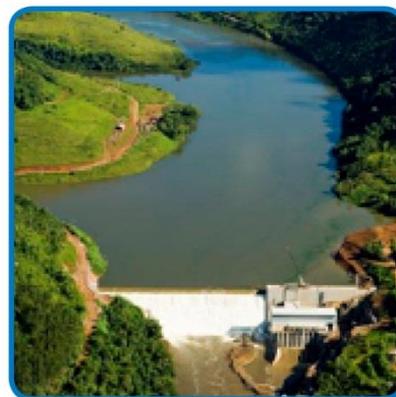
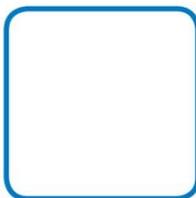
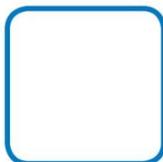


Resultados 2T16



Resultados 2T16

Índice

Mensagem do Presidente	3
Destaques do 2T16.....	4
Eventos recentes.....	4
Portfólio em operação	6
Portfólio contratado: projetos em implantação.....	7
Status de Obras.....	8
Condições de geração.....	9
Fonte eólica	9
Fonte hídrica	10
Fonte biomassa.....	14
Fonte solar	16
Produção de energia	17
Desempenho econômico e financeiro	20
Receita líquida	21
Custo de geração de energia.....	22
Custo de compra de energia.....	23
Despesas gerais e administrativas.....	24
Ebitda.....	25
Resultado Financeiro	27
Imposto de renda e contribuição social	28
Resultado líquido	28
Investimentos	28
Balanço Patrimonial.....	29
Principais variações do ativo.....	29
Principais variações do passivo.....	30
Endividamento.....	31
Mercado de capitais.....	33
Governança Corporativa	34
Estrutura societária.....	35
Glossário.....	37
Anexos – Mapa de contratos de venda de energia.....	39
Anexos – ativos em operação	42
Anexos – ativos em construção.....	44

Resultados 2T16

Mensagem do Presidente

“No segundo trimestre deste ano, nossa geração de energia foi significativa superior à do mesmo período do ano passado. Essa performance foi observada em todas as fontes: as eólicas foram beneficiadas por maior velocidade de ventos no nordeste, as PCHs apresentaram maior geração em função de cenário hidrológico mais favorável e a maior duração das safras de cana-de-açúcar contribuiu para maior performance das usinas de biomassa.

Esse forte desempenho operacional teve reflexos positivos nos nossos principais indicadores financeiros, apresentamos aumento de receita e de ebitda e redução de alavancagem.

Neste trimestre, continuamos na execução da estratégia de crescimento, com foco na implantação dos projetos em construção. No mês de maio, houve a entrada em operação comercial da PCH Mata Velha, 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.

Também tivemos, em junho de 2016, a entrada em operação comercial de um dos parques dos Complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito. Esses complexos totalizam 231,0 MW de capacidade e vão nos fazer ultrapassar a marca histórica de 2GW de capacidade em operação ainda em 2016.

Ao longo dos últimos anos, a Companhia tem conseguido combinar crescimento com disciplina financeira. Temos entregado os projetos dentro do orçamento e com eficiência de custos, que têm crescido menos que nosso portfólio. Mantemos uma situação de liquidez sólida e um perfil de endividamento adequado ao nosso negócio.”

Gustavo Sousa

Diretor Presidente Interino e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Resultados 2T16

São Paulo, 10 de agosto de 2016 – A CPFL Energias Renováveis S.A. anunciou hoje os resultados referentes ao 2T16 e ao 1S16. 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 2T16

- i. Geração de energia¹ de 1.533,5 GWh (+24,4% versus 2T15).
- ii. Receita líquida de R\$ 360,2 milhões (+21,8% versus 2T15).
- iii. Compra de energia de R\$ 56,4 milhões (+24,0% versus 2T15).
- iv. Ebitda de R\$ 211,0 milhões (+35,3% versus 2T15).
- v. Investimentos de R\$ 264,8 milhões principalmente para os projetos em construção.
- vi. Entrada em operação comercial da PCH Mata Velha, com 24,0 MW de capacidade e 13,1 MW médios de garantia física, em 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 dezembro de 2017.
- vii. Entrada em operação comercial do parque eólico Campo dos Ventos III, com 25,2 MW de capacidade, em junho de 2016. Esse parque faz parte do complexo eólico Campo dos Ventos que junto com São Benedito somam 231,0 MW de capacidade. Os primeiros aerogeradores entraram em operação comercial em maio de 2016 e o término das obras está previsto para dezembro de 2016.
- viii. 4 projetos em andamento: +280,6 MW de capacidade. Implantação dentro do orçamento e do prazo.
- ix. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R\$ 1,0 bilhão².

Eventos recentes

- i. Entrada em operação comercial dos parques eólicos Campo dos Ventos I e Campo dos Ventos V, com 25,2 MW cada totalizando 50,4 MW de capacidade em julho de 2016. Os complexos totalizam 231,0 MW de capacidade, distribuídos em 9 parques eólicos com um total de 110 aerogeradores e estão localizados no Rio Grande do Norte. Até 10 de agosto de 2016, dos 110 aerogeradores, 36 já estavam em operação comercial.
- ii. A CPFL Renováveis divulgou fato relevante no dia 01 de julho de 2016 informando que a CPFL Energia, sua controladora, recebeu uma carta da Camargo Corrêa informando que aceitou uma proposta da State Grid para a aquisição da totalidade de sua participação societária vinculada ao bloco de controle CPFL Energia. O valor atribuído

¹ Inclui a geração dos aerogeradores liberados para teste nos parques eólicos de Campo dos Ventos I e V.

² Inclui caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários, aplicações financeiras vinculadas e conta reserva.

Resultados 2T16



pela State Grid às ações da CPFL Renováveis, detidas direta ou indiretamente pela CPFL Energia, é de R\$12,20 por ação. A celebração do contrato definitivo ocorrerá após conclusão de *due diligence* confirmatória e aprovações pelas autoridades competentes. Após a celebração do contrato terá início o prazo para que os demais controladores da CPFL Energia se manifestem em relação ao seu direito de (i) preferência na aquisição da totalidade das ações objeto da transação ou (ii) aderir à transação e alienar, em conjunto com a Camargo Corrêa, a totalidade de suas ações vinculadas pelo mesmo preço por ação e nas mesmas condições ofertadas pela State Grid pelas ações da CPFL Energia.

Resultados 2T16



Indicadores Econômicos e Operacionais (R\$ mil)

	2T16	2T15	2T16 vs 2T15	1S16	1S15	1S16 vs 1S15
Demonstrativo de Resultados						
Receita Líquida	360.174	295.619	21,8%	638.920	660.034	-3,2%
Ebitda ⁽¹⁾	211.014	155.941	35,3%	378.731	333.503	13,6%
Margem Ebitda	58,6%	52,8%	5,8 p.p	59,3%	50,5%	8,8 p.p
Resultado líquido	(61.685)	(93.082)	-33,7%	(167.582)	(157.727)	6,2%
Investimentos	264.760	99.617	165,8%	483.701	246.271	96,4%
Indicadores Operacionais						
Capacidade em operação (MW)	1.848	1.799	2,7%	1.848	1.799	2,7%
# usinas/ parques em operação	83	81	2,5%	83	81	2,5%
Energia gerada (GWh) ⁽²⁾	1.533	1.233	24,4%	2.693	2.362	14,0%
Número de funcionários	410	367	11,7%	410	367	11,7%

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 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.

Portfólio em operação

A CPFL Renováveis tem como vantagem competitiva a diversificação de seu portfólio que, no final do 2T16, contava com 83 ativos localizados 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 2T16, a capacidade da Companhia totalizava 1.848,5 MW, crescimento de 2,7% em relação ao 2T15. Esse aumento se deve a entrada em operação comercial da PCH Mata Velha (24,0 MW), em maio de 2016 e do parque eólico Campo dos Ventos III (25,2 MW), em junho de 2016.

No encerramento do 2T16, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de ativos
Parques eólicos	1.054,5	35
Pequenas centrais hidrelétricas (PCHs)	422,9	39
Usinas de biomassa	370,0	8
Usina solar	1,1	1
Total em operação	1.848,5	83

Resultados 2T16

Portfólio contratado: projetos em implantação

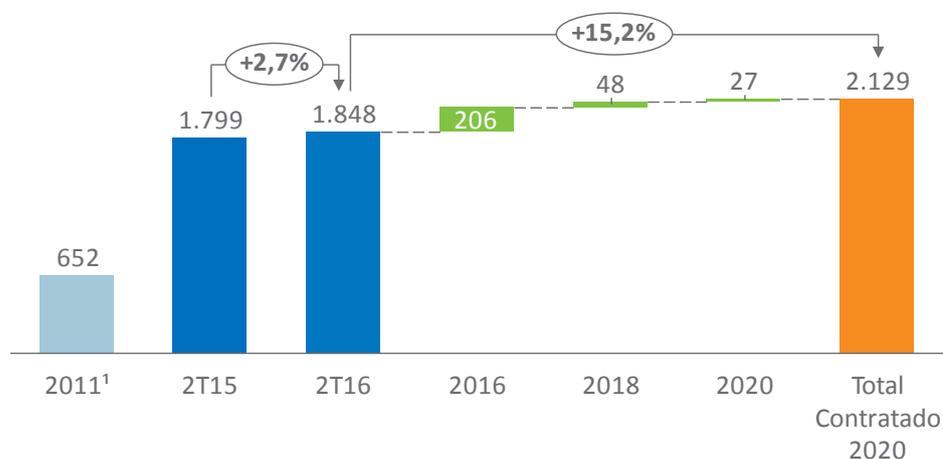
No 2T16, a Companhia possuía 4 projetos em implantação, que adicionarão 280,6 MW de capacidade nos próximos 5 anos:

Projeto	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
Complexo eólico Campo dos Ventos	EOL	RN	João Câmara	90,3 ¹	2T16 ²
Complexo eólico São Benedito	EOL	RN	João Câmara	115,5	3T16 ²
Complexo eólico Pedra Cheirosa	EOL	CE	Itarema	48,3	1S18
PCH Boa Vista II	PCH	MG	Varginha	26,5	2020
Total em implantação				280,6	

¹ Exclui o parque eólico Campo dos Ventos III com 25,2 MW de capacidade, que entrou em operação em junho de 2016.

² Os complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito tiveram sua entrada em operação gradual a partir de maio de 2016 e com previsão de término em dezembro de 2016.

Evolução do portfólio contratado até 2020 (MW)



¹ Criação da CPFL Renováveis

Resultados 2T16

Status de Obras

Abaixo estão descritos os status atual de cada projeto em implantação:

Complexo eólico Campo dos Ventos – 65,5% em operação



- ✓ 55 aerogeradores, sendo 36 em operação
- ✓ 115,5 MW de capacidade
- ✓ Entrada em operação: iniciada em maio de 2016, com previsão de término em dezembro de 2016.
- ✓ Financiamento aprovado no BNDES em dezembro de 2015
- ✓ Composição do complexo:
 - Campo dos Ventos I
 - Campo dos Ventos III
 - Campo dos Ventos V
 - São Domingos
 - São Martinho
- ✓ Localização: João Câmara / RN

Complexo eólico São Benedito



- ✓ 55 aerogeradores
- ✓ 115,5 MW de capacidade
- ✓ Entrega dos aerogeradores conforme previsto no cronograma
- ✓ Entrada em operação dos primeiros aerogeradores prevista para agosto de 2016
- ✓ Financiamento aprovado no BNDES em dezembro de 2015
- ✓ Composição do complexo:
 - São Benedito
 - Ventos de Santo Dimas
 - Ventos de Santa Mônica
 - Ventos de Santa Úrsula
- ✓ Localização: João Câmara / RN

Complexo eólico Pedra Cheirosa



- ✓ 48,3 MW de capacidade
- ✓ Licença de instalação emitida em fevereiro de 2016
- ✓ Enquadramento no BNDES obtido em junho de 2016
- ✓ Composição do complexo:
 - Pedra Cheirosa I
 - Pedra Cheirosa II
- ✓ Localização: Itarema / CE

PCH Boa Vista II



- ✓ 26,5 MW de capacidade
- ✓ Licença de instalação emitida em julho de 2016
- ✓ Início das obras previsto para fevereiro de 2017
- ✓ Localização: Varginha / MG

Além dos ativos em operação e dos projetos em fase de implantação, a Companhia possui um *pipeline* de projetos em desenvolvimento que soma aproximadamente 3,0 GW.

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 9,8 GW em junho de 2016, distribuída em 377 parques. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 24,0 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2024³.

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.

³ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME) e BIG (ANEEL) – Junho de 2016

Resultados 2T16

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.

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 64,0% da capacidade instalada no país, sendo 3,0% de PCHs (4,8 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.224 empreendimentos⁴). Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 8,0 GW de capacidade de geração hídrica (PCH) até o final de 2024⁵.

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.

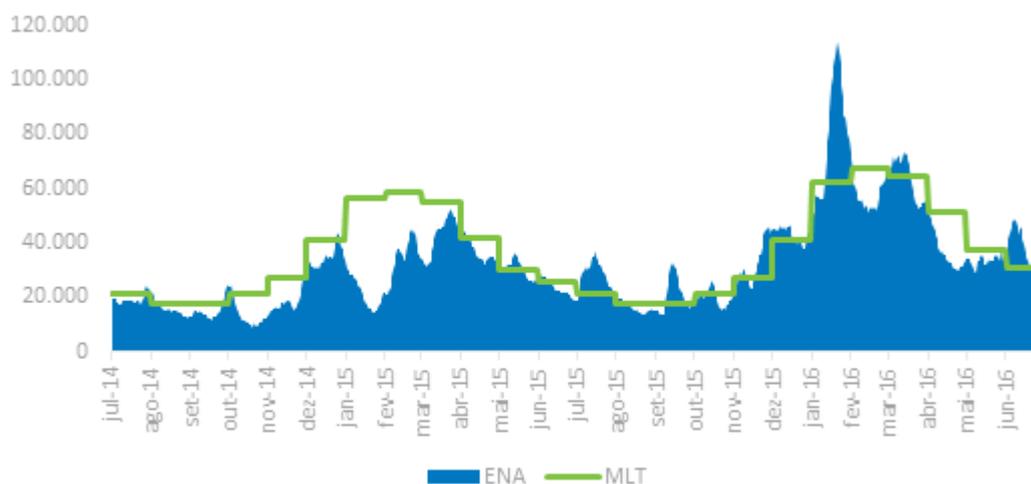
Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 24 meses findos em junho de 2016 da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

⁴ Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) - Fonte: BIG (ANEEL) - Julho/2016

⁵ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME) e BIG (ANEEL) – Junho de 2016

Resultados 2T16

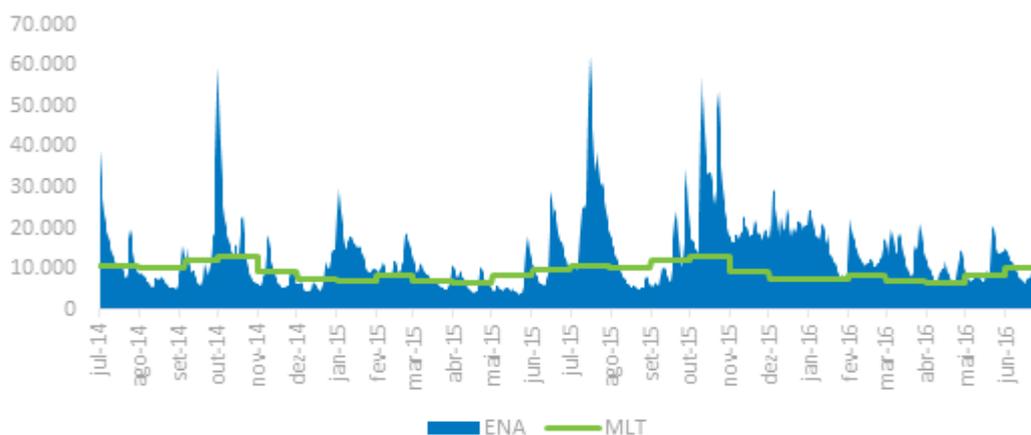
Energia Natural Afluente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste (MW médios – últimos 24 meses – junho/2016)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 2T16 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios⁶ em 56,0%, 19,9 p.p. acima do nível do 2T15 (36,1%). 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. Em junho de 2016, as afluições foram maiores do que o esperado nas regiões Sudeste e Sul mesmo com enfraquecimento do El Niño.

Energia Natural Afluente – ENA – Sul (MW médios – últimos 24 meses – junho/2016)



Fonte: ONS

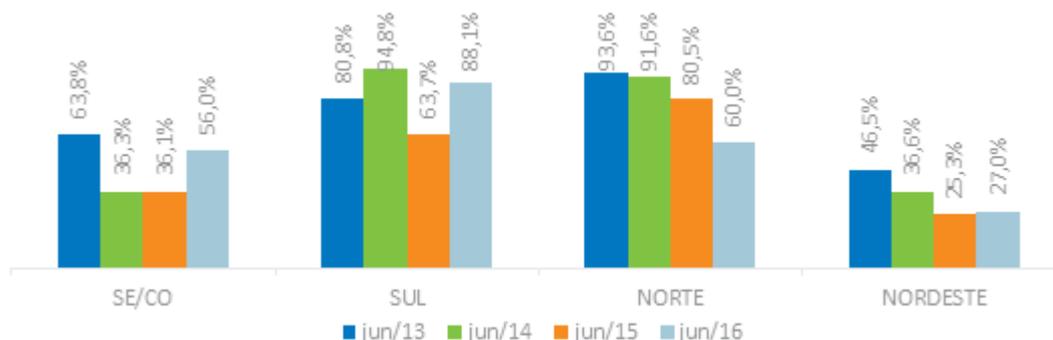
⁶ Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação (Junho/2016)

Resultados 2T16

Na região Sul, os reservatórios encerraram o 2T16 com 88,1% de sua capacidade de armazenamento, apresentando crescimento de 24,4 p.p. em relação ao 2T15 (63,7%).

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 junho/16. A região Norte continua apresentando queda no armazenamento dos reservatórios devido à forte seca na região influenciado principalmente pelo El Niño.

Armazenamento dos reservatórios em junho - 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.

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.

Resultados 2T16

Histórico do GSF¹ (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 maio e junho de 2016 são valores provisionados na 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 (40,9% do portfólio total de PCHs) e o produto de adesão foi o SP100*, conforme demonstrado na tabela abaixo:

Resultados 2T16

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
Total	108,2	93,8		

* 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 137,6 MWh (equivalente a 60,1% do portfólio das PCHs em operação).

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.

O Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Portaria 376/2015, instituiu um grupo de trabalho para analisar e propor aprimoramentos necessários à metodologia de cálculo e revisão de garantia física de empreendimentos hidrelétricos não despachados centralizadamente pelo ONS. O prazo inicial para apresentação da proposta era 31 de março de 2016, porém, por meio da Portaria 107/2016, este prazo foi postergado para 31 de agosto de 2016. É esperado que a proposta apresentada pelo MME passe por processo de Consulta Pública antes da sua efetiva implementação.

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.

Resultados 2T16

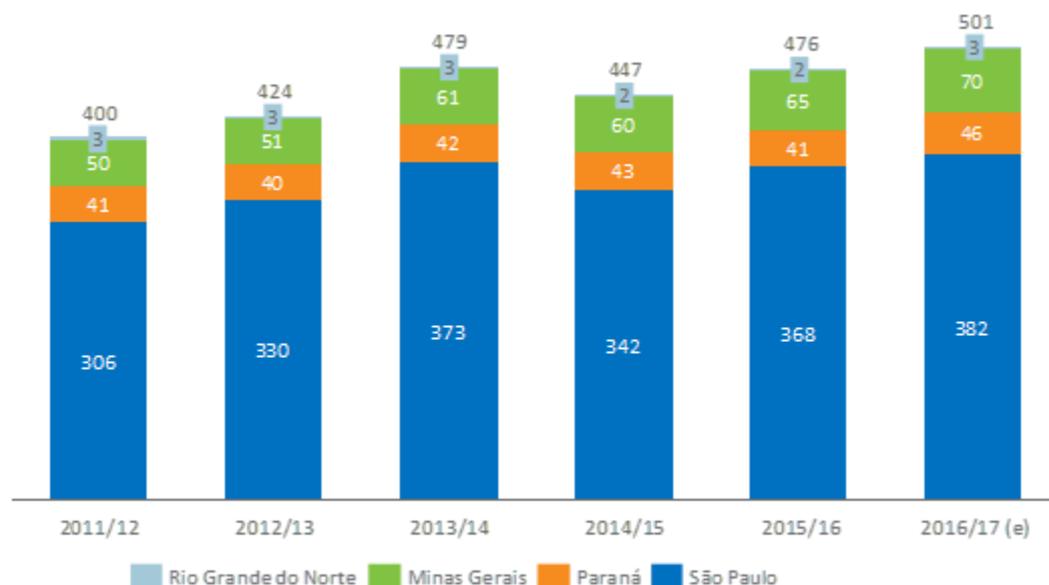
O aproveitamento da energia deste subproduto como insumo acontece desde a implantação das primeiras usinas sucroalcooleiras, localizadas em sua maioria nos estados de São Paulo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul e Paraná, próximo dos maiores centros consumidores de energia. No primeiro momento, 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 13,4 GW⁷ instalados no país. O PDE 2024⁸ 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:

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



Fonte: Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB). Data base: junho de 2016.

⁷ BIG (ANEEL) – Junho de 2016

⁸ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME)

Resultados 2T16

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 montanhosas⁹).

Atualmente, a fonte solar ainda é pouco representativa no País: 22,9 MW¹⁰ instalados. Entretanto, o PDE 2024¹¹ projeta crescimento significativo para essa fonte, que chegará a uma capacidade instalada de 7,0 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).

⁹ “Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions”, CanmetEnergy

¹⁰ BIG (ANEEL) – Junho de 2016

¹¹ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME)

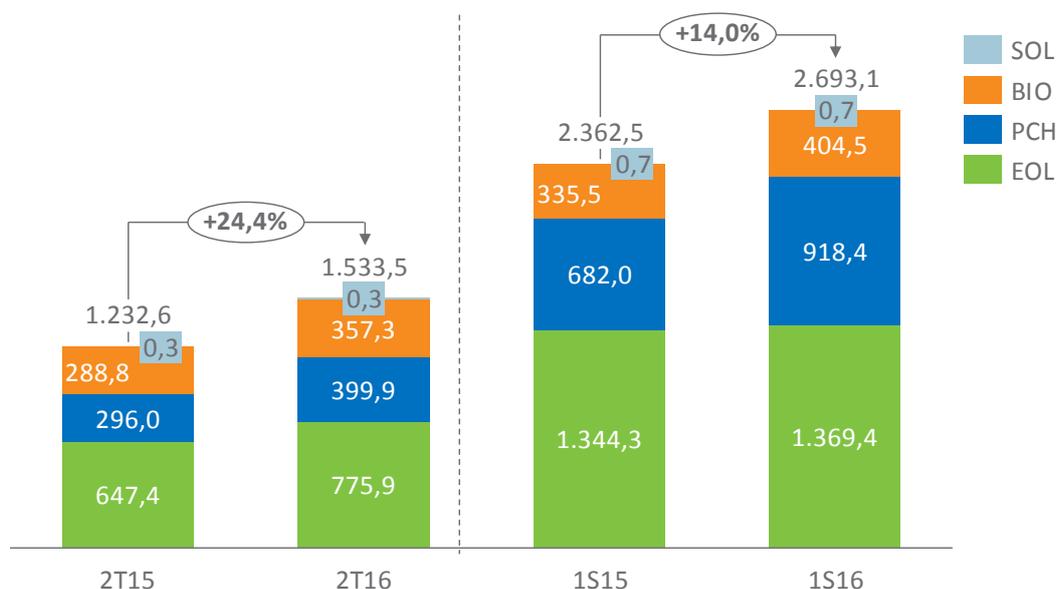
Resultados 2T16

Produção de energia

No 2T16, a CPFL Renováveis gerou 1.533,5 GWh de energia, aumento de 24,4% em relação ao 2T15. Já no 1S16, a CPFL Renováveis gerou 2.693,1 GWh de energia, aumento de 14,0% em relação ao 1S15.

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 2T16, a geração de energia dos parques eólicos apresentou crescimento de 19,8% (+128,5 GWh) quando comparada à geração do 2T15. Esse aumento deve-se principalmente à maior incidência de ventos no Rio Grande do Norte e Ceará quando comparada com o mesmo período do ano passado e a entrada em operação de novos parques. No 1S16, a geração de energia dos parques eólicos apresentou crescimento de 1,9% (+25,1 GWh) em relação a do 1S15 devido, basicamente, à entrada dos parques eólicos Morro dos Ventos II e Campo dos Ventos III, além da geração em teste dos parques eólicos Campo dos Ventos I e V.

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 87,7%, 90,8% e 100,5%, respectivamente. Nos últimos 24 meses, a taxa de eficiência foi impactada principalmente pelo cenário de velocidade dos ventos abaixo do esperado, em função do fenômeno EL Nino no Estado

Resultados 2T16

do Rio Grande do Norte, afetando negativamente a geração nos complexos eólicos Santa Clara, Morro dos Ventos, Macacos I, Eurus e parque eólico Campo dos Ventos II. Adicionalmente, o complexo eólico Atlântica apresentou menor disponibilidade em função de reparos necessários nas máquinas. Vale ressaltar que o P50 é uma medida de longo prazo e que desvios no curto prazo são normais.

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

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁹	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	36,7%	36,7%	99,9%
Complexo Eólico Bons Ventos ⁽²⁾	CE	40,5%	39,3%	97,0%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	47,0%	46,2%	98,2%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽⁴⁾	RN	43,0%	33,0%	76,8%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁵⁾	RN	46,9%	37,2%	79,4%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁶⁾	RS	43,4%	36,8%	84,8%
Complexo Eólico Macacos I ⁽⁷⁾	RN	47,6%	43,2%	90,8%
Campo dos Ventos II	RN	49,6%	39,0%	78,7%
Complexo Eólico Eurus ⁽⁸⁾	RN	49,3%	41,0%	83,0%
Morro dos Ventos II	RN	51,3%	41,0%	80,0%
Total		43,1%	37,6%	87,7%

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

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁹	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	36,7%	37,8%	103,0%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	40,5%	40,3%	99,5%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	47,0%	47,7%	101,5%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽⁴⁾	RN	43,0%	34,3%	79,7%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁵⁾	RN	46,9%	39,2%	83,7%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁶⁾	RS	43,4%	35,9%	82,7%
Total		41,8%	37,6%	90,8%

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

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁹	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	36,7%	37,6%	102,2%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	40,5%	39,7%	98,1%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	47,0%	47,6%	101,2%
Total		38,7%	38,8%	100,5%

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.

⁵Complexo Morro dos Ventos é formado pelos parques eólicos Morro dos Ventos I, III, IV, VI e IX.

⁶Complexo Atlântica é formado pelos parques eólicos Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V.

⁷Complexo Macacos I é formado pelos parques eólicos Macacos, Juremas, Pedra Preta e Costa Branca.

⁸Complexo Eurus é formado pelos parques eólicos Eurus I e Eurus II.

⁹O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50, estimada em 2,5%.

HÍDRICA (PCH):

No 2T16, a geração de energia das PCHs teve crescimento de 35,1% (+103,9 GWh) se comparada à geração do 2T15. Já no 1S16, houve um aumento de 34,7% (+236,4 GWh) quando comparado ao do 1S15. Essas variações devem-se principalmente ao aumento de geração nas usinas do Sul e de São Paulo, por conta da melhor afluência e a entrada em operação da PCH Mata Velha.

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 em uma exposição no mercado de curto prazo para tais usinas. A Companhia não tem efeito relevante para as usinas que comercializaram energia no mercado regulado, em função da repactuação do risco hidrológico (GSF). Os efeitos na CPFL Renováveis estão descritos nas sessões "Receita líquida e Custo de compra de energia".

BIOMASSA:

No 2T16, a geração de energia das usinas de biomassa apresentou crescimento de 23,7% (+68,5 GWh) em relação a do 2T15. Tal variação se deve principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Maior geração de Bio Pedra (+56,3 GWh) no 2T16, pois no 2T15, houve um sinistro em uma das turbinas dessa usina, que ficou fora de operação de maio a novembro de 2015;
- (ii) Maior geração na usina de Bio Ester no 2T16 (+11,2 GWh) por conta da menor chuva na região, antecipando o início da safra em relação ao ano anterior; e
- (iii) Aumento de geração da Bio Alvorada devido à melhor performance operacional.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela antecipação da operação em Bio Baldin no 2T15 devido à utilização de cavaco de madeira para suplementação de geração, o que não ocorreu no 2T16, em função do PLD mais baixo esse ano.

No 1S16, a geração de biomassa apresentou crescimento de 20,6% (+69,0 GWh) quando comparada à do 1S15. Essa variação pode ser explicada pelos fatores citados anteriormente e pela prorrogação da operação em Bio Ester devido ao remanescente da safra de 2015, que estava prevista para terminar em dezembro de 2015 e foi até o início de fevereiro de 2016. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela menor geração em Bio Formosa, que teve o encerramento da safra em 2016 um mês antes em relação ao ano de 2015.

Resultados 2T16

Desempenho econômico e financeiro

Demonstrações do resultado (R\$ mil)

	2T16	2T15	2T16 vs 2T15	1S16	1S15	1S16 vs 1S15
Receita Líquida	360.174	295.619	21,8%	638.920	660.034	-3,2%
Custo de geração de energia elétrica	(122.886)	(104.738)	17,3%	(201.489)	(262.141)	-23,1%
Depreciação e amortização	(95.828)	(89.387)	7,2%	(190.254)	(173.124)	9,9%
Lucro Bruto	141.460	101.494	39,4%	247.177	224.769	10,0%
Despesas gerais e administrativas	(26.275)	(34.942)	-24,8%	(58.700)	(64.390)	-8,8%
Amortização do direito de exploração	(37.933)	(42.539)	-10,8%	(75.734)	(85.918)	-11,9%
Depreciação & amortização	(1.201)	(494)	143,1%	(2.272)	(1.653)	37,4%
Lucro operacional	76.052	23.521	223,3%	110.471	72.808	51,7%
Resultado Financeiro	(128.087)	(112.054)	14,3%	(261.182)	(218.735)	19,4%
IR e CS	(9.650)	(4.549)	112,1%	(16.871)	(11.800)	43,0%
Resultado líquido	(61.685)	(93.082)	-33,7%	(167.582)	(157.727)	6,2%
Ebitda	211.014	155.941	35,3%	378.731	333.503	13,6%
Margem Ebitda	58,6%	52,8%	5,8 p.p	59,3%	50,5%	8,8 p.p

A variação do resultado entre os trimestres foi influenciada principalmente pelo aumento na receita líquida resultante do maior volume de energia gerada nas eólicas, pela maior receita nas PCHs em função da garantia sazonalizada no 2T16 e pela normalização da operação de uma das turbinas da Bio Pedra que sofreu sinistro no 2T15. Adicionalmente, houve a redução na linha de despesas gerais e administrativas devido, basicamente, à provisão para perda do imobilizado contabilizada no 2T15 (R\$ 10,9 milhões) por conta do sinistro ocorrido em Bio Pedra, e que não se repetiu no 2T16. O aumento da receita líquida e a redução das despesas gerais e administrativas, foram parcialmente compensadas por maiores custos de compra de energia. Assim, a Companhia registrou, no 2T16, um Ebitda 35,3% superior ao 2T15.

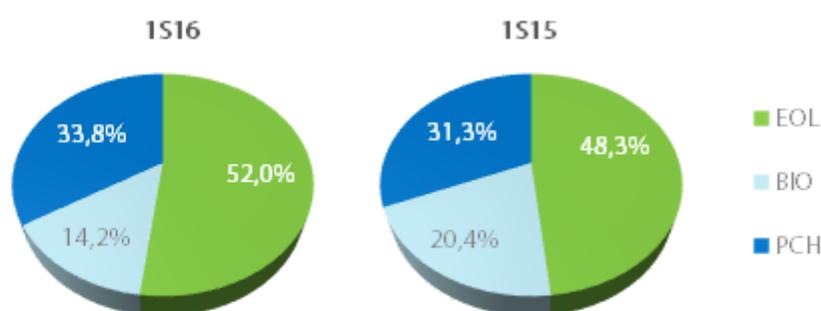
A variação do resultado nos períodos acumulados foi impactada pela necessidade de compra de energia para atendimento de média móvel de alguns contratos de biomassa, o que ocasionou maior receita no 1T15 em comparação com a do 1T16 e pelo maior custo com compra de energia no 1T15. Mesmo com a queda na receita líquida em 3,2% no 1S16, a CPFL Renováveis registrou um Ebitda 13,6% superior ao do 1S15 devido principalmente à redução do custo de compra de energia, por conta do menor impacto do GSF e à redução na linha de despesas gerais, conforme mencionado anteriormente.

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.

Receita líquida

Composição da receita líquida por fonte¹



¹ A participação da fonte solar foi de 0,03% no 1S16 e de 0,02% no 1S15.

A receita líquida atingiu R\$ 360,2 milhões no 2T16, montante 21,8% superior à receita do 2T15 (+R\$ 64,6 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Maior volume de energia gerada nas eólicas decorrente de maior velocidade dos ventos no 2T16 (R\$ 26,9 milhões);
- (ii) Contabilização de indenização de fornecedores de O&M devido à menor disponibilidade das máquinas do que a estabelecida nos contratos dos complexos eólicos SIIF, Bons Ventos, Rosa dos Ventos e Atlântica (R\$ 7,7 milhões);
- (iii) Entrada em operação comercial do parque eólico Campo dos Ventos III e da receita oriunda da geração em teste dos parques eólicos Campo dos Ventos I e V (R\$ 2,4 milhões);
- (iv) Maior receita nas PCHs em função de diferença na garantia sazonalizada no 2T16 (R\$ 6,0 milhões). Vale ressaltar, que no ano passado, a sazonalização da garantia física das PCHs foi mais concentrada no 1T15, enquanto que esse ano, a sazonalização foi mais linear ao longo dos meses;
- (v) Entrada em operação comercial da PCH Mata Velha, em maio de 2016 (R\$ 4,9 milhões);
- (vi) Menor reconhecimento de GSF relativo às usinas que atendem aos contratos do PROINFA no valor de R\$ 9,8 milhões no 2T15, efeito que não se repetiu no 2T16, em função da repactuação do risco hidrológico (GSF); e
- (vii) Maior geração em Bio Pedra no 2T16 devido à normalização da operação de uma das turbinas que sofreu um sinistro em maio de 2015 (R\$ 9,0 milhões).

No 1S16, a receita líquida atingiu R\$ 638,9 milhões, uma redução de 3,2% em comparação com a do mesmo período de 2015 (-R\$ 21,1 milhões). Essa variação pode ser explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Menor receita principalmente em Bio Alvorada e Bio Coopcana no 1S16, pois no 1S15, houve a necessidade de compra de energia para atendimento de média móvel (-R\$ 48,2 milhões); e
- (ii) Menor receita nas PCHs no 1T16, em função da garantia física sazonalizada no 1T15.

Tais impactos foram parcialmente compensados pelos seguintes efeitos positivos:

- (iii) Reconhecimento do GSF nas receitas das usinas que atendem aos contratos do Proinfa no valor de R\$ 0,3 milhão no 1S16 contra R\$ 21,3 milhões no 1S15;
- (iv) Entrada em operação comercial da PCH Mata Velha, em abril de 2016 (+R\$ 4,9 milhões);
- (v) Maior geração em Bio Pedra no 1S16 devido à normalização da operação de uma das turbinas que sofreu um sinistro em maio de 2015 (+R\$ 9,3 milhões); e
- (vi) Entrada em operação de novas capacidades – Morro dos Ventos II e Campo dos Ventos III e da receita oriunda da geração em teste dos parques eólicos Campo dos Ventos I e V (+R\$ 7,4 milhões).

Adicionalmente, houve efeito positivo do reajuste dos contratos nos últimos 12 meses, com base no IGP-M ou IPCA. A média dos preços de venda de energia em 30 de junho de 2016 era de R\$ 241,75/MWh, 7,9% superior a apurada em 30 de junho de 2015 (R\$ 224,00/MWh).

Cabe ressaltar que o reconhecimento das receitas das PCHs (com exceção dos contratos do PROINFA) é feito com base na curva de sazonalização dos contratos e o reconhecimento das receitas das eólicas é feito 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 (mapa de contrato de vendas de energia).

Custo de geração de energia

No 2T16, os custos de geração de energia, incluindo depreciação e amortização, da Companhia totalizaram R\$ 218,7 milhões, o que representa um aumento de 12,7% na comparação com os do 2T15 (+R\$ 24,6 milhões). Já no 1S16, os custos de geração de energia, incluindo depreciação e amortização, da Companhia totalizaram R\$ 391,7 milhões, o que representa uma redução de 10,0% na comparação com os do 1S15 (-R\$ 43,5 milhões).

Resultados 2T16

Custo de geração de energia (R\$ mil)

	2T16	2T15	2T16 vs 2T15	1S16	1S15	1S16 vs 1S15
Custo de compra de energia	(56.354)	(45.429)	24,0%	(70.191)	(147.439)	-52,4%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(675)	-	N.A	(1.183)	-	N.A
Encargos de uso de sistema	(21.456)	(19.443)	10,4%	(40.819)	(39.245)	4,0%
PMSO ⁽¹⁾	(44.401)	(39.866)	11,4%	(89.296)	(75.457)	18,3%
Custo de geração de energia elétrica	(122.886)	(104.738)	17,3%	(201.489)	(262.141)	-23,1%
Depreciação e amortização	(95.828)	(89.387)	7,2%	(190.254)	(173.124)	9,9%
Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização	(218.714)	(194.125)	12,7%	(391.743)	(435.265)	-10,0%

¹ Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R\$ 56,4 milhões no 2T16, montante 24,0% superior (+R\$ 10,9 milhões) ao registrado no 2T15.

Esta variação se deve, basicamente, aos seguintes fatores:

- (i) Reconhecimento de indenização devida de R\$ 26,4 milhões, de acordo com condições contratuais, dos Complexos Campo dos Ventos e São Benedito;
- (ii) Reconhecimento de R\$ 12,2 milhões referentes às apurações anual e quadrienal (findas em junho de 2016) dos contratos de venda de energia dos complexos eólicos Santa Clara e Morro dos Ventos. No quadriênio, a geração efetiva dos complexos ficou abaixo de 90% em relação ao montante contratado, ocasionando o ressarcimento deste valor conforme estabelecido nas regras do leilão (LER 2009). Cabe ressaltar que a geração foi impactada por eventos climatológicos, como o El Niño, que ocasionaram a redução da velocidade dos ventos na região desses parques;
- (iii) Menor impacto do GSF totalizando R\$ 1,6 milhão no 2T16, ante R\$ 25,6 milhões no 2T15; e
- (iv) Compra de energia no 2T15, de R\$ 5,0 milhões, relacionada ao atendimento de contratos de biomassa, que não ocorreu no 2T16.

No 1S16, o custo de compra de energia totalizou R\$ 70,2 milhões, montante 52,4% inferior ao do 1S15 (-R\$ 77,2 milhões). Essa redução deve-se principalmente ao menor impacto do GSF totalizando R\$ 3,5 milhões no 1S16, ante R\$ 66,8 milhões no 1S15 e pela necessidade de compra de energia no 1S15 para atender a média móvel das usinas de contratos de biomassa no valor de R\$ 45,8 milhões, que não se repetiu no 1S16. Tais efeitos foram parcialmente contrabalanceados por impactos negativos de indenização e apurações anual e quadrienal em alguns complexos eólicos.

Resultados 2T16



O PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/ Centro-Oeste foi de R\$ 48,01/MWh no 1S16 vs. R\$ 385,67/MWh no 1S15, com consequente efeito positivo na compra de energia.

PMSO

O custo com pessoal, material, serviços de terceiros e outros totalizou R\$ 44,4 milhões no 2T16, aumento de 11,4% (+R\$ 4,5 milhões) em relação ao custo do 2T15. No 1S16, o custo com PMSO totalizou R\$ 89,3 milhões, aumento de 18,3% em relação ao 1S15 (+R\$ 13,8 milhões). Tais variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Crescimento do portfólio em operação e maior geração no período; e
- (ii) Reajuste de contratos com fornecedores de O&M de parques eólicos, fim do período de carência parcial dos primeiros anos de operação.

Depreciação e Amortização

O custo com depreciação e amortização teve uma elevação de 7,2% e 9,9% no 2T16 e 1S16, respectivamente, devido basicamente à finalização do laudo de aquisição de DESA, com consequente 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, adequação dos prazos de depreciação de alguns projetos em operação e em construção e também pela entrada em operação de ativos ao longo dos últimos 12 meses.

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas somaram R\$ 65,4 milhões no 2T16, redução de 16,1% (-R\$ 12,6 milhões) em relação as do 2T15.

Despesas gerais e administrativas (R\$ mil)

	2T16	2T15	2T16 vs 2T15	1S16	1S15	1S16 vs 1S15
Despesas com pessoal	(14.851)	(11.753)	26,4%	(29.744)	(24.025)	23,8%
Serviços de terceiros ¹	(9.013)	(12.544)	-28,1%	(17.947)	(22.958)	-21,8%
Outros	(2.411)	(10.645)	-77,4%	(11.009)	(17.407)	-36,8%
Despesas gerais e administrativas	(26.275)	(34.942)	-24,8%	(58.700)	(64.390)	-8,8%
Depreciação & Amortização	(1.201)	(494)	143,1%	(2.272)	(1.653)	37,4%
Amortização do direito de exploração	(37.933)	(42.539)	-10,8%	(75.734)	(85.918)	-11,9%
Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização	(65.408)	(77.973)	-16,1%	(136.706)	(151.961)	-10,0%

¹ Considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais

Resultados 2T16

As principais variações do trimestre estão relacionadas aos seguintes fatores:

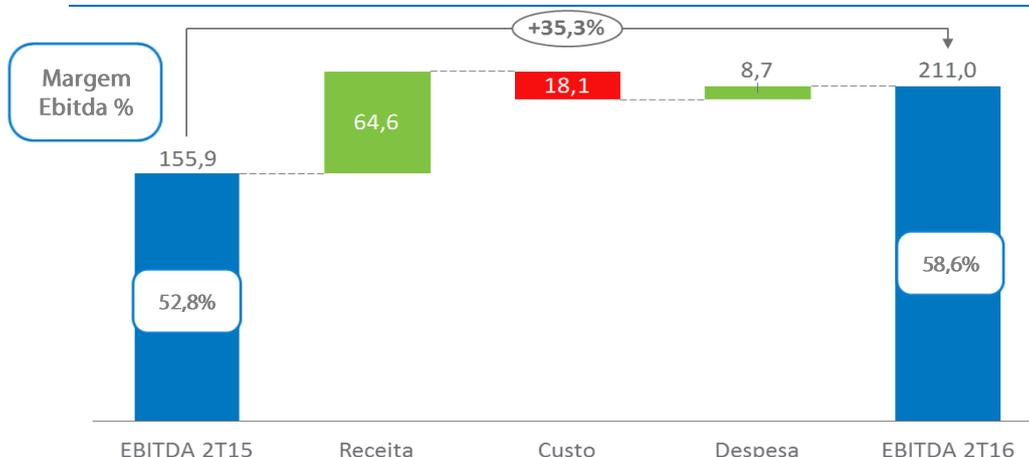
- (i) Maiores despesas com pessoal devido principalmente ao acordo coletivo, a partir setembro de 2015 e ao maior número de funcionários;
- (ii) Menores despesas com serviços de terceiros em função dos programas ambientais relacionados aos projetos em estudo e menores despesas com honorários advocatícios;
- (iii) Menores despesas na linha de Outros, em função de: provisão para perda do imobilizado contabilizada no 2T15 (+R\$ 10,9 milhões) referente ao sinistro ocorrido na turbina de Bio Pedra em maio de 2015; parcialmente compensadas pelo estorno da provisão pela descontinuidade de projeto de PCH da DESA no 2T15, no valor de R\$ 3,4 milhões; 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.

No 1S16, as despesas gerais e administrativas somaram R\$ 136,7 milhões, redução de 10,0% (-R\$ 15,3 milhões) em relação às do 1S15, basicamente por conta de menores despesas de serviços de terceiros e outros.

Ebitda

No 2T16, o Ebitda totalizou R\$ 211,0 milhões, 35,3% superior ao do 2T15 (+R\$ 55,1 milhões). A margem Ebitda atingiu 58,6% no 2T16, 5,8 p.p. superior à do 2T15. Tal resultado se deve à maior receita líquida (+21,8%), resultante principalmente: (i) do maior volume de energia gerada nas eólicas; (ii) da maior receita nas PCHs em função da garantia sazonalizada no 2T16; (iii) da maior receita de Bio Pedra, devido à normalização da operação de uma das turbinas que sofreu sinistro no 2T15; e (iv) da entrada em operação de novos ativos. O aumento da receita líquida compensou o crescimento de 12,7% do custo de geração de energia elétrica, sendo este influenciado principalmente pelo aumento da rubrica de compra de energia. Além dos efeitos mencionados, o crescimento do Ebitda também se deve às menores despesas gerais e administrativas apresentadas no trimestre.

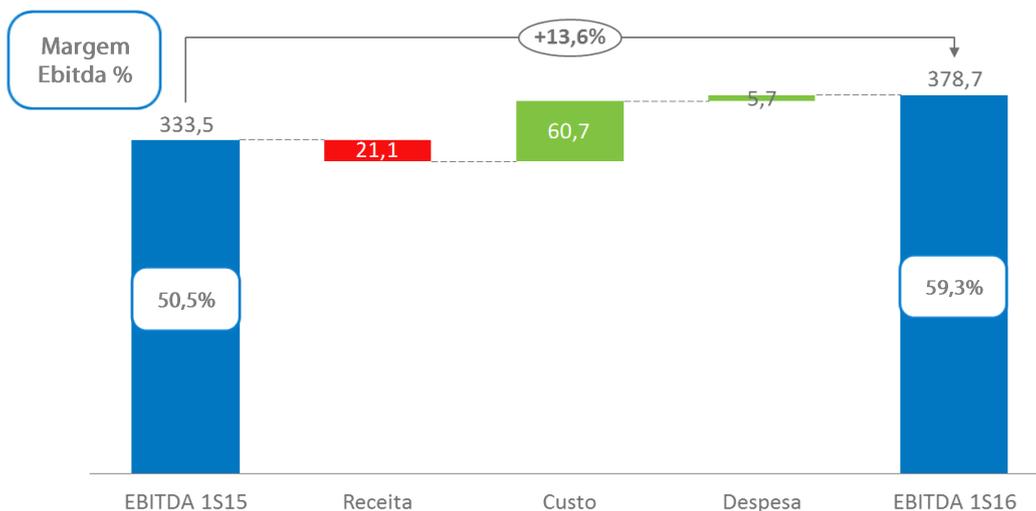
Evolução do Ebitda – 2T16 versus 2T15 (R\$ milhões)



Resultados 2T16

No 1S16, o Ebitda totalizou R\$ 378,7 milhões, 13,6% superior ao do 1S15 (+R\$ 45,2 milhões). Esse resultado foi influenciado principalmente pela redução do custo de compra de energia, por conta do menor impacto do GSF no 1S16 e pela redução na linha de despesas gerais e administrativas.

Evolução do Ebitda – 1S16 x 1S15 (R\$ milhões)



Os ajustes no Ebitda da Companhia no ano de 2015, consideram apenas itens extraordinários ligados à condição hidrológica (GSF e PCH fora do MRE). Vale lembrar que, devido à repactuação do GSF que ocorreu em dezembro de 2015, a Companhia passou a não ajustar o GSF no Ebitda a partir do 1T16.

O Ebitda ajustado da Companhia nos períodos, está descrito na tabela abaixo:

Ebitda e Ebitda ajustado (R\$ mil)

	2T16	2T15 ¹	1S16	1S15
Ebitda	211.014	155.941	378.731	333.503
Itens ajustados	-	47.514	-	101.894
GSF Receita	-	9.800	-	21.318
GSF Custo	-	25.600	-	66.812
Compra de energia (PCHs fora do MRE)	-	1.140	-	2.790
Sinistro de Bio Pedra	-	10.974	-	10.974
Ebitda ajustado	211.014	203.455	378.731	435.397

¹ O Ebitda ajustado do 2T15 não considera a penalidade no valor de R\$ 1,5 milhão, decorrente do sinistro de Bio Pedra.

Resultados 2T16

Resultado Financeiro

A CPFL Renováveis apresentou despesa financeira líquida de R\$ 128,1 milhões no 2T16, aumento de 14,3% (+R\$ 16,0 milhões) em relação à do 2T15. No 1S16, a despesa financeira líquida foi de R\$ 261,2 milhões, aumento de 19,4% (+R\$ 42,4 milhões) em relação às do 1S15.

Resultado financeiro (R\$ mil)

	2T16	2T15	2T16 vs 2T15	1S16	1S15	1S16 vs 1S15
Receitas Financeiras	34.374	29.880	15,0%	65.251	59.489	9,7%
Despesas Financeiras	(162.461)	(141.934)	14,5%	(326.433)	(278.224)	17,3%
Resultado Financeiro	(128.087)	(112.054)	14,3%	(261.182)	(218.735)	19,4%

Receitas financeiras

Em 30 de junho de 2016, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.013,8 milhões ante R\$ 1.444,8 milhões em 30 de junho de 2015. Tal redução deve-se principalmente aos investimentos realizados nos projetos em andamento e às amortizações de empréstimos, parcialmente compensada pelas novas captações no período.

No 2T16, as receitas financeiras totalizaram R\$ 34,4 milhões, 15,0% superior as do 2T15 (+R\$ 4,5 milhões). No 1S16, as receitas financeiras totalizaram R\$ 65,3 milhões, aumento de 9,7% em relação as do 1S15 (+R\$ 5,8 milhões). Tais resultados são explicados principalmente pelo acréscimo do CDI médio (14,13% a.a. no 2T16 versus 13,11% a.a. no 2T15) e (14,13% a.a. no 1S16 versus 12,62% a.a. no 1S15).

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 162,5 milhões no 2T16, aumento de 14,5% (-R\$ 20,5 milhões) em relação às do 2T15. No 1S16, as despesas financeiras totalizaram R\$ 326,4 milhões, 17,3% superior às do 1S15 (-R\$ 48,2 milhões). As variações são explicadas pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento do CDI médio entre os períodos: 14,13% a.a. no 2T16 versus 13,11% a.a. no 2T15 e 14,13% a.a. no 1S16 versus 12,62% a.a. no 1S15;
- (ii) Aumento da TJLP entre os períodos: 7,5% a.a. no 2T16 versus 6,0% a.a. no 2T15 e 7,50% a.a. no 1S16 versus 5,75% a.a. no 1S15; e
- (iii) Adição de novas capacidades, pois com a entrada em operação comercial os custos dos financiamentos deixam de ser capitalizados.

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.

Resultados 2T16

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 adotam o regime de tributação com base no lucro real por usufruírem do benefício fiscal do lucro da exploração. Além delas, as SPEs Campo dos Ventos I, III, IV e V, Santo Dimas, São Benedito, Santa Mônica, Santa Úrsula e São Martinho adotam a tributação com base no lucro real pela vantagem econômica frente ao desembolso projetado, caso sua opção de tributação fosse com base no lucro presumido.

As despesas com imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$ 9,7 milhões no 2T16 ante R\$ 4,5 milhões no 2T15. Já no 1S16, tais despesas foram de R\$ 16,9 milhões ante R\$ 11,8 milhões no 1S15. Essas variações ocorreram principalmente pelo aumento das receitas financeiras nas SPEs tributadas pelo lucro presumido, que estão sujeitas ao pagamento de imposto de renda à alíquota de 34%.

Resultado líquido

A CPFL Renováveis registrou prejuízo líquido de R\$ 61,9 milhões no 2T16 ante a um prejuízo de R\$ 93,1 milhões no 2T15 devido, basicamente, à maior receita líquida apurada no período, compensada pelo maior custo com compra de energia e pela maior despesa financeira líquida - consequência do cenário macroeconômico atual. Já no 1S16, o prejuízo líquido foi de R\$ 167,6 milhões ante a um prejuízo de R\$ 157,7 milhões no 1S15 devido principalmente à maior despesa financeira líquida, parcialmente compensada pelos menores custos e despesas operacionais.

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 264,8 milhões no 2T16, totalizando R\$ 483,7 milhões no 1S16. Os investimentos foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

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

¹ São Domingos, Ventos de São Martinho e Campo dos Ventos I, III e V.

² Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula.

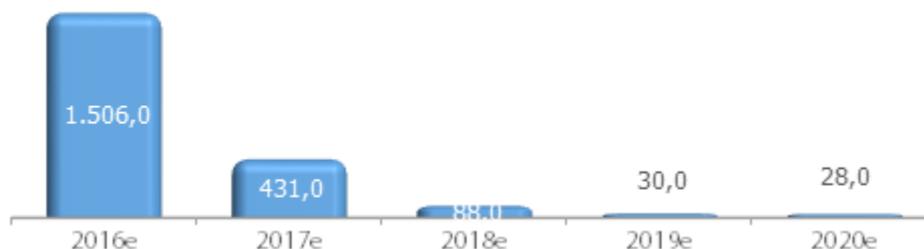
³ Energia Contratada a partir de 2017. Esses parques eólicos têm entrada em operação gradual a partir de maio de 2016 com previsão de término em dezembro de 2016.

⁴ Pedra Cheirosa I e II.

Resultados 2T16

Os investimentos para os próximos 5 anos somam R\$ 2.083,0 milhões e viabilizarão a expansão da capacidade da Companhia. A seguir estão os valores por ano:

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



Balanço Patrimonial

Ativo consolidado (R\$ mil)

	Jun/16	Mar/16	Dez/15	Jun/16 vs Mar/16	Jun/16 vs Dez/15
Ativo					
Circulante e Realizável a longo prazo	1.483.673	1.668.960	1.778.623	-11,1%	-16,6%
Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações financeiras ¹	1.013.810	1.189.049	1.268.521	-14,7%	-20,1%
Contas a receber (Clientes)	220.640	218.866	229.326	0,8%	-3,8%
Tributos a Recuperar	75.310	68.387	75.461	10,1%	-0,2%
Tributos diferidos	2.802	2.222	1.422	26,1%	97,0%
Créditos com partes relacionadas	8.349	8.088	7.680	3,2%	8,7%
Outros	162.762	182.348	196.212	-10,7%	-17,0%
Imobilizado	7.211.467	7.030.317	6.888.333	2,6%	4,7%
Intangível	3.161.002	3.199.560	3.237.146	-1,2%	-2,4%
Tota do Ativo	11.856.142	11.898.837	11.904.102	-0,4%	-0,4%

¹ 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 2T16 em R\$ 1,5 bilhão, redução de 16,6% (- R\$ 294,9 milhões) em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2015.

As disponibilidades - caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras vinculadas - encerraram o 2T16 com R\$ 1,0 bilhão, redução de 20,1% comparadas às do 4T15. Essa redução foi decorrente: (i) dos investimentos realizados nos projetos em construção e nas amortizações e custos dos financiamentos, sendo parcialmente

Resultados 2T16



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 (+4,7%) foi decorrente principalmente do andamento das obras dos complexos eólicos São Benedito e Campo dos Ventos, Pedra Cheirosa e da PCH Boa Vista II.

Passivo consolidado (R\$ mil)

	Jun/16	Mar/16	Dez/15	Jun/16 vs Mar/16	Jun/16 vs Dez/15
Passivo					
Circulante e Não Circulante	7.736.042	7.704.313	7.600.305	0,4%	1,8%
Fornecedores	57.222	55.434	62.127	3,2%	-7,9%
Obrigações trabalhistas e encargos	48.198	42.820	56.575	12,6%	-14,8%
Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	10.027	4.316	5.588	132,3%	79,4%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	6.045.478	6.107.372	6.021.059	-1,0%	0,4%
Outros	1.575.117	1.494.372	1.454.956	5,4%	8,3%
Patrimônio Líquido	4.120.100	4.194.524	4.303.797	-1,8%	-4,3%
Capital social	3.390.444	3.390.444	3.390.444	0,0%	0,0%
Reservas de capital	740.427	740.427	740.427	0,0%	0,0%
Reservas de lucro	1.305	1.305	1.305	0,0%	0,0%
Ajuste de avaliação patrimonial	42.081	42.984	43.887	-2,1%	-4,1%
Lucros/prejuízos acumulados	(169.696)	(106.893)	0	58,8%	-
Participação de acionistas não controladores	115.539	126.257	127.734	-8,5%	-9,5%
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	11.856.142	11.898.837	11.904.102	-0,4%	-0,4%

Principais variações do passivo

O passivo circulante e não circulante encerrou o 2T16 com montante de R\$ 7,7 bilhões, 1,8% (+R\$ 135,7 milhões) superior ao encerramento do 4T15, sendo influenciado basicamente pelo aumento de 8,3% na conta de outros, em função principalmente: (i) do aumento da linha de adiantamento de clientes, devido às condições contratuais de PPAs da fonte eólica; (ii) ajustes para atender as apurações anual e quadrienal dos complexos eólicos Santa Clara e Morro dos Ventos; e (iii) indenização dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, sendo os dois últimos itens detalhados no capítulo de custos.

O patrimônio líquido foi de R\$ 4,1 bilhões no encerramento do 2T16, variação negativa de 4,3% ou R\$ 183,7 milhões em relação ao encerramento do 4T15.

Resultados 2T16

Endividamento

A Companhia encerrou o 2T16 com endividamento total de R\$ 6.045,5 milhões, praticamente estável em relação ao do 2T15 (R\$ 6.060,2 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 11,23% a.a. (79,4% do CDI de 30 de junho de 2016).

As captações realizadas nos últimos 6 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 6 meses, a Companhia realizou captações de R\$ 512,5 milhões, sendo:

- (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\$ 67,6 milhões referentes ao financiamento de longo prazo da PCH Mata Velha junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,02% a.a.;
- (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.;
- (vi) R\$ 52,0 milhões referentes ao financiamento de longo prazo do complexo eólico São Benedito junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,75% a.a.;
- (vii) R\$ 30,0 milhões referentes ao financiamento de curto prazo da CPFL Renováveis junto ao Banco BBM com custo de CDI + 3,30% a.a.; e
- (viii) R\$ 44,0 milhões referentes ao financiamento de curto prazo da CPFL Renováveis junto ao Banco ABC com custo de CDI + 3,80% a.a..

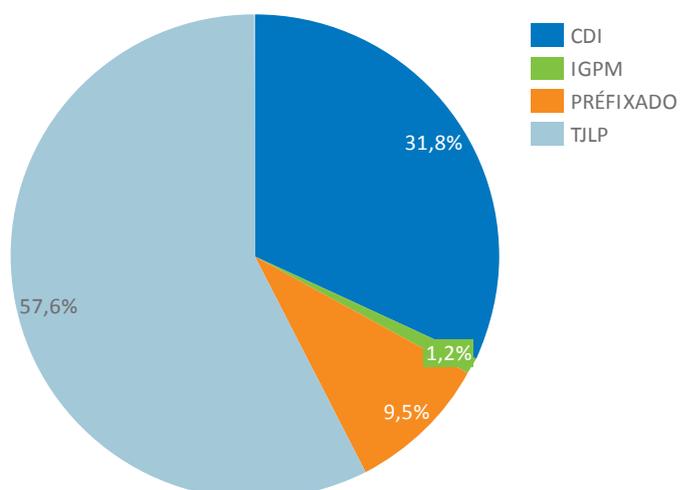
Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos 6 meses:

- (i) R\$ 277,0 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures da Turbina 16;
- (ii) R\$ 43,0 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (iii) R\$ 19,8 milhões referentes à amortização da 1ª emissão das debêntures do complexo SIIF;
- (iv) R\$ 8,8 milhões referentes à amortização da 1ª emissão das debêntures da Dobrevê;
- (v) R\$ 8,7 milhões referentes à amortização da 1ª emissão das debêntures da PCH Holding 2; e
- (vi) R\$ 204,0 milhões referentes à amortização de outros empréstimos.

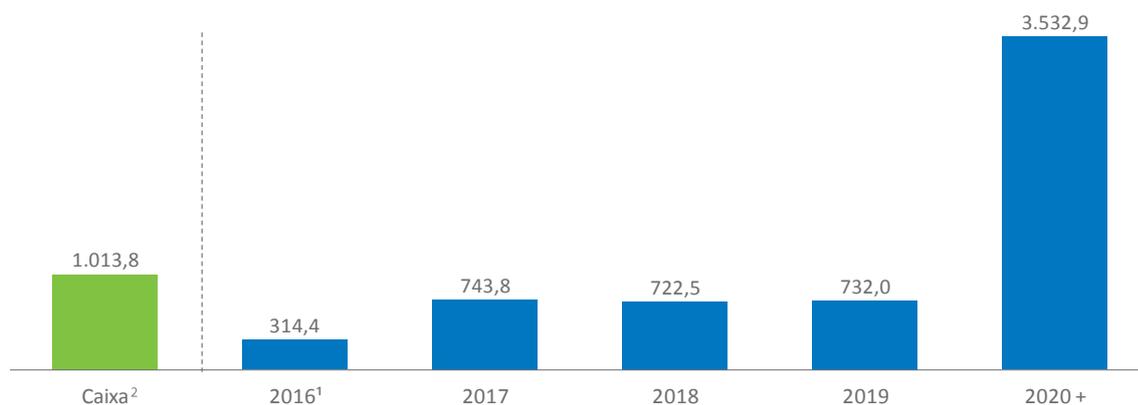
O endividamento líquido consolidado totalizou R\$ 5.031,7 milhões no 2T16, montante 9,0% superior ao do mesmo período de 2015, devido principalmente ao menor saldo de caixa que foi influenciado pelos investimentos realizados nos projetos em andamento e às amortizações de empréstimos, parcialmente compensado pelas novas captações no período.

Resultados 2T16

Dívida por indexador – junho de 2016



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



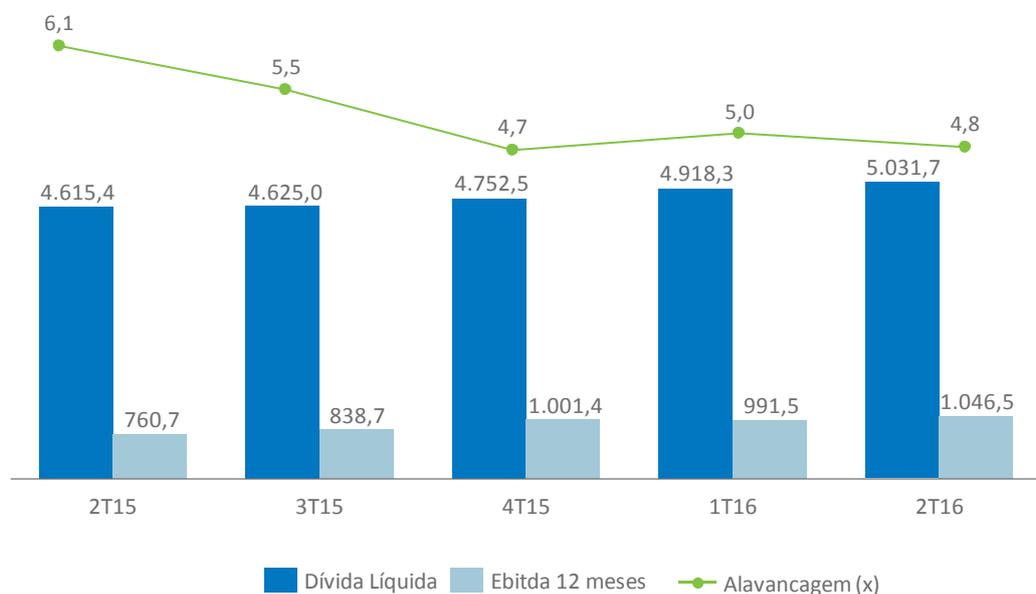
¹ Considera encargos financeiros no valor de R\$ 31,4 milhões no 2S16 (jun-dez/16) e de R\$ 22,5 milhões em 2018.

² O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 427,3 milhões no 2T16 (R\$314,1 milhões no 2T15)

É importante reforçar que 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.

Resultados 2T16

Divida líquida/Ebitda (R\$ milhões)¹



¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 427,3 milhões no 2T16 (R\$ 314,1 milhões no 2T15).

Mercado de capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 2T16 cotadas a R\$ 11,50, representando uma desvalorização de 7,3% em relação ao fim do 2T15. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV) desvalorizou 2,93%. Já o índice de Energia Elétrica (IEE) apresentou valorização de 1,8%.

Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 30/06/2015 até 30/06/2016



Resultados 2T16

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.

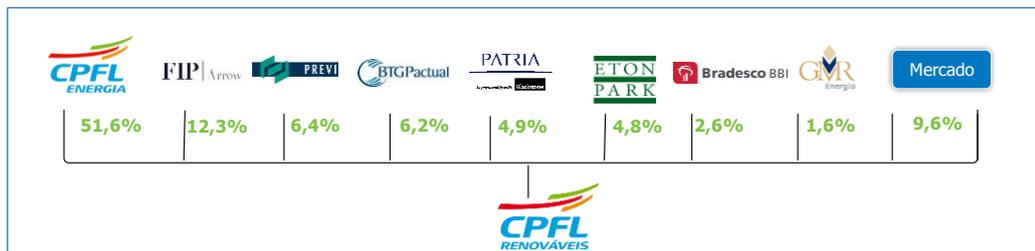
A Diretoria Executiva é formada por quatro diretores estatutários, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a Companhia e gerir seus negócios sociais de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração.

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no *website* de Relações com Investidores www.cpflrenovaveis.com.br/ri.

Resultados 2T16

Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



¹Via CPFL Geração

Resultados 2T16



Contatos	Teleconferência	CPRE3
Gustavo Sousa Diretor Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Teleconferência / webcast	Cotação de fechamento em 10/08/2016: R\$ 10,70
Flávia de Lima Carvalho Superintendente de Relações com Investidores	Data: 11 de agosto de 2016	Valor de Mercado:
Luciana Silvestre Fonseca Analista de Relações com Investidores	Horário: 11h00 (Horário de Brasília) 10h00 a.m (Eastern time)	Reais: R\$ 5,4 bilhões
Erika Lima Analista de Relações com Investidores	Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.	Dolar: USD: 1,7 bilhão
Lais Helena Lobão Analista de Relações com Investidores	Telefones para conexão: Brasil: (+55)11 3193-1001 EUA: +1 888 700 0802 Mundo: +1 786 924-6977	
E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: 11- 3157-9312	Senha: CPFL Renovaveis	
Assessoria de Imprensa RP1 Comunicação Empresarial E-mail: marianacesena@rp1.com.br 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 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 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 aflúncias. 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.

Resultados 2T16

Anexos – Mapa de contratos de venda de energia

Ambiente de contratação	Receita	Ajustes de geração	Comentários
Eólica			
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.
PCH			
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).
Biomassa			
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).

Resultados 2T16

Anexos – Balanço patrimonial consolidado (R\$ mil)

	Jun/16	Mar/16	Dez/15	Jun/16 vs Mar/16	Jun/16 vs Dez/15
Ativo					
Circulante	942.185	1.150.396	1.296.419	-18,1%	-27,3%
Caixa e equivalentes de caixa	564.328	771.415	871.503	-26,8%	-35,2%
Aplicações financeiras ¹	22.183	12.664	23.633	75,2%	-6,1%
Contas a receber (Clientes)	220.640	218.866	229.326	0,8%	-3,8%
Tributos a Recuperar	75.310	68.387	75.461	10,1%	-0,2%
Outros	59.724	79.064	96.496	-24,5%	-38,1%
Não Circulante	10.913.957	10.748.441	10.607.683	1,5%	2,9%
Realizável a longo prazo	541.488	518.564	482.204	4,4%	12,3%
Aplicações financeiras vinculadas	427.299	404.970	373.386	5,5%	14,4%
Tributos diferidos	2.802	2.222	1.422	26,1%	97,0%
Créditos com partes relacionadas	8.349	8.088	7.680	3,2%	8,7%
Outros Ativos Não Circulantes	103.038	103.284	99.716	-0,2%	3,3%
Imobilizado	7.211.467	7.030.317	6.888.333	2,6%	4,7%
Intangível	3.161.002	3.199.560	3.237.146	-1,2%	-2,4%
Tota do Ativo	11.856.142	11.898.837	11.904.102	-0,4%	-0,4%

¹ Considera títulos e valores mobiliários

Resultados 2T16



	Jun/16	Mar/16	Dez/15	Jun/16 vs Mar/16	Jun/16 vs Dez/15
Passivo					
Circulante	1.098.680	999.163	1.174.865	10,0%	-6,5%
Fornecedores	56.589	54.801	61.494	3,3%	-8,0%
Obrigações trabalhistas e encargos	48.198	42.820	56.575	12,6%	-14,8%
Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	10.027	4.316	5.588	132,3%	79,4%
Debêntures emitidas	240.780	267.919	485.952	-10,1%	-50,5%
Empréstimos e financiamentos	419.050	394.391	368.089	6,3%	13,8%
Outras obrigações	324.036	234.916	197.166	37,9%	64,3%
Não Circulante	6.637.362	6.705.150	6.425.440	-1,0%	3,3%
Fornecedores	633	633	633	0,1%	0,1%
Empréstimos e financiamentos	3.669.699	3.660.358	3.517.507	0,3%	4,3%
Debêntures emitidas	1.715.949	1.784.704	1.649.511	-3,9%	4,0%
Outros	1.251.081	1.259.455	1.257.791	-0,7%	-0,5%
Patrimônio Líquido	4.120.100	4.194.524	4.303.797	-1,8%	-4,3%
Capital social	3.390.444	3.390.444	3.390.444	0,0%	0,0%
Reservas de capital	740.427	740.427	740.427	0,0%	0,0%
Reservas de lucro	1.305	1.305	1.305	0,0%	0,0%
Ajuste de avaliação patrimonial	42.081	42.984	43.887	-2,1%	-4,1%
Lucros/prejuízos acumulados	(169.696)	(106.893)	0	58,8%	-
Participação de acionistas não controladores	115.539	126.257	127.734	-8,5%	-9,5%
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	11.856.142	11.898.837	11.904.102	-0,4%	-0,4%

Resultados 2T16

Anexos – ativos em operação

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Energia Contratada 2016* (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/16	Tipo de contrato
Eólico						
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	13,10	LFA 2010
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,90	LFA 2010
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,00	LFA 2010
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	13,70	LFA 2010
Complexo eólico SIIF	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,35	Proinfa
	Icaraízinho	Amontada	CE	54,6	21,45	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	11,75	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,01	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	13,00	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	12,00	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	12,00	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	12,00	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	12,00	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	12,00	LER 2009
	EURUS VI	Parazinho	RN	8,0	3,00	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,70	LFA 2010
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,50	LFA 2010
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,10	LFA 2010
	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,80	LFA 2010
Complexo eólico Bons Ventos	Bons Ventos	Aracati	CE	50,0	15,90	Proinfa
	Taiba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	CE	16,5	6,56	Proinfa
	Canoa Quebrada - BV	Aracati	CE	57,0	22,87	Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31,5	9,94	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Campo dos Ventos II	João Camara	RN	30,0	14,00	LER 2010
	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	3,31	Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,43	Proinfa
Complexo eólico Morro dos Ventos	Morro dos Ventos I	João Camara	RN	28,8	13,00	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Camara	RN	28,8	13,00	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Camara	RN	28,8	13,00	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Camara	RN	28,8	13,00	LER 2009
	Morro dos Ventos IX	João Camara	RN	30,0	14,00	LER 2009
Complexo eólico Eurus	Eurus I	João Câmara	RN	30,0	14,50	LER 2010
	Eurus III	João Câmara	RN	30,0	15,00	LER 2010
Complexo eólico Campo dos Ventos	Morro dos Ventos II	João Camara	RN	29,2	15,10	LEN 2011
	Campo dos Ventos III	João Camara	RN	25,2	5,20	ACL
Subtotal Eólico			1.054,5	424,16	259,22	

* Para o cálculo de energia contratada de 2016 considerou-se 8.784 horas, devido ano bissexto.

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2016* (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/16	Tipo de contrato
Biomassa							
Alvorada	Araporã	MG	50,0	18,10	17,98	178,21	ACL
Baía Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	11,00	11,00	253,11	LEN 2006
Bio Burity	Burity	SP	50,0	20,96	20,96	224,12	ACL
Bio Energia	Pirassununga	SP	45,0	12,80	12,48	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	214,72	LER 2010
Coopcana	São Carlos do Ivaí	PR	50,0	18,00	18,04	178,21	ACL
Ester	Cosmópolis	SP	40,0	10,20	13,58	197,84	LFA 2007 / ACL
Subtotal Biomassa			370,0	123,62	126,60	209,37	

* Para o cálculo de energia contratada de 2016 considerou-se 8.784 horas, devido ano bissexto.

Resultados 2T16

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2016* (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/16	Tipo de contrato
PCH							
Alto Irani	Arvoredo	SC	21.0	12.36	12.36	251.44	Proinfa
Americana	Americana	SP	30.0	5.88	5.88	237.91	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0.5	0.42	0.42	230.68	ACL
Arvoredo	Arvoredo	SC	13.0	7.38	7.00	229.12	LFA
Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23.0	14.89	14.76	235.65	ACL
Buritizal	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	251.44	Proinfa
Corrente Grande	Açucena	MG	14.0	8.53	8.44	235.65	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4.2	1.60	1.60	214.24	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10.8	5.69	5.69	237.91	ACL
Eloy Chaves	Espirito 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	Indiavaí	MT	19.4	12.60	12.51	247.32	Proinfa
Gavião Peixoto	Gavião Peixoto	SP	4.8	3.63	3.63	237.91	ACL
Guaporé	Guaporé	RS	0.7	0.40	0.40	230.68	ACL
Jaguari	Pedreira	SP	11.8	4.50	4.50	237.91	ACL
Lençóis	Macatuba	SP	1.7	1.04	1.04	237.91	ACL
Ludesa	Ipuacu	SC	30.0	21.20	20.84	239.82	Proinfa / ACL
Mata Velha	Unai	MG	24.0	13.10	12.70	162.42	ACL
Monjolinho	São Carlos	SP	0.6	0.11	0.31	237.91	ACL
Ninho da Águia	Delfim Moreira	MG	10.0	6.50	4.16	235.65	ACL
Novo Horizonte	Campina Grande do Sul	PR	23.0	10.40	9.80	165.09	ACL
Paioi	Frei Inocêncio	MG	20.0	10.47	10.93	235.62	ACL
Pinhal	Espirito Santo do Pinhal	SP	6.8	3.70	3.70	237.91	ACL
Pirapó	Roque Gonzales	RS	0.8	0.58	0.58	230.68	ACL
Plano Alto	Xavantina	SC	16.0	9.25	9.25	251.44	Proinfa
Saltinho	Muitos Capões	RS	0.8	0.73	0.73	230.68	ACL
Salto Góes	Tangará	SC	20.0	11.10	11.10	207.91	LFA
Salto Grande	Campinas	SP	4.6	2.58	2.58	237.91	ACL
Santa Luzia	São Domingos	SC	28.5	18.42	18.00	231.59	LFA 2007 / ACL
Santana	São Carlos	SP	4.3	2.61	2.61	237.91	ACL
São Gonçalo	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	11.0	7.22	6.44	235.65	ACL
São Joaquim	Guará	SP	8.1	5.07	5.07	237.91	ACL
Socorro	Socorro	SP	1.0	0.31	0.31	237.91	ACL
Três Saltos	Torrinha	SP	0.6	0.43	0.43	237.91	ACL
Varginha	Chalé	MG	9.0	5.39	4.00	229.12	LFA 2007
Várzea Alegre	Chalé	MG	7.5	4.88	4.79	235.65	ACL
Subtotal PCH			422.9	235.5	229.10	229.56	
Solar							
Tanquinho	Campinas	SP	1.1	0.19	0.19	215.42	ACL
Subtotal Solar			1.1	0.19	0.19	215.42	
TOTAL			1,848.5	805.5		242.89	

* Para o cálculo de energia contratada de 2016 considerou-se 8.784 horas, devido ano bissexto.

Anexos – ativos em construção

	Projetos	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh)		Tipo de contrato
						Jun/16		
Complexo Campo dos Ventos*	Campo dos Ventos I	RN	25,2	13,60	64,6	169,26		ACL
	Campo dos Ventos V	RN	25,2	13,10		169,26		ACL
	São Domingos	RN	25,2			169,26		ACL
	Ventos de São Martinho	RN	14,7			169,26		ACL
Complexo São Benedito*	São Benedito	RN	29,4		60,60	169,26		ACL
	Vento de Santo Dimas	RN	29,4			169,26		ACL
	Vento de Santa Mônica	RN	29,4			169,26		ACL
	Ventos de Santa Úrsula	RN	27,3			169,26		ACL
Complexo Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa I	CE	25,2	13,60	13,60	138,39		18º LEN 2014 (A-5)
	Pedra Cheirosa II	CE	23,1	12,50	12,50	138,39		18º LEN 2014 (A-5)
Subtotal EOL			254,1	52,80	151,30	154,00		
PCH								
	Boa Vista II	MG	26,5	14,80	14,00	228,67		21º LEN 2015 (A-5)
Subtotal PCH			26,5	14,80	14,00	228,67		
TOTAL			280,6	67,60	165,30	170,35		

* Energia contratada para 2017 para os complexos Campo dos Ventos e São Benedito.